

Proyecto Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Estudio comparativo de sistemas de almacenamiento de energía para media-larga duración en España: Aplicación a verano de 2016

Autor: Antonio Vargas De Manuel

Tutor: Pedro García Haro

Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

**Estudio comparativo de sistemas de
almacenamiento de energía para media-larga
duración en España: Aplicación a verano de 2016**

Autor:

Antonio Vargas De Manuel

Tutor:

Pedro García Haro

Investigador Postdoctoral (Juan de la Cierva-Incorporación)

Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Proyecto Fin de Carrera: Estudio comparativo de sistemas de almacenamiento de energía para media-larga duración en España: Aplicación a verano de 2016

Autor: Antonio Vargas De Manuel

Tutor: Pedro García Haro

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

A mi familia, que son mis padres, mi hermana y mi abuela, por estar ahí siempre y brindarme todos los recursos necesarios para llevar a cabo mis estudios y finalizar la carrera.

A mi pareja Irene, por su apoyo incondicional y ser un pilar fundamental durante estos últimos 4 años.

A mi amigo Jose, por formar parte de esto y ayudarme en todo siempre.

A mi tutor Pedro por ayudarme en todo lo posible para hacer este trabajo.

Antonio Vargas De Manuel
Grado en Ingeniería de la Energía
Sevilla, 2018

Resumen

En este trabajo se hace en primer lugar una introducción al sistema eléctrico español donde se habla de la demanda y la producción eléctrica de 2016. Seguidamente se hace un estudio comparativo de los diferentes tipos de tecnologías existentes para poder determinar posteriormente cual podría haber encajado en el sistema eléctrico español, centrándonos en algunos de ellos como el bombeo de la energía hidráulica (PHS), los volantes de inercia, almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES), Baterías de flujo y de Ion-Litio y por último “Power-to-Gas”. Posteriormente se comparan algunos parámetros característicos y se analizan las curvas de demanda del periodo de verano correspondiente del 21 de junio al 19 de septiembre. Por último se realiza un balance horario donde se pretende justificar qué tecnología podría funcionar comparando las tasas de €/tCO₂ necesarias para que fuesen competitivas.

Abstract

In this paper, an introduction to the Spanish electricity system is first made, where the demand and the electrical production of 2016 are discussed. A comparative study of the different types of existing technologies is then made in order to determine later what could have been embedded in the Spanish electrical system, focusing on some of them as the pumping of hydraulic energy (PHS), flywheels of inertia, energy storage by compressed air (CAES), flow and lithium-ion batteries and finally "Power-to -Gas". Then, some characteristic parameters are compared and the demand curves of the corresponding summer period from June 21 to September 19 are analyzed. Finally, an hourly balance is made to justify what technology might work by comparing the € / tCO₂ rates necessary to be competitive.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	viii
Abstract	ix
Índice de Tablas	xii
Índice de Figuras	xiv
Notación	xvi
Objetivos y alcance	xvii
1. Introducción	1
1.1 Descripción de la red eléctrica española	1
1.2 Demanda de energía eléctrica peninsular	4
1.3 Producción de energía eléctrica peninsular	6
1.4 Importancia de los sistemas de almacenamiento en el mundo y en España	8
1.5 Retos para el almacenamiento de energía eléctrica	8
2 Sistemas de almacenamiento de energía	9
2.1 Tipos de sistemas de almacenamiento de energía	10
2.1.1 Hidroeléctrica de bombeo (PHS)	12
2.1.2 Volantes de inercia	16
2.1.3 Almacenamiento de aire comprimido (CAES)	20
2.1.3.1 Tecnología diabática (Convencional)	21
2.1.3.2 Tecnología adiabática	23
2.1.4 Baterías	25
2.1.4.1 Baterías de flujo	27
2.1.4.2 Baterías Ion-Litio	29
2.1.5 Power-to-Gas: Hidrógeno / SNG	32
Aplicaciones	35
2.2.1 Perspectiva logística según cadena de valor	35
2.2.2 Perspectiva paramétrica	37
3 Bases de cálculo	39
3.1 Comparativa de densidad de energía frente a densidad de potencia	39
3.2 Comparativa de potencia frente a energía almacenada	41
3.3 Comparativa de energía almacenada frente a tiempo de descarga	42
3.4 Análisis de curvas de generación eléctrica de España peninsular	43
3.4.1 Patrón A	45
3.2.1 Patrón B	47
4 Resultados	49
5 Conclusiones	60
6 Bibliografía	61
7 Glosario	65
8 Anexos	A.1
Anexo A: The hornsedale Power [41]	A.1
Anexo B: Participación de generadores renovables en el mercado eléctrico español [54]	B.1
B.1 Descripción general de los arreglos de equilibrio del mercado eléctrico español	B.1
B.1.2 Participación de las renovables en los mecanismos de equilibrio del mercado español eléctrico	B.4
Anexo C: Gráficas semanales de generación eléctrica en verano 2016	C.1

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Relación altura-volumen	14
Tabla 2. Modelo simplificado de PHS	15
Tabla 3. Centrales hidroeléctricas destacadas de España [34]	15
Tabla 4. Centrales Hidroeléctricas destacas de Europa. Adaptación [34]	16
Tabla 5. Características generales de los volantes de inercia [13].	17
Tabla 6. Modelo simplificado de la tecnología FESS.	19
Tabla 7. Modelo simplificado de la tecnología CAES	22
Tabla 8. Comparación de 2 plantas reales de tecnología CAES [21].	23
Tabla 9. Resumen de costes de un sistema de almacenamiento estacionario [39].	26
Tabla 10. Modelo simplificado de la batería de flujo.	28
Tabla 11. Instalaciones representativas de baterías de flujo VRB [28]	28
Tabla 12. Comparación cualitativa de algunos parámetros. Adaptación de [39]	29
Tabla 13. Modelo simplificado d las baterías Ion-Litio	32
Tabla 14. Modelo simplificado de Power-to-Gas para Hidrógeno y Metano	34
Tabla 15. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía. Adaptación de [2]	36
Tabla 16. Aplicaciones y tecnologías requeridas. Adaptación de [3]	38
Tabla 17. Densidades de energía y de potencia	40
Tabla 18. Semanas del verano	44
Tabla 19. Semanas en las que se da el patrón A.	46
Tabla 20. Energía media almacenada media patrón A	47
Tabla 21. Patrón B	48
Tabla 22. Variables obtenidas con Solver para CAES verano	50
Tabla 23. Resultados para CAES	50
Tabla 24. Variables obtenidas con Solver para CAES patrón A.	51
Tabla 25. Resultados para CAES patrón A.	52
Tabla 26. Variables obtenidas con Solver para CAES patrón B	53
Tabla 27. Resultados obtenidos para CAES patrón B.	53
Tabla 28. Variables obtenidas con Solver para Ion-Litio en verano	54
Tabla 29. Resultados obtenidos para Ion-Litio	55
Tabla 30. Variables obtenidas con Solver para Ion-Litio patrón A	56
Tabla 31. Resultados obtenidos para Ion-Litio Patrón A	56
Tabla 32. Variables obtenidas con Solver para Ion-Litio patrón B	57
Tabla 33. Resultados obtenidos para Ion-Litio patrón B	58
Tabla 34. LCOE y tasa de CO ₂ por tecnología.	59

Tabla B 1. Reservas y niveles de referencia para los requisitos de D-1

B.3

Tabla B 2 . Aspectos de diseño de los mercados de equilibrio

B.7

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa eléctrico peninsular [57]	1
Figura 2. Mapa eléctrico sección 17 del mapa completo [59]	2
Figura 3. Mapa eléctrico Islas Baleares [58].	2
Figura 4. Mapa eléctrico Islas canarias [60]	3
Figura 5. Evolución demanda peninsular en los últimos 10 años [56]	4
Figura 6. Demanda por comunidad autónoma y variación respecto a año 2015 [56].	5
Figura 7. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular [56]	6
Figura 8. Evolución de la potencia instalada en la península [56]	7
Figura 9. Emisiones y factor de emisión de CO ₂ [56]	7
Figura 10. Centra hidroeléctrica y sus componentes [43]	12
Figura 11. Relación V-H para almacenar 5MWh	13
Figura 12. Embalse de Llauset (Lérida, España) [52]	16
Figura 13. Esquema de un volante de inercia de alta velocidad [13].	17
Figura 14. Planta de volantes de inercia de Stephentown, NY [45]	20
Figura 15. Esquema de una planta CAES [22].	21
Figura 16. Esquema de una planta AA-CAES [22]	24
Figura 17. Esquema de la estructura de una batería [39]	25
Figura 18. Esquema de una Batería de flujo redox [28].	27
Figura 19. Escala de utilidad de un sistema de almacenamiento basado en baterías [39]	30
Figura 20. Esquema del funcionamiento del Power-to-Gas [50]	33
Figura 21. Comparación de densidad de potencia y densidad de energía.	40
Figura 22. Comparación de potencia y energía almacenada	41
Figura 23. Comparación de energía almacenada frente a tiempo de descarga.	42
Figura 24. Demanda neta de energía de verano 2016	43
Figura 25. Semana 1	45
Figura 26. Patrón A	46
Figura 27. Patrón B	47
Figura 28. Ejemplo de demanda neta menos base load	49
Figura 29. Curva de almacenamiento para CAES.	51
Figura 30. Curva de almacenamiento para CAES patrón A.	52
Figura 31. Curva de almacenamiento para CAES patrón B	54
Figura 32. Curva de almacenamiento para Ion-Litio	55
Figura 33. Curva de almacenamiento para Ion-Litio patrón A	57
Figura 34. Curva de almacenamiento para Ion-Litio patrón B	58

Figura A 1. Sistema de almacenamiento The Hornsdale Power.	A.1
Figura A 2 . Respuesta regulada por una turbina convencional	A.3
Figura A 3. Respuesta regulada por HPR	A.4
Figura A 4. Respuesta HPR servicio de contingencia	A.5
Figura B 1. Mercado a corto plazo del sistema eléctrico español.	B.2
Figura B 2. Cantidades totales por hora de reserva adicional a subir adquiridos en España	B.6
Figura C 1. Semana 2	C.1
Figura C 2. Semana 3	C.2
Figura C 3. Semana 4	C.2
Figura C 4. Semana 5	C.3
Figura C 5. Semana 6	C.4
Figura C 6. Semana 7	C.4
Figura C 7. Semana 8	C.5
Figura C 8. Semana 9	C.5
Figura C 9. Semana 10	C.6
Figura C 10. Semana 11	C.6
Figura C 11. Semana 12	C.7
Figura C 12. Semana 13	C.7

Notación

$P_c^{nominal}$	Potencia eléctrica consumida durante la carga
$P_d^{nominal}$	Potencia eléctrica generada durante la descarga
$E_c^{nominal}$	Energía cargada nominal
ΔT_c	Incremento de tiempo en la carga
$E_d^{nominal}$	Energía descargada nominal
ΔT_d	Incremento de tiempo en la descarga
E_c^-	Energía eléctrica neta consumida que se desperdicia durante la carga
E_d^+	Energía eléctrica neta generada que se pierde por factores externos
η_c	Rendimiento de carga
η_T	Rendimiento del ciclo
η_d	Rendimiento de descarga
E_{FW}	Energía almacenada en un volante de inercia
T_{em}	Par electromecánico
m^3	metros cúbicos
rpm	revoluciones por minuto
MWh	Megawatios por hora
TWh	Terawatios por hora
GWh	Kilowatios por hora
MW	Megawatios
MPa	Megapascales
°C	Grados centígrados

OBJETIVOS Y ALCANCE

Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda energética que conlleva un mayor consumo, nuestro deber es frenar la contaminación y los niveles de CO₂. Para ello usamos la generación de electricidad mediante recursos renovables como solución a la generación convencional de recursos fósiles.

El problema de la generación renovable es que son productores de electricidad intermitentes, están sujetos a las fluctuaciones del clima, radiación solar etc.

Por ello vamos a enfocar nuestro trabajo en los sistemas de almacenamiento de la energía como solución ante esta problemática. En este trabajo se estudiarán algunas de las tecnologías existentes, se compararán y posteriormente se estudiará la generación eléctrica del año 2016 en España peninsular para ver y analizar una posible solución de almacenamiento en algún periodo de ese verano.

Por último, se pretende justificar las tecnologías que se pueden usar en España y ver un posible ahorro respecto a la generación convencional si lo hubiera.

En este trabajo se van a explicar los sistemas aplicados a largo-medio plazo incluyendo algunos a corto plazo como las baterías dada su relevancia en las investigaciones y escenarios futuros en la literatura

1.INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción de la red eléctrica española

En España, Red Eléctrica opera el sistema eléctrico, tanto en la península como en los sistemas no peninsulares de Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, garantizando en todo momento la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico [55].

La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar dicha seguridad y continuidad, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente [55].

La característica principal de la energía eléctrica es que no puede almacenarse en grandes cantidades lo que supone que para que el sistema funcione correctamente debe de haber un equilibrio entre generación y consumo. Por tanto, la función de REE como operador del sistema, consiste en garantizar ese equilibrio [55].

Además, en el sistema eléctrico peninsular, REE gestiona los denominados mercados de servicios de ajuste como se explican detalladamente en el anexo B [55].

En la siguiente imagen podemos ver el sistema eléctrico español peninsular (Figura 1) [57].



Figura 1. Mapa eléctrico peninsular [57]

Para ver en más detalle esta imagen, mostramos la ampliación de una sección correspondiente a Castilla La Mancha, Andalucía y Portugal (Figura 2) [59]:



Figura 2. Mapa eléctrico sección 17 del mapa completo [59]

En los sistemas no peninsulares de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla para garantizar el equilibrio constante entre generación y demanda en tiempo real, Red Eléctrica lleva a cabo un despacho económico de las unidades de generación [55].

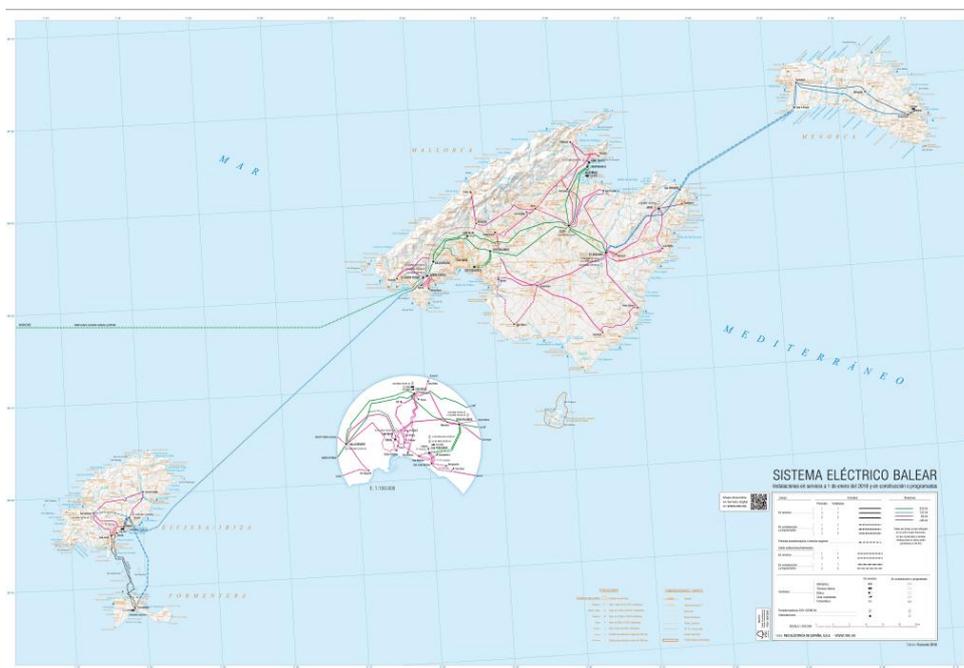


Figura 3. Mapa eléctrico Islas Baleares [58].

1.2 Demanda de energía eléctrica peninsular

La demanda bruta del sistema eléctrico peninsular representa casi el 94% de la demanda bruta total española, siendo en 2016 un total de 249.980 GWh [56]

En la siguiente imagen podemos ver como ha variado la demanda total anual a lo largo de los últimos 10 años en la península [56].

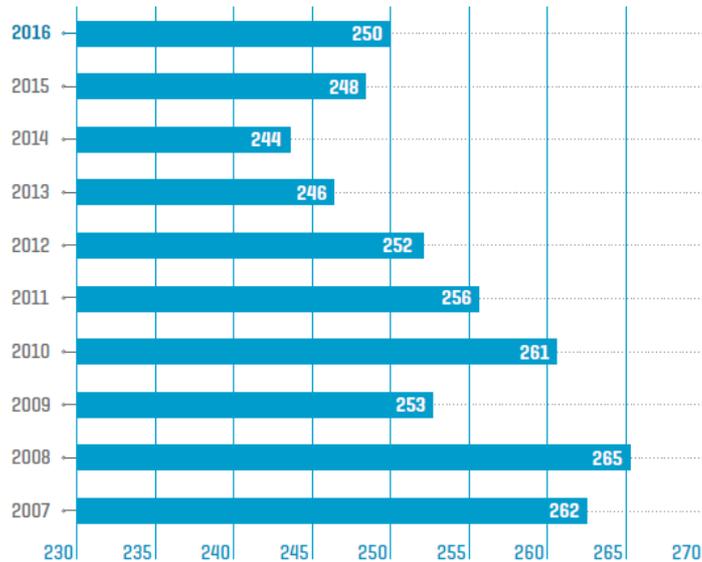


Figura 5. Evolución demanda peninsular en los últimos 10 años [56]

La evolución de la demanda por zonas geográficas en 2016 osciló entre un crecimiento del 2,6 % y un descenso del 4,3 %. Se destaca que donde se ha presentado un mayor crecimiento de la demanda es en las comunidades autónomas del interior de la península [56].

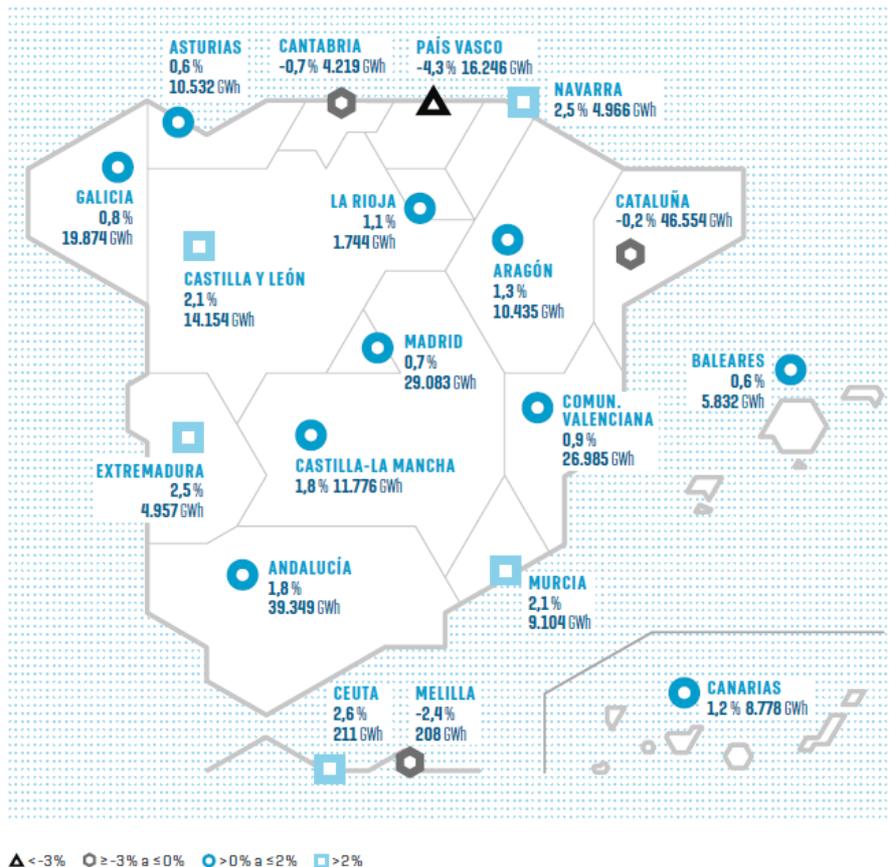


Figura 6. Demanda por comunidad autónoma y variación respecto a año 2015 [56].

También cabe destacar que, por primera vez en 2016, el máximo de demanda instantánea peninsular se registró en el periodo de verano con un valor de 40.489 MW el 6 de septiembre a las 13:32 h [56].

De cara al futuro, se espera lograr una mayor flexibilidad por parte de la demanda y aplanarla, es decir, disminuir el ratio punta/valle con la integración de renovables, innovación tecnológica y sistemas de almacenamiento de energía [56].

1.3 Producción de energía eléctrica peninsular

La generación eléctrica peninsular representa casi el 95% de la generación total española, que en 2016 ha supuesto un total de 248.383 GWh donde la generación renovable ha supuesto un 40,8 % respecto al total peninsular. Esto se debe a que en 2016 se favorecieron las características hidrológicas aumentando la producción hidroeléctrica en un 25,5 % respecto al año 2015 [56].

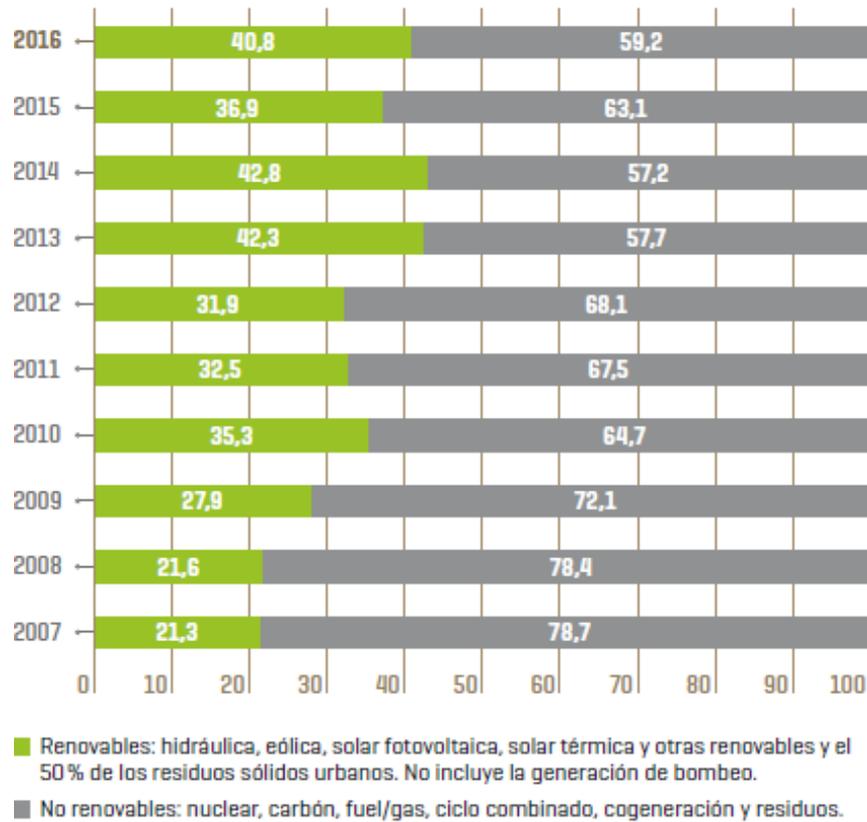


Figura 7. Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular [56]

También hay que señalar la evolución de la potencia instalada desglosada según el tipo de instalación a lo largo de los últimos años donde se puede destacar el aumento de la producción mediante eólica y la disminución de producción eléctrica mediante el uso de carbón [56]:

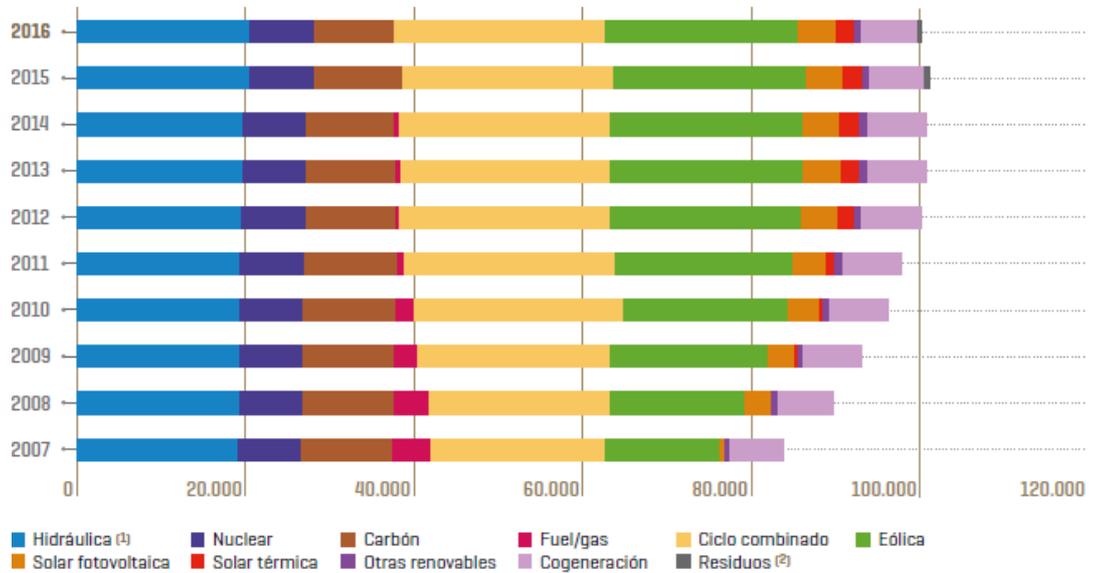


Figura 8. Evolución de la potencia instalada en la península [56]

También hay que destacar que la tendencia actual de la producción eléctrica sigue la línea de contaminar menos emitiendo menos CO₂ como se puede observar en la siguiente imagen [56]:

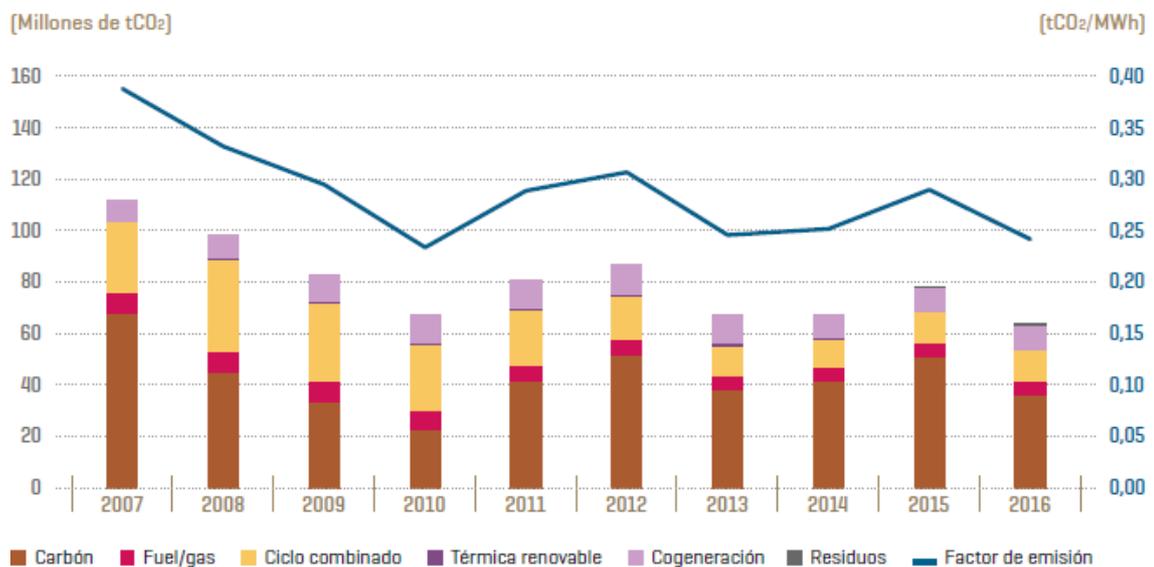


Figura 9. Emisiones y factor de emisión de CO₂ [56]

Por tanto, las conclusiones para la gestión de la demanda y de la producción son similares. Se pretende llegar a un sistema gestionado eficientemente con los desafíos en este caso de aumentar la eficiencia energética e integrar la generación distribuida de renovables con las tecnologías de almacenamiento y aumento de la generación flexible [55].

1.4 Importancia de ls sistemas de almacenamiento en el mundo y en España

Existen varios mecanismos de producción de energía eléctrica, centrales termosolares, centrales de carbón, gas natural, ciclo combinado, nucleares... y hoy en día cada vez son más necesarios los sistemas de almacenamiento de energía para el apoyo de producción de energía renovable. Cuando se produce electricidad en una planta solar fotovoltaica por ejemplo, la cantidad de electricidad producida ha de ser consumida al instante y el excedente de energía resulta un problema ya que no sabemos que hacer con ese exceso cuando se puede aprovechar.

Hay otros factores que impulsan la investigación y la inversión en este tema como la confluencia de impulsores de la industria, el alto costo de capital de administrar las demandas máximas de la red y grandes inversiones en infraestructura de red para la confiabilidad y las iniciativas de redes inteligentes [2].

También hay que destacar el principal problema para abastecer la demanda, que no es otro que el sobredimensionamiento tanto de las plantas de generación como las de distribución y transporte lo que convierte al sistema eléctrico en un sistema ineficiente y caro [6].

Por tanto, la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico a través del aplanamiento de la curva de demanda y la integración de renovables son dos aplicaciones esenciales del almacenamiento de energía [55]

Por ello, fomentar el aumento de la capacidad de almacenamiento energético, como herramienta al servicio de la operación del sistema, posibilitará una mayor integración de renovables, evitando vertidos indeseados de energía limpia en periodos valle, y al mismo tiempo aportará más seguridad al sistema eléctrico [55].

1.5 Retos para el almacenamiento de energía eléctrica

Las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía se convertirán en elementos fundamentales de los sistemas eléctricos del futuro, de tal forma que el almacenamiento eléctrico puede aportar valor en todos y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro de electricidad.

Por ello los retos más destacables son: 1) Maximizar la integración de renovables almacenando la energía excedente y descargándola en periodos de máxima demanda y 2) Dotar de una mayor eficiencia y seguridad al conjunto del sistema eléctrico [55].

2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (*EES*) son aquellos que almacenan la energía eléctrica producida cuando la demanda es baja, el coste de la generación eléctrica es bajo o cuando procede de productores renovables intermitentes para ser utilizada cuando la demanda es alta y apoyar a la generación de estos generadores [8, 9]. Para ello requiere un proceso de conversión en primer lugar de energía eléctrica a algún modo de energía (mecánica, química, cinética) y posteriormente revertir el proceso teniendo en cuenta las pérdidas.

Del mismo modo que los sistemas de transmisión y distribución (T&D) mueven la electricidad a distancia a los usuarios finales, los sistemas de almacenamiento de energía pueden mover la electricidad a través del tiempo, proporcionándola cuando y donde se necesita. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden ayudar a equilibrar la generación renovable variable y, correctamente implementados e integrados, pueden ayudar a aumentar la seguridad de la red eléctrica y la utilización de activos. Con las mejoras en el costo y la disponibilidad comercial de las tecnologías de almacenamiento de energía, los sistemas de almacenamiento de electricidad deberían desempeñar un papel fundamental para influir en el impacto de estos impulsores de la industria [2].

En otras palabras, el almacenamiento de energía consta de 3 fases: 1) El consumo de electricidad u obtención de ésta, 2) El almacenamiento de la electricidad en alguna forma de energía y 3) La conversión de alguna forma de energía a electricidad de nuevo. Sólo los sistemas que consumen una cantidad no despreciable de electricidad durante la carga y generan una cantidad no despreciable durante la descarga son considerados sistemas de almacenamiento de energía en este trabajo [34].

A continuación, podemos establecer el ciclo del almacenamiento con las siguientes ecuaciones [34]:

Vamos a definir como la potencia eléctrica consumida durante la carga $P_c^{nominal}$ y la potencia eléctrica generada durante la descarga $P_d^{nominal}$.

Por tanto, la energía obtenida en cada fase resulta:

$$E_c^{nominal} = P_c^{nominal} \cdot \Delta T_c \quad (1)$$

$$E_d^{nominal} = P_d^{nominal} \cdot \Delta T_d \quad (2)$$

Donde los incrementos de tiempo corresponden a los intervalos que duran la carga y descarga.

No toda la energía cargada se descarga ya que puede haber factores externos al proceso que limiten la transformación, es decir, hay un rendimiento del proceso.

Esto hace que haya una energía eléctrica neta generada que se pierde por factores externos (E_d^+) y una energía eléctrica neta consumida que se desperdicia durante la carga (E_c^-).

Por tanto, ha de cumplirse la siguiente ecuación:

$$\Delta E = \text{Energía cargada neta} - \text{Energía descargada neta} + \text{Pérdidas} \quad (3)$$

Desarrollándola:

$$\Delta E = E_c^{nominal} \cdot \eta_c - \frac{E_d^{nominal}}{\eta_d} + E_c^- - E_d^+ \quad (4)$$

Donde η_c es el rendimiento de carga y η_d el rendimiento de descarga.

La relación entre la energía consumida nominal y la energía descargada nominal se puede definir mediante el rendimiento del proceso total η_T :

$$\eta_T = \eta_c \cdot \eta_d \cdot \left(1 - \frac{E_c^-}{E_c^{nominal} \cdot \eta_c}\right) \quad (5)$$

Este rendimiento nos indica cómo de eficiente es el proceso.

Con este rendimiento podemos cuantificar la energía almacenada que resulta como el producto del rendimiento del proceso por la energía cargada:

$$E_{almacenada} = \eta_T \cdot E_c^{nominal} \quad (6)$$

Todo ciclo de almacenamiento completo tiene un intervalo de tiempo que lo podemos poner en horas como unidad que se calcularía de la siguiente forma:

$$\Delta t_{ciclo} = \frac{E_{almacenada}}{P_c^{nominal} \cdot \eta_T} + \frac{E_{almacenada} + E_d^{nominal} + \eta_d}{P_d^{nominal}} \quad (7)$$

Y por último hay un factor de utilización (horas/año), el cual es el producto del número de ciclos n_c (años⁻¹) por el intervalo de tiempo:

$$fu = \Delta t_{ciclo} \cdot n_c \quad (8)$$

2.1 Tipos de sistemas de almacenamiento de energía

En cuanto a los tipos de sistemas de almacenamiento los podemos clasificar en 6 tipos [10]:

-Mecánicos:

- Hidroeléctrica (*Pumped Hydro Storage*)
- Aire comprimido (CAES)
- Volantes de inercia (*Flywheel*)

-Electroquímicos:

- Baterías secundarias (Plomo-ácido, NiCd, NiMh, Li-ion, Nas)
- Baterías de flujo (Baterías Redox, Baterías híbridas)

-Químicos:

- Hidrógeno (Células de combustible, Electrólisis)
- SNG (Gas Natural de Sustitución)

-Eléctricos:

- Condensadores de doble capa
- Superconductores magnéticos

-Térmicos:

- Almacenamiento de calor sensible

-Termoquímicos:

- Combustibles solares

Con el objetivo de compararlas establecemos un modelo simplificado con los siguientes parámetros:

- Capacidad de almacenamiento máxima (MWh): La máxima cantidad de energía disponible en el sistema después de la carga [4].
- Densidad de potencia (W/L): Cantidad de energía por unidad de volumen
- Densidad de almacenamiento (Wh/L): Esta densidad se calcula como una energía almacenada dividida por el volumen. El volumen del dispositivo de almacenamiento es el volumen de todo el sistema de almacenamiento de energía, incluido el elemento de almacenamiento de energía, los accesorios y las estructuras de soporte, y el sistema del inversor [9].
- Capacidad de potencia instalada (MW): Es la capacidad total disponible si de un sistema todos sus subsistemas estuvieran funcionando a la vez.
- Rendimiento de descarga η_d (%): Refleja la eficiencia con la que el sistema descarga energía.
- Rendimiento del ciclo η_T (%): Refleja la eficiencia del proceso de almacenamiento completo.
- Costes de operación y mantenimiento (\$/kWh): El dinero que cuesta mantener los equipos en funcionamiento por cada kWh que se consume.
- LCOE, *Levelized Cost of Energy* (\$/kWh): El mínimo valor al cual se puede vender la energía producida de la central de modo de obtener un balance neto igual a cero [51].
- Costes de potencia instalada (\$/kW): Este parámetro indica lo que cuesta instalar un kW de potencia.
- Números de ciclos (años^{-1}): El número de veces que el dispositivo de almacenamiento puede completar el ciclo de carga-descarga. Un número de ciclos bajo aumentará el coste de mantenimiento [9].
- Tiempo de descarga a potencia nominal (h): El número de horas que tarda el dispositivo en descargar la energía almacenada.

Una vez explicado nuestro modelo simplificado, procedemos a explicar cada tecnología.

2.1.1 Hidroeléctrica de bombeo (PHS)

En primer lugar, para referirnos de ahora en adelante a esta tecnología lo haremos con las siglas PHS (*Pumped Hydroelectric Storage*). Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo de central hidroeléctrica con dos embalses situados con una diferencia de altura entre ellos. El agua contenida en el embalse inferior es bombeada durante las horas valle (Las horas con la demanda energética inferior) hacia el depósito superior para turbinarla posteriormente cuando el consumo energético sea mayor. En la actualidad se trata de la forma más eficiente y económica de almacenar energía eléctrica [1].

Un sistema PHS consta 2 depósitos a diferentes alturas, una bomba y una turbina y el funcionamiento consiste en bombear el agua desde el nivel bajo al nivel más alto [1].

El funcionamiento de una central de bombeo es el mismo que el de una hidroeléctrica convencional y es el siguiente: durante las horas en la que la demanda energética eléctrica es mayor, el agua acumulada en el embalse superior cerrado por una presa llega a través de una galería de conducción a una tubería forzada, llegando hasta la sala de máquinas de la central. Para regular la presión en este tramo normalmente se construye una chimenea de equilibrio. En la tubería, el agua adquiere energía cinética moviendo lo álabes de la turbina hidráulica, convirtiendo la energía cinética en mecánica rotatoria. Esta energía se transmite al generador donde se transforma en energía eléctrica con alta intensidad y media tensión. El transformador sube la tensión y se envía a la red mediante líneas de transporte de alta tensión. El agua, una vez generada la electricidad, circula por el canal de desagüe hasta el embalse inferior donde queda almacenada [43].

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica, que en general suele ser durante las horas nocturnas de los días laborables y los fines de semana, se aprovecha que la electricidad en esas horas tiene en el mercado un coste bajo, y se utiliza para accionar una bomba hidráulica que eleva el agua desde el embalse inferior hasta el embalse superior, a través de la tubería forzada y de la galería de conducción [43]. El agua es elevada, generalmente por las propias turbinas de la central, funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica [43].

El proceso descrito anteriormente se resume en la siguiente imagen:



Figura 10. Centra hidroeléctria y sus componentes [43]

Cabe destacar que la cantidad de energía que se almacene será proporcional a la diferencia de altura entre los depósitos y el volumen de agua en discusión, por ello la localización es un factor limitante tan importante. Teniendo en cuenta esto, un volumen de agua de 1 m³ cayendo 100 metros genera 0,272 kWh [4].

Esta afirmación sale de aplicar la siguiente ecuación:

$$E = \rho \cdot g \cdot V \cdot (H_2 - H_1) \quad (9)$$

E= Energía producida en Julios o Watios·s

$$g= 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$\rho =1000 \text{ kg/m}^3$$

$$V= 1 \text{ m}^3$$

H₂-H₁= 100 m Diferencia de cotas de los depósitos

Donde podemos generar una curva para ver la relación del volumen de agua que se mueve de un depósito a otro con la altura para almacenar por ejemplo 5 MWh.

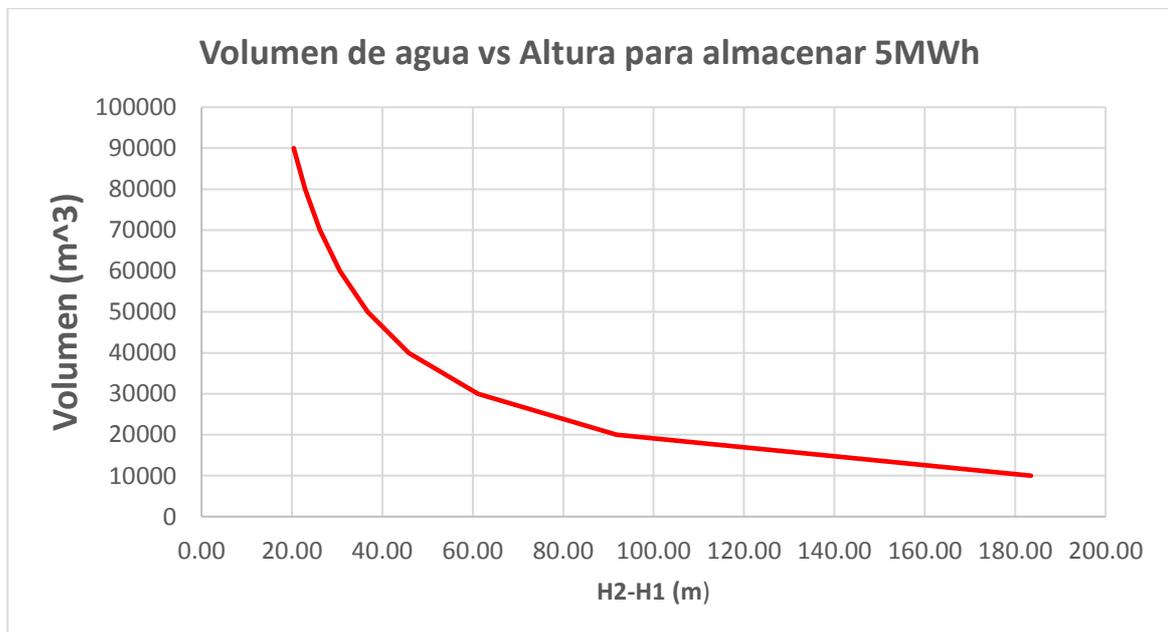


Figura 11. Relación V-H para almacenar 5MWh

Como se puede observar a mayor altura, menos volumen necesita dejarse caer. Como veremos en el siguiente apartado algunas limitaciones nos impedirán tener la altura y mover el volumen que deseemos. Adjuntamos la siguiente tabla de donde se ha obtenido la gráfica:

H_2-H_1 (m)	V (m^3)
183,49	10000
91,74	20000
61,16	30000
45,87	40000
36,70	50000
30,58	60000
26,21	70000
22,94	80000
20,39	90000

Tabla 1. Relación altura-volumen

Estos resultados se pueden extrapolar en el sentido de que, si quiero almacenar 5000 MWh, para una altura de 91,74m me harán falta bombear 20000000 m^3 .

No hay una diferencia de altura estándar, por lo que este valor puede variar desde 65 m hasta 1000 m [34].

En cuanto a las limitaciones cabe destacar la localización [1]. Para poner una instalación de hidráulica de bombeo se requiere una presa, lo cual se tiene que instalar en un emplazamiento concreto. A su vez esto implica un importante impacto medioambiental, pudiendo influir en la naturaleza del lugar [1]. También la colocación de una presa conlleva la necesidad de desarrollar redes de transporte o distribución lo que incrementa el coste de instalación [1].

Por supuesto también hay que destacar la fluctuación y gran dependencia del clima por lo que en verano a apenas podemos contar con esta tecnología en países con la climatología similar a España [1].

Una vez explicadas las limitaciones pasamos a definir el modelo simplificado de PHS que es el siguiente:

Parámetro	Valor	Referencia
<i>Capacidad almacenamiento máxima (MWh)</i>	500-8000	[6]
<i>Capacidad potencia instalada (MW)</i>	100-5000	[6]
<i>Densidad de potencia (W/L)</i>	(0,5-1,5), 1	[6], [7]
<i>Densidad de energía (Wh/L):</i>	(0,5-1,5), (1-2)	[6], [7]
<i>Rendimiento de descarga η_d (%):</i>	87	[33]
<i>Rendimiento del ciclo η_T (%):</i>	70-85	[6]
<i>Costes de operación y mantenimiento (\$/kWh)</i>	0,004	[12]
<i>LCOE (\$/kWh)</i>	(0,05-1), (0.10-0,12)	[6], [11]
<i>Costes de potencia instalada (\$/kW)</i>	2300-4500	[6]
<i>Números de ciclos (años⁻¹)</i>	10000-30000	[6]
<i>Tiempo de descarga a potencia nominal (h)</i>	(1-24), (6-10)	[6], [2]

Tabla 2. Modelo simplificado de PHS

En la actualidad, destacamos las siguientes centrales hidroeléctricas que están en funcionamiento en España:

<i>Centrales</i>	$P_d^{nominal}, P_c^{nominal}$ (MW)	Δh (m)	$E_{almacenada}$ (GWh)
<i>Aguayo</i>	339	328.5	3,7
<i>La Muela I</i>	628 (T), 555(P)	450	24,5
<i>Moralets</i>	204(T), 228(P)	753	27

Tabla 3. Centrales hidroeléctricas destacadas de España [34]



Figura 12. Embalse de Llauset (Lérida, España) [52]

También destacamos las centrales hidroeléctricas europeas que almacenan una gran cantidad de energía:

Centrales	$p_d^{\text{nominal}}, p_c^{\text{nominal}}$ (MW)	Δh (m)	$E_{\text{almacenada}}$ (GWh)
<i>Limberg I (Austria)</i>	112 (T), 124 (P)	380	72,8
<i>Etzelwerk Altendorf (Suiza)</i>	135 (T), 54 (P)	483,3	104,9
<i>Veytaux (Suiza)</i>	240 (T), 256 (P)	878	107,8

Tabla 4. Centrales Hidroeléctricas destacas de Europa. Adaptación [34]

2.1.2 Volantes de inercia

Para referirnos al volante de inercia lo haremos con las siglas FESS (*Flywheel Energy System Storage*). El sistema de almacenamiento de energía FESS es un sistema de almacenamiento de energía electromecánico que puede intercambiar energía eléctrica con la red eléctrica. A diferencia de otros sistemas de almacenamiento como el *Battery Energy Storage System* (BESS), FESS es un sistema de almacenamiento de energía a corto o mediano plazo, respetuoso con el medio ambiente, que tiene la capacidad de numerosos ciclos de carga y descarga [17].

El volante de inercia es básicamente un sistema de almacenamiento de energía potencial. Se caracteriza por absorber y ceder energía en poco tiempo. El dispositivo se compone de un eje central que acciona un rotor y un volante de inercia. El volante de inercia guarda la energía eléctrica en forma de energía potencial y cuando se requiere se produce el proceso de descarga. De esta manera con la aceleración del rotor y del volante a una velocidad elevada se libera energía al invertir el proceso de carga, empleando así el motor como un generador. Actualmente para disminuir el desgaste, el volante se compone de un cilindro de gran rotación con cojinetes de levitación magnética. Cabe destacar que para

que sea eficiente esta opción, se utiliza un entorno a baja presión para reducir la fricción con el aire [13].

Hay 3 tipos de volantes de inercia según la velocidad de giro como diferenciamos en la siguiente tabla (Tabla 5).

<i>Características</i>	<i>Baja velocidad</i>	<i>Alta velocidad</i>	<i>Micro-alta velocidad</i>
<i>Velocidad funcionamiento</i>	< 10.000 rpm	>10.000 rpm	> 10.000 rpm
<i>Composición rotor</i>	Acero	Compuesto fibra de carbono	Compuesto fibra de carbono
<i>Rodamiento</i>	Convencional	Baja fricción	Convencional
<i>Vida útil</i>	20 años	20 años	20 años

Tabla 5. Características generales de los volantes de inercia [13].

En la siguiente imagen (Figura 13) podemos ver los componentes de un volante de inercia de alta velocidad.

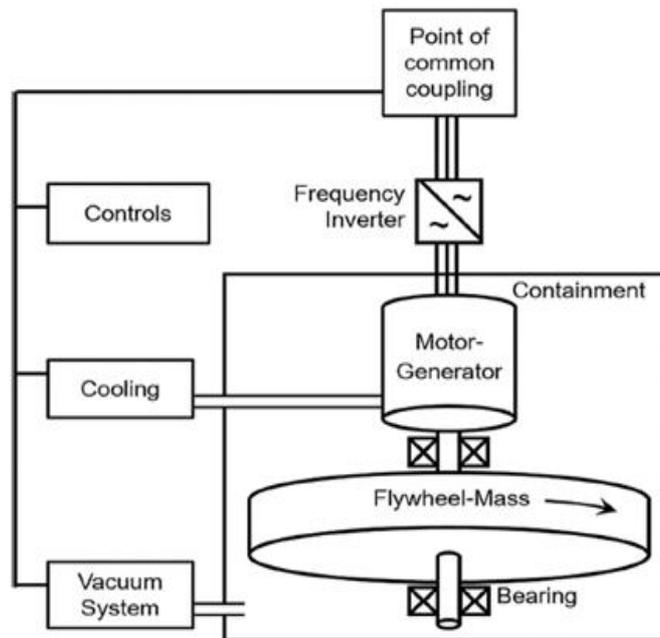


Figura 13. Esquema de un volante de inercia de alta velocidad [13].

Cabe destacar sus aspectos mecánicos y sus aspectos eléctricos.

- Aspectos mecánicos:

❖ La energía almacenada en un volante de inercia se puede calcular como:

$$E_{FW} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (10)$$

Donde J es el momento de inercia y ω es el momento angular. A su vez el momento de inercia se puede calcular para una masa m , un radio r , una longitud a y para una densidad de masa ρ como [13, 17].

$$J = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot a \cdot r^4 \quad (11)$$

Incrementando el tamaño o la densidad del material del disco, incrementa la energía almacenada. La operación de un volante de inercia se puede representar mediante la siguiente ecuación [17]:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_{em} - f\omega \quad (12)$$

Donde T_{em} es el par electromecánico y f el coeficiente de fricción [17].

- ❖ Cojinetes: Los cojinetes son el elemento más importante de la estructura del FESS.

Pueden ser de 2 tipos:

- Mecánicos: Se suelen usar para bajas velocidades y una gran desventaja de estos cojinetes es su alta fricción, lo que conlleva grandes pérdidas y necesidad de lubricante y mantenimiento [44].
- Magnéticos: Al ser un rotor móvil levitando, no hay fricción ni contacto físico, lo que permite alcanzar grandes velocidades. A su vez hay 2 tipos de cojinetes magnéticos, pasivos y activos [44].

Los cojinetes magnéticos pasivos están hechos de imanes permanentes y los activos tienen un sistema de bobina y retroalimentación que lo hace más estable pero mucho más caro [17].

- Aspectos eléctricos:

- ❖ La máquina eléctrica: se controla para convertir la energía cinética en eléctrica y viceversa [17].

Esta máquina eléctrica puede ser una máquina de inducción, máquina síncrona de imán permanente, máquina homopolar síncrona o máquina de reluctancia conmutada [17].

La máquina síncrona de imán permanente que es la que se usa para aplicaciones de alta velocidad. Esta máquina cuenta con un 95% de eficiencia y bajas pérdidas incluso para 50000 rpm. Este tipo de máquinas se usan en volantes de inercia con una alta densidad de potencia [17].

La que nos interesa es la máquina de reluctancia conmutada. Esta máquina es la que se usa para el almacenamiento de energía ya que cuenta con un alto factor de potencia y una alta eficiencia. Con esta máquina un volante de inercia puede operar a 30000-60000 rpm con una eficiencia del 83% [17].

- ❖ La interfaz eléctrica: La máquina eléctrica mencionada anteriormente es conectada al sistema de potencia o microredes por un convertor de potencia que es la interfaz. El convertor lo que hace es ayudar en el intercambio de energía entre el volante de inercia y la red eléctrica controlando la máquina eléctrica. El convertor puede ser de corriente continua, alterna o matricial [17].

En cuanto a las limitaciones, hay que destacar que la instalación de un volante de inercia requiere un alto coste de inversión y tiene una baja densidad de energía, lo que implica un gran tamaño de la instalación que requiere emplazamientos concretos [13].

También hay que señalar que no es una buena opción para integrarla en redes a gran escala y si se trata de cojinetes magnéticos el coste es elevadísimo, sobre todo los activos [17].

A continuación, el modelo simplificado de un volante de inercia es el siguiente:

Parámetro	Valor	Referencia
<i>Capacidad almacenamiento máxima (MWh)</i>	0,75	[18]
<i>Capacidad potencia instalada(MW)</i>	0,1-20	[19, 20]
<i>Densidad de potencia(W/L)</i>	1000-2000	[6]
<i>Densidad de energía (Wh/L):</i>	20-80	[6], [7]
<i>Rendimiento de descarga η_d (%):</i>	90-93	[6]
<i>Rendimiento del ciclo η_T (%):</i>	90-95	[6]
<i>Costes de operación y mantenimiento (\$/kWh)</i>	0,004	[12]
<i>LCOE (\$/kWh)</i>	1-14, 5	[6], [17]
<i>Costes de potencia instalada (\$/kW)</i>	250-350	[6]
<i>Números de ciclos (años⁻¹)</i>	20000	[6]
<i>Tiempo de descarga a potencia nominal (s, min)</i>	15 s a 15 min	[15]

Tabla 6. Modelo simplificado de la tecnología FESS.

En la actualidad hay un sistema de volantes de inercia de 23 MW de potencia instalada por Okinawa Power para regular la frecuencia y Beacon Power también es una empresa pionera en volantes de inercia y cuenta con 2 plantas de 20 MW, una en Stephentown (New York, EEUU) y otra en Hazel Township (Pensilvania, EEUU).

La planta en Stephentown de Beacon Power Empezó a funcionar en 2011, contando con una capacidad de 20 MW y un tiempo de respuesta de 4 segundos, contando para ello hasta 200 volantes de inercia de alta velocidad [44].

Esta planta regula la frecuencia y ofrece estabilidad a la red eléctrica de New York cubriendo las necesidades de la red en un 10% con una eficiencia del 97% [44].



Figura 14. Planta de volantes de inercia de Stephentown, NY [45]

2.1.3 Almacenamiento de aire comprimido (CAES)

El almacenamiento de energía del aire comprimido (CAES) es uno de los métodos que puede resolver problemas de intermitencia e imprevisibilidad de las fuentes de energía renovables [21].

El almacenamiento se carga aumentando la presión de aire con el uso de compresores accionados eléctricamente con el exceso de electricidad, que convierten la energía eléctrica en energía potencial. El aire presurizado se almacena en volúmenes de almacenamiento de aire comprimido (cavernas, huecos, estructuras porosas, etc.) de cualquier tipo y luego puede liberarse bajo demanda para generar electricidad nuevamente mediante la expansión del aire a través de una turbina de aire o turbina de gas [21].

La tecnología AA-CAES es muy similar a CAES (*Compressed Air Energy Storage*) y es considerada clave para las intermitencias de la generación renovable sobre todo la eólica pero su baja eficiencia de conversión y su alto coste para la instalación dificulta que sea viable. Por ello surge este sistema donde la diferencia respecto al proceso convencional es que se sustituye el proceso de combustión por un almacenamiento térmico como explicaremos en el siguiente apartado [22].

Durante la compresión, la electricidad que sobra se emplea para poner en marcha una cadena de compresores para inyectar aire en un depósito que suele estar bajo tierra a gran escala. Este aire

comprimido es almacenado a alta presión (70-80 bar) y a 600°C o 700°C [48]. Para aumentar la eficiencia del proceso de compresión se añaden unos refrigeradores para reducir la temperatura de trabajo hasta unos 100°C para entrar en el depósito geológico [22].

2.1.3.1 Tecnología diabática (Convencional)

En la expansión, el aire comprimido almacenado es liberado y expandido hacia un grupo de turbinas que suelen ser turbinas de gas y también turbinas de vapor.

Luego en la cámara de combustión se produce el proceso de combustión donde se quema la mezcla de aire comprimido con combustible que suele ser gas natural. Estas turbinas están conectadas a generadores eléctricos y producen electricidad [22].

El calor que sobra en el proceso es liberado al ambiente y se podría recuperar. En la siguiente imagen (Figura 6) podemos ver de manera esquemática lo que acabamos de explicar:

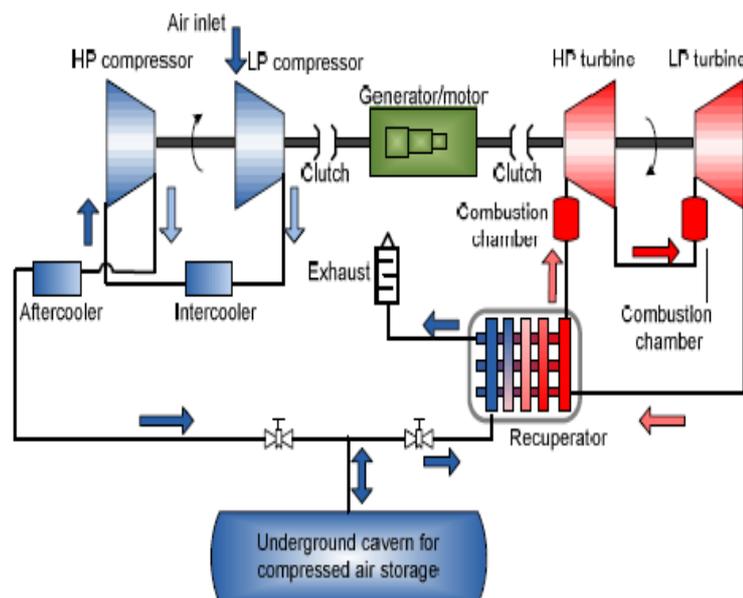


Figura 15. Esquema de una planta CAES [22].

En cuanto a las limitaciones, en primer lugar, es lógico señalar que una instalación CAES requiere un emplazamiento geológico muy concreto como minas de carbón en desuso, cavernas salinas etc. En este caso cabe destacar que al liberar CO₂ en el proceso se trata de un almacenamiento de energía no limpio lo cual provoca también un impacto medioambiental. Otra limitación es el gran consumo energético en la etapa de compresión lo que hace que la eficiencia del proceso sea muy baja [22].

En caso de montar una instalación de CAES en una mina de carbón abandonada, el aire comprimido en contacto con el carbón puede provocar la combustión espontánea del carbón y, como resultado, un incendio incontrolable: todo el carbón restante debe separarse del lugar de almacenamiento [21].

La operación minera a varias profundidades causa grietas / fisuras y fracturas en los estratos superiores e intermedios o hundimientos que pueden amenazar la integridad de la sobrecarga y como resultado provocarán fugas de aire o infiltración de agua en el almacenamiento de aire comprimido [21].

A continuación, se muestra el modelo simplificado de la tecnología CAES.

Parámetro	Valor	Referencia
<i>Capacidad almacenamiento máxima (MWh)</i>	650-2800	[21]
<i>Capacidad potencia instalada (MW)</i>	110-1000	[3]
<i>Densidad de potencia (W/L)</i>	0,5-2	[6]
<i>Densidad de energía (Wh/L):</i>	3-6	[3]
<i>Rendimiento de descarga η_d (%):</i>	70-79	[3]
<i>Rendimiento del ciclo η_T (%):</i>	42-54	[21]
<i>Costes de operación y mantenimiento (\$/kWh)</i>	0,003	[3]
<i>LCOE (\$/kWh)</i>	0,134	[10]
<i>Costes de potencia instalada (\$/kW)</i>	400-1000	[6]
<i>Números de ciclos (años^{-1})</i>	8000-12000	[3]
<i>Tiempo de descarga a potencia nominal (h)</i>	1-24, 8-26	[6], [21]

Tabla 7. Modelo simplificado de la tecnología CAES

En cuanto a la actualidad, se tiene constancia de 2 plantas reales que están en funcionamiento como son la de Huntorf (Alemania, 1972) y McIntosh (Alabama, EE.UU 1991) que comparamos en la siguiente tabla:

Datos	Huntorf	McIntosh
<i>Eficiencia del ciclo</i>	42%	54%
<i>Energía almacenada</i>	642 MWh	2640 MWh
<i>Caudal máximo de aire</i>	108 kg/s	90 kg/s
<i>Unidades de compresores</i>	2	4
<i>Tiempo de carga</i>	Aprox 8h	Aprox 38 h
<i>Rango de presión de la caverna</i>	4,6-7,2 MPa	4,6-7,5 MPa
<i>Volumen de la caverna</i>	310000 m ³	538000 m ³
<i>Potencia máxima de salida</i>	321 MW	110 MW
<i>Tiempo de descarga</i>	Aprox 2h	Aprox 24 h
<i>Tiempo de arranque (normal/emergencia)</i>	14/8 min	12/7 min
<i>Turbina de entrada HP</i>	4,13 MPa/490 °C	4,2 MPa/538 °C

Tabla 8. Comparación de 2 plantas reales de tecnología CAES [21].

2.1.3.2 Tecnología adiabática

El funcionamiento es idéntico al explicado en el apartado anterior solo que, en el proceso de expansión, con un TES (*Thermal Energy Storage*) integrado, la energía almacenada en el aire comprimido es convertida en energía eléctrica sin necesidad del proceso de combustión. Esto implica que con un sistema AA-CAES no hay emisiones de CO₂, asumiendo que tampoco hubiera en el proceso de compresión [42].

La energía térmica se extrae y se almacena por separado antes de que el aire comprimido entre en la caverna o almacenamiento subterráneo en un TES [42].

Tanto el enfriamiento del aire a través de los compresores como el calentamiento de éste a la entrada de las turbinas se llevan a cabo mediante intercambiadores de calor. En teoría la eficiencia en conjunto del AA-CAES es mayor que la del convencional CAES ya que en el AA-CAES no es necesario el proceso de combustión aumentando hasta el 70%. Esta eficiencia aumenta debido a que el calor perdido en la etapa de compresión es almacenado y liberado cuando el aire se descomprime [42].

Esta tecnología de almacenamiento ofrece mejoras significativas en la eficiencia del ciclo y como no se usa combustible, no genera CO₂. Los compresores adiabáticos son capaces de suministrar aire comprimido a temperaturas entorno a los 650 °C y presiones de 10 a 20 MPa [42].

En la siguiente imagen podemos ver un esquema de esta tecnología:

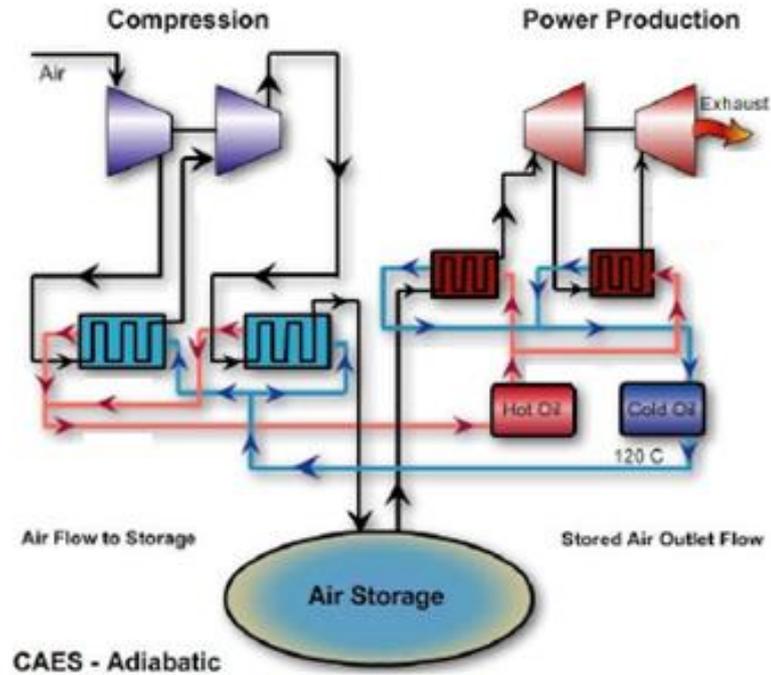


Figura 16. Esquema de una planta AA-CAES [22]

En cuanto a las limitaciones de esta tecnología, al igual que CAES, el emplazamiento geológico es importante a la hora de acometer un proyecto de instalación de una planta AA-CAES. Al igual que para CAES, La operación minera a varias profundidades causa grietas / fisuras y fracturas en los estratos superiores e intermedios o hundimientos que pueden amenazar la integridad de la sobrecarga y como resultado provocarán fugas de aire o infiltración de agua en el almacenamiento de aire comprimido [42].

En este caso al no tener datos suficientes, no se adjunta un modelo simplificado de AA-CAES. El motivo es que no hay ninguna planta real en operación de esta tecnología y los datos que se tienen se adjuntan a continuación:

Se trata de un proyecto que está en marcha (ADELE-ING Project) y los datos obtenidos son de la referencia [49].

Es una planta con una potencia de salida de 260 MW, una potencia de entrada de 200 MW, una capacidad almacenada de 1-2 GWh, una eficiencia del 70% y un coste de instalación d 1500 \$/Kw [49].

Se podría aproximar un modelo simplificado igual que el de CAES cambiando solo estos datos.

2.1.4 Baterías

La importancia de los sistemas de almacenamiento basado en baterías es especialmente crucial en áreas urbanas densamente pobladas, donde las técnicas tradicionales de almacenamiento como el almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada y el almacenamiento de energía de aire comprimido a menudo no son factibles [28].

La capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías varía desde un kWh a algunos miles de kWh. El gran intervalo de tiempo de descarga de las baterías las hace aptas tanto para aplicaciones de energía como de potencia. En escenarios sin conexión a la red (off-grid), las baterías podrían integrarse en los sistemas de energía, ya sea para almacenar el exceso de electricidad para el consumo futuro o equilibrar las fluctuaciones de producción de energía de sistemas de energía solar y eólica [29].

En 2017, se tienen datos de que aproximadamente, hay almacenado 4.67 TWh de energía y se predice que crezca hasta 12-16 TWh en 2030. Teniendo en cuenta a los sistemas de almacenamiento de batería, los cuales almacenan en 2017 unos 11 GWh, tienen un potencial de crecimiento enorme, esperándose que se llegue a 100- 167 GWh en 2030 [39]. Sin duda estos sistemas de almacenamiento se caracterizan por un tiempo de respuesta rápido, una alta eficiencia, un bajo nivel de autodescarga [39]

Toda batería que se conecte a la red tiene que tener la siguiente estructura:

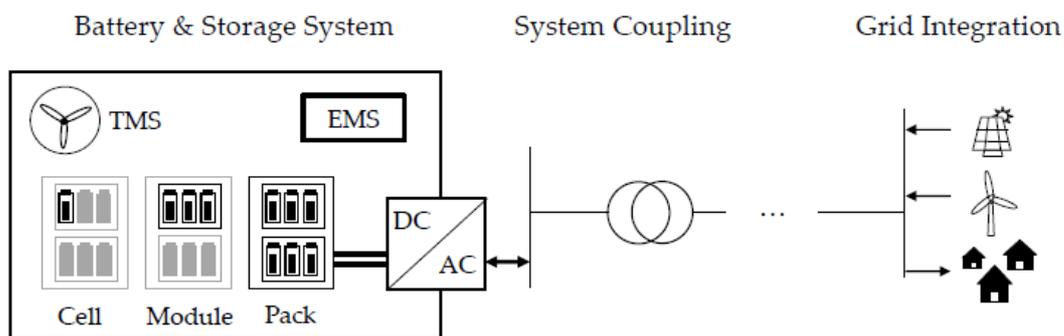


Figura 17. Esquema de la estructura de una batería [39]

Explicando un poco la figura, un sistema de almacenamiento formado por baterías engloba los siguientes aspectos [39]:

❖ Aspectos técnicos:

- Batería y sistema de almacenamiento: Sistema de batería (célula, módulo, pack), gestión térmica (TMS) y gestión energética (EMS)
- Acoplamiento del sistema: Electrónica de potencia (AC/DC), transformador y condiciones medioambientales.
- Integración a la red: Perfil específico de aplicación, conexión local/ nivel de integración a la red.

❖ Aspectos económicos:

- Batería y sistema de almacenamiento: Inversión (batería, periferia, cubierta.), degradación/eficiencia, tamaño y control de operación.
- Acoplamiento del sistema: Inversión en electrónica de potencia, eficiencia de conversión y colocación del sistema.

- Integración a la red: Beneficio/ahorro a través de la aplicación, participación de los interesados y marco regulatorio.

En la siguiente tabla se proporciona una visión general de los costes y rentabilidad de los sistemas estacionarios de almacenamiento de energía, en este caso aplicado a las baterías:

<i>Factor coste</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Factores</i>
<i>Beneficio y ahorro</i>	B	Beneficios y ahorros relacionados con la potencia, energía o fiabilidad
<i>Inversión inicial</i>	I	Coste del sistema de almacenamiento y de la conexión a la red
<i>Coste de operación</i>	$C_{O\&M}$	Pérdidas en la conversión, consumo de sistemas auxiliares y otros costes de operación
<i>Degradación y coste de replazo</i>	$C_{degradación}$	Degradación de la batería y coste de materiales fatigados que se replazan

Tabla 9. Resumen de costes de un sistema de almacenamiento estacionario [39].

Destacamos las siguientes aplicaciones de sistemas de almacenamiento basado en baterías para la conexión a la red:

- Mejorar la seguridad y la fiabilidad de la fuente de alimentación [28, 3].
- Reducir el costo operacional para la generación de energía mientras se ahorran los gastos de electricidad para los clientes finales. [28]
- Atenuación de las fluctuaciones del sistema a bajas y altas frecuencias [28,3].
- Nivelar la carga, proporcionar electricidad de respaldo y garantizar la seguridad y la estabilidad de la red [28].

2.1.4.1 Baterías de flujo

En estas baterías el electrolito y las sustancias químicas reactivas se encuentran en estado líquido. Los componentes centrales de las baterías de flujo redox son una celda electroquímica y dos tanques. La celda electroquímica contiene dos electrodos y un separador. Esta batería está formada por una pila en la que se convierte la energía química en energía eléctrica y viceversa. Los materiales del ánodo y del cátodo redox activo no se forman como electrodos sólidos, sino que se disuelven en el electrolito, por lo que se denomina catolito o anolito. El separador es permeable al electrolito de soporte (a conducción de sal), pero impermeable al material activo redox [14]. Las baterías de flujo más comunes son las de vanadio, Fe/Cr y Zn/ Br₂.

Las baterías de flujo ofrecen una variedad de beneficios. La potencia y la capacidad del sistema se pueden escalar de forma independiente entre sí mediante el dimensionamiento separado del volumen del tanque y las pilas de células (celdas de reacción). Esto permite una adaptación exacta a la unidad generadora asociada. Las baterías de flujo pueden alternar entre carga y descarga en una fracción de segundo, pero en realidad están diseñadas para almacenar electricidad durante varias horas [14].

En la siguiente imagen (Figura 10) se muestra el esquema de una batería de flujo.

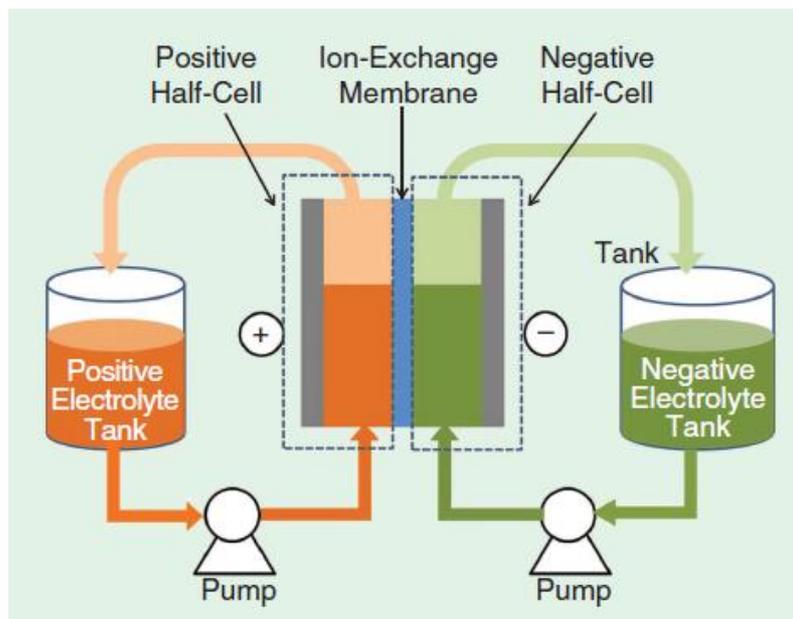


Figura 18. Esquema de una Batería de flujo redox [28].

En cuanto a las limitaciones, cabe destacar la solubilidad limitada de los reactivos en el electrolito, esto hace que las densidades de energía y de potencia sean bajas, y esto conlleva un mayor tamaño. Al igual que solo funcionan bien en el rango de 10 a 50 °C, fuera de este rango la solubilidad disminuye y por tanto las consecuencias son las mismas [35].

También cabe destacar las corrientes de fugas eléctricas [46].

El modelo simplificado es el siguiente:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>	<i>Referencia</i>
<i>Capacidad almacenamiento máxima (MWh)</i>	(2, 60)	[36], [28]
<i>Capacidad potencia instalada (MW)</i>	0,03-15	[6, 28]
<i>Densidad de potencia (W/L)</i>	2	[7]
<i>Densidad de energía (Wh/L):</i>	16-33, 25-35	[6], [35]
<i>Rendimiento de descarga η_d (%):</i>	75-82	[37]
<i>Rendimiento del ciclo η_T (%):</i>	75-85	[6]
<i>Costes de operación y mantenimiento (\$/kWh)</i>	0,094	[3]
<i>LCOE (\$/kWh)</i>	0,15-1	[6]
<i>Costes de potencia instalada (\$/kW)</i>	600-1500	[6]
<i>Números de ciclos (años⁻¹)</i>	12000	[3]
<i>Tiempo de descarga a potencia nominal (h)</i>	Segundos-24	[6]

Tabla 10. Modelo simplificado de la batería de flujo.

En la actualidad existen las siguientes baterías de flujo en funcionamiento, sobre todo de vanadio [28]:

<i>Baterías VRB</i>	<i>P (MW)</i>	<i>Año</i>	<i>E_{almacenada}(MWh)</i>
<i>Zhangbei, China</i>	2	2011	4
<i>Liaoning, China</i>	1	2012	10
<i>Washington, EEUU</i>	1	2015	3.2
<i>Hokkaido, Japón</i>	15	2016	60

Tabla 11. Instalaciones representativas de baterías de flujo VRB [28]

2.1.4.2 Baterías Ion-Litio

Estas baterías son consideradas un buen candidato para aplicaciones donde el tiempo de respuesta y el espacio sean factores importantes. Los focos de investigación en esta línea son: aumentar la capacidad de energía de la batería con el uso de materiales a nanoescala y potenciando la energía específica de la batería mediante el desarrollo de materiales avanzados de electrodos y soluciones de electrolitos [3].

Donde destacamos las 4 combinaciones más interesantes [39]:

- | | |
|---------------------------------------|---|
| 1) Cátodo: Grafito | Ánodo: Óxido de Níquel, Manganeso |
| 2) Cátodo: Grafito | Ánodo: Óxido de Níquel-Cobalto-Aluminio |
| 3) Cátodo: Grafito | Ánodo: Fosfato de hierro de litio |
| 4) Cátodo: Fosfato de hierro de litio | Ánodo: Litio titanato |

Vamos a comparar de manera cualitativa algunos parámetros interesantes donde la escala será ++, +, -, -- [39].

<i>Parámetro</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
<i>Coste por kWh</i>	++	+	-	--
<i>Seguridad</i>	-	--	+	++
<i>Madura</i>	Mercado	Mercado	Mercado	En desarrollo
<i>Ciclo de vida</i>	-	-	+	++
<i>Densidad de energía</i>	+	++	-	--
<i>Densidad de potencia</i>	++	+	-	--

Tabla 12. Comparación cualitativa de algunos parámetros. Adaptación de [39]

En la siguiente imagen se muestra una escala de utilidad de un sistema de almacenamiento compuesto por baterías [39]:

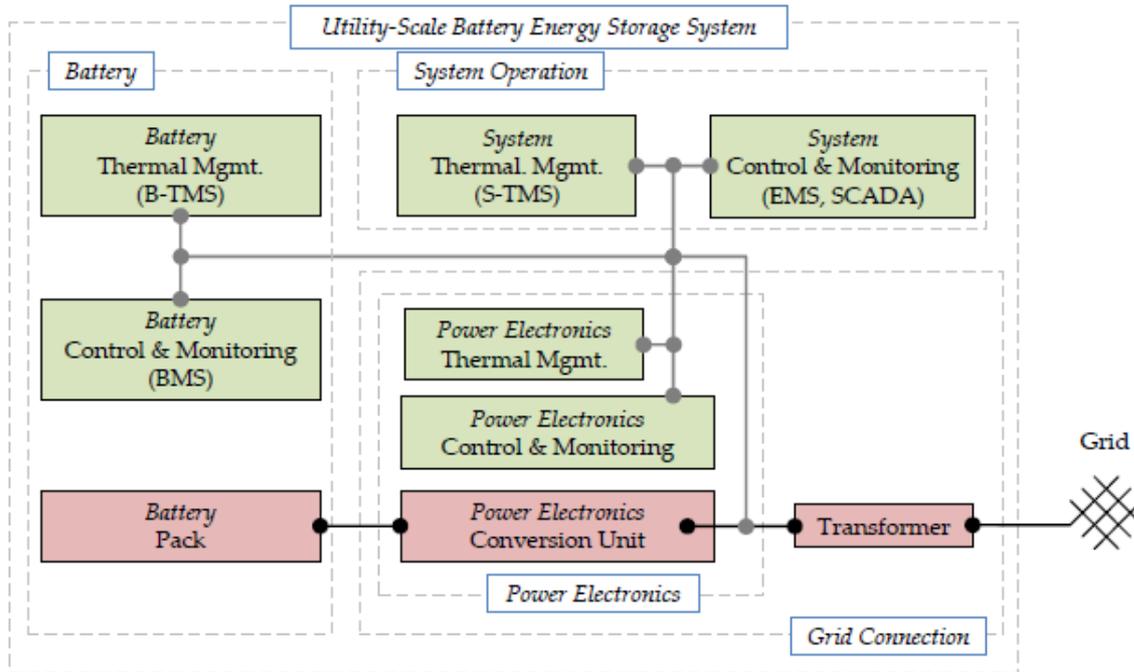


Figura 19. Escala de utilidad de un sistema de almacenamiento basado en baterías [39]

Empezando por los componentes de operación del sistema, decir que estos son vitales para el correcto funcionamiento. Se trata del control y supervisión del sistema monitorizado que se combina parcialmente en el control de supervisión y adquisición de datos (*SCADA*) y finalmente el sistema de gestión de energía (*EMS*) que es el responsable del control/gestión del flujo de potencia del sistema. La gestión térmica consiste en controlar la calefacción/ ventilación del sistema [39].

El sistema de batería consiste en el paquete de baterías que conecta varias celdas a la tensión y potencia adecuadas, el control y monitoreo de la batería (*BMS*) el cual tiene la función de proteger las células en términos de voltaje, temperatura y corriente [39].

En cuanto a la conexión de red, la electrónica de potencia conecta la continua (DC) a la alterna (AC), y el transformador conecta al sistema al voltaje de la red. Los componentes electrónicos de potencia se pueden agrupar en la unidad de conversión, que convierte el flujo de energía entre la red y la batería, y los componentes de control y supervisión necesarios, es decir, unidades de detección de voltaje y la gestión térmica de los componentes de la electrónica de potencia [39].

En concreto estas baterías tienen muchas aplicaciones, por lo cual vamos a mencionar algunas de ellas:

Aplicaciones de las baterías de ion-Litio [39]:

- A) Servicio auxiliar: Para reaccionar a las fluctuaciones de la red eléctrica en una escala de tiempo de milisegundos. Debido a su alta potencia nominal y baja autodescarga, se trata de un sistema adecuado para el arranque black-start es decir facilitar el reinicio de unidades que han sufrido un apagón.
- B) Behind-the meter: En primer lugar, una aplicación sería el apoyo a la fotovoltaica con sistemas de almacenamiento de baterías. Interesante para zonas con baja retribución en las tarifas de fotovoltaica y alta tarifa eléctrica minorista. El autoconsumo aumentaría mediante la

integración de estos sistemas de baterías y sería viable económicamente teniendo en cuenta los costes de almacenamiento y degradación.

Dentro de este apartado también destaca otra aplicación como es el UPS, es decir, la alimentación ininterrumpida. Esto es para garantizar la calidad de la energía en caso de fluctuaciones de la red principal.

Por último, dentro de este apartado también tenemos el control de rampa para unidades renovables. Esta aplicación depende mucho de las restricciones del operador responsable.

C) Comercio de energía: La negociación de arbitraje de almacenamiento tiene como objetivo comprar / vender electricidad de acuerdo con las variaciones del precio de mercado que llevan a ciclos de carga y descarga para el sistema de almacenamiento.

D) Apoyo a la red y aplazamiento de la inversión: La primera aplicación que vemos aquí es el soporte de voltaje. Esto reduce las fluctuaciones de voltaje a través de un suministro de energía activo y reactivo coordinado en un punto de demanda local.

En cuanto a las limitaciones cabe destacar que una conexión en serie con cientos de celdas presenta mayores desafíos en términos de confiabilidad ya que un fallo en una sola celda puede potencialmente desactivar toda la cadena. También tienden a sobrecalentarse por lo que necesitan un sistema de refrigeración y de antincendios lo que incrementa el coste y las vuelve muy caras. Por último, las baterías de Ion-Litio trabajan mal a bajas temperaturas [39].

El modelo simplificado es el siguiente:

Parámetro	Valor	Referencia
<i>Capacidad almacenamiento máxima (MWh)</i>	10-129	[3], [41]
<i>Capacidad potencia instalada (MW)</i>	1-100	[3]
<i>Densidad de potencia (W/L)</i>	1500-10000	[3]
<i>Densidad de energía (Wh/L):</i>	177-676	[39]
<i>Rendimiento de descarga η_d (%):</i>	85	[32]
<i>Rendimiento del ciclo η_T (%):</i>	90-97	[6]
<i>Costes de operación y mantenimiento (\$/kWh)</i>	-	-
<i>LCOE (\$/kWh)</i>	0,57	[61]
<i>Costes de potencia instalada (\$/kW)</i>	1200-4000, 1500	[6], [46]
<i>Números de ciclos (años^{-1})</i>	Hasta 20000	[53]
<i>Tiempo de descarga a potencia nominal (h)</i>	1-8	[16]

Tabla 13. Modelo simplificado de las baterías Ion-Litio

La actualidad de la batería de Ion-Litio la adjuntamos como anexo. Ver anexo A.

2.1.5 Power-to-Gas: Hidrógeno / SNG

La versatilidad del hidrógeno y su potencial para la reducción de emisiones puede permitir que el hidrógeno tenga un papel importante en futuras vías de baja emisión de carbono [30].

El hidrógeno puede ser generado de varias formas, donde en un 96% pertenece a combustibles fósiles y solo un 4% mediante electrólisis. La producción de gas de síntesis por reformado de metano con vapor (SMR) es el principal método de producción de hidrógeno, pero si se quiere un hidrógeno que tenga un contenido bajo en carbono deben adaptarse con métodos de captura de CO₂ o cambiarse por la producción de gas natural sintético mediante electrólisis [30].

De manera introductoria, la electrólisis consiste en separar el agua en H₂ y O₂. El hidrógeno al ser altamente inflamable es complicado almacenarlo por lo que se suele convertir en metano (CH₄) mediante la metanación. Esta técnica, denominada Power-to-Gas, tiene como objetivo almacenar la energía eléctrica excedente convirtiéndola en gas natural sintético e inyectarla en la red de gas. Por tanto, destacamos dos usos del hidrógeno, por un lado, el hidrógeno resultante de la electrólisis puede introducirse en la red de gas natural y por otro lado se puede combinar con el dióxido de carbono (metanación) dando lugar al gas natural sintético que se puede almacenar para su posterior conversión en energía eléctrica o inyectar a la red [30].

Actualmente en el mundo se producen 50 millones de toneladas de hidrógeno al año, donde el principal uso es la producción de amoníaco y el 35% se emplea para el refinado de petróleo [30].

El almacenamiento de hidrógeno o SNG presenta varias ventajas, entre ellas destacamos capacidades muy altas de almacenamiento, mayor seguridad debido a formaciones geológicas muy profundas y vidas útiles de operación alrededor de 30 años [48].

En cuanto al funcionamiento, el Power-to-Gas es la forma más innovadora de almacenar y transportar energía en el mundo. La parte clave de esta tecnología es un electrolizador, en el que el exceso de energía eléctrica se utiliza para dividir las moléculas de agua (H₂O) en hidrógeno y oxígeno. Estos gases evolucionan desde el electrolizador sin ninguna emisión de CO₂. Como sustancia química estable, el hidrógeno puede almacenarse durante mucho tiempo sin degradación bajo presión. El hidrógeno es miscible con otros gases y se puede inyectar en la red de gas natural (GN) existente. En teoría, el hidrógeno y el GN se pueden mezclar en cualquier proporción, pero la combinación resultante debe ser compatible con la infraestructura de transmisión y distribución de GN existente, así como con los detalles del equipo de uso final [31].

Otro producto de Power to gas es el metano. El metano se obtiene mediante el acoplamiento de hidrógeno y dióxido de carbono, y el posterior derivado de biomasa, productos de desecho o carbón. El metano formado de esta manera tiene propiedades similares a GN y se denomina SNG que puede mezclarse con hidrógeno, inyectarse en la infraestructura de GN existente y entregarse a los usuarios finales [31].

SNG tiene importantes ventajas sobre el hidrógeno (H₂), como la densidad volumétrica, el acceso a las redes de gas y la seguridad; Además, es un gas versátil que puede usarse para producir productos químicos, combustibles para la movilidad, energía térmica y finalmente energía eléctrica [31].

En la siguiente imagen podemos ver los diferentes recorridos del hidrógeno:

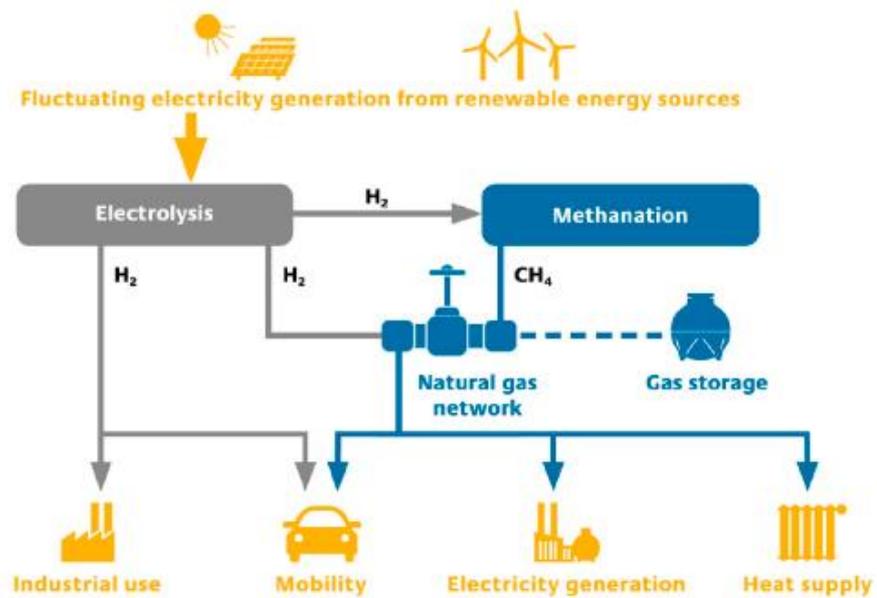


Figura 20. Esquema del funcionamiento del Power-to-Gas [50]

En cuanto a las limitaciones cabe destacar que es una tecnología dependiente del precio del electrolizador, esto puede marcar la rentabilidad del proyecto, al igual que es sensible al precio de la electricidad [31].

La conversión de energía eléctrica a gas conlleva unas pérdidas de energía asociadas al igual que la situación geológica para almacenar H₂ también es un factor importante.

En este caso tenemos que diferenciar el H₂ del CH₄:

Parámetro	H₂	CH₄	Referencia
<i>Capacidad almacenamiento máxima (MWh)</i>	10 ⁶	10 ⁶ -10 ⁷	[48]
<i>Capacidad potencia instalada (MW)</i>	0,1-1000	0,1-1000	[24]
<i>Densidad de potencia (W/L)</i>	870	-	[3]
<i>Densidad de energía (Wh/L):</i>	500-3000	2500-6000	[24], [48]
<i>Rendimiento de descarga η_d (%):</i>	-	-	[32]
<i>Rendimiento del ciclo η_T (%):</i>	-	-	[6]
<i>Costes de operación y mantenimiento (\$/kWh)</i>	0,002-0,41	0,002-0,41	[40]
<i>LCOE (\$/kWh)</i>	1-10	1-10	[24]
<i>Costes de potencia instalada (\$/kW)</i>	850-3000	2600-4000	[24]
<i>Números de ciclos (años⁻¹)</i>	-	-	[53]
<i>Tiempo de descarga a potencia nominal (h)</i>	24-744	24-meses	[48]

Tabla 14. Modelo simplificado de Power-to-Gas para Hidrógeno y Metano

Aplicaciones

Según la perspectiva con la que se considere, puede haber numerosas aplicaciones. Vamos a considerar 2 enfoques muy comunes. El primero basado en una perspectiva logística del sistema eléctrico clasificando las aplicaciones a lo largo de la cadena de valor de la electricidad y el segundo basado en una perspectiva paramétrica, es decir, se clasifican las aplicaciones según los rangos de potencia o capacidad de almacenamiento. A su vez todas ellas son aplicaciones de los sistemas de energía.

2.2.1 Perspectiva logística según cadena de valor

- Arbitraje de la energía (*Time-Shifting*): En esta aplicación los sistemas de almacenamiento de energía almacenan la electricidad durante las horas valle, es decir se carga cuando la electricidad es más barata, y usa o vende la electricidad en las horas pico, es decir se descarga cuando está en el máximo valor. Para llegar aquí se requieren sistemas con un gran número de ciclos [24]. Se requieren rangos de potencia de 1 a 100 MW, una capacidad de almacenamiento considerable y un tiempo de respuesta moderado [24].
- Almacenamiento estacionario de la energía: Se trata del mismo objetivo solo que para largos periodos de tiempo, del orden de meses. Esta aplicación requiere especificaciones similares solo que una capacidad de almacenamiento mayor y pocas pérdidas en la descarga [24].
- Integración de renovables a largo plazo: Como sabemos las renovables están fuertemente sujetas a intermitencias como la fotovoltaica o la eólica [25]. Para ello, se requieren sistemas que tengan decenas de MW, que sean capaces de completar la carga y descarga en un rango de minutos a horas y que tengan un tiempo rápido de respuesta [24]. El objetivo de la aplicación de sistemas de almacenamiento de energía a las renovables es mitigar las intermitencias [26].
- Transmisión y distribución (T&D) aplazamiento de inversión: Los operadores de T&D pueden usar estos sistemas de almacenamiento para reducir el estrés de la red y posponer las inversiones [24].
- Regulación de la red: Esto incluye regulación de frecuencia, de tensión y de área de inyección [24]. Para regular la frecuencia, los sistemas de almacenamiento pueden dar regulación primaria, se absorbe potencia cuando hay un incremento de frecuencia, y regulación secundaria, que se inyecta potencia cuando la frecuencia baja [27]. Tanto la regulación de área como de frecuencia están relacionados con el equilibrio de la oferta y la demanda, en cambio la regulación de tensión proporciona un soporte para el control de la reactancia a nivel local [25].

Otra forma de agrupar las aplicaciones es dividiéndolas en generación, Transmisión y distribución y usuario final.

Cadena de valor	Aplicación	Descripción
Aplicaciones de generación y nivel de sistema	Servicios de venta de energía al por mayor	Sistemas de almacenamiento a escala de utilidad para ofertar en mercados de energía, capacidad y servicios auxiliares
	Integración de renovables	Almacenamiento a escala de utilidades que proporciona servicios de cambio de tiempo, carga y servicios auxiliares de energía renovable para la integración de la red
	Almacenamiento estacionario de apoyo a transmisión y distribución	Sistemas de apoyo para transmisión y distribución mejorando el factor de utilización y el capital de aplazamiento
Aplicaciones de transmisión y distribución	Almacenamiento transportable de apoyo a transmisión y distribución	Sistemas de almacenamiento transportables para sistemas de apoyo a transmisión y distribución
	Sistemas de almacenamiento de energía distribuida	Sistemas modulares gestionados centralmente que proporcionan una mayor fiabilidad del cliente, soporte en la red y servicios auxiliares
	Sistemas agregados de compañías de servicios de energía	Almacenamiento de ubicación residencial agregado y administrado para proporcionar beneficios del sistema de distribución
	Seguridad y calidad de potencia comercial e industrial	Sistemas para proporcionar calidad y seguridad de suministro a clientes industriales y comerciales
Aplicaciones de usuario final	Gestión energética comercial e industrial	Sistemas para reducir el tiempo de carga de energía para clientes industriales y comerciales
	Gestión energética doméstica	Sistemas para cambiar la carga minorista para reducir el tiempo de uso de la energía y los cargos por demanda

Tabla 15. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía. Adaptación de [2]

2.2.2 Perspectiva paramétrica

- Gestión energética: En este caso, similar al de arbitraje de la energía, en lugar de usar la energía almacenada para aumentar la oferta, se utiliza para reducir la demanda [25].
- Calidad de potencia: Esta aplicación tiene que asegurar que la electricidad de la red está equilibrada y garantizar un apoyo estable [25, 26, 4].
- Estabilidad de la potencia suministrada: En esta aplicación los sistemas de almacenamiento de energía se emplean para garantizar una estabilidad a la hora de suministrar la potencia de manera ininterrumpida. Esto es esencial para centros de datos o procesos industriales [24]. Para que se de esta aplicación se necesitan decenas de MW de potencia instalada, una capacidad de almacenamiento del orden de minutos a horas y un tiempo de respuesta inferior al segundo [24].
- Aplicaciones al transporte: Para esta aplicación se requiere una alta densidad de energía y una alta energía específica al igual que un alto tiempo de respuesta [24].

Una vez explicadas las aplicaciones y descrito las diferentes tecnologías disponibles, agrupamos en la siguiente tabla qué tecnologías pueden utilizarse para las diferentes aplicaciones, basándonos en la perspectiva logística, tanto en la actualidad como en un futuro:

Aplicaciones	Características requeridas	Con experiencia/Futurible
Arbitraje de energía (Time shifting)	Potencia: 1-100 MW Tiempo de respuesta: minutos Duración descarga: 3-12 h	Con experiencia: Hidroeléctrica, CAES y baterías. Futuribles: Baterías de flujo, combustibles solares, células de combustible y TES.
Almacenamiento estacionario	Potencia: 30-500 MW Tiempo de respuesta: minutos Duración descarga: hasta semanas	Futuribles: Hidroeléctrica, TES y células de combustible.
Integración de renovables	Potencia: 100 Kw-40 MW Tiempo de respuesta: s- min Duración descarga: hasta días	Con experiencia: Baterías y Baterías de flujo. Futuribles: Hidroeléctrica, CAES y células de combustible.
T&D	Potencia: hasta 100 MW Tiempo de respuesta: ms Duración descarga:ms-s	Con experiencia: Baterías y SMES. Futuribles: Volantes de inercia, Baterías de flujo.
Regulación red	Potencia: Hasta el MW Tiempo de respuesta: ms Duración descarga: hasta minutos	Con experiencia: Baterías, Volantes de inercia, SMES, supercondensadores.
Gestión energética	Potencia: Largo plazo (> 100 MW), Medio/Corto plazo (1-100 MW) Tiempo de respuesta: minutos Duración descarga: horas-días	Con experiencia: Largo plazo (Hidroeléctrica, CAES, TES), Medio /Corto plazo (Baterías, Baterías de flujo, TES) Futuribles: Células de combustible, Volantes de inercia
Calidad potencia	Potencia: 1 MW Tiempo de respuesta: ms Duración descarga: ms-s	Con experiencia: Volantes de inercia, Baterías, Condensadores Futuribles: Baterías de Flujo
Estabilidad de potencia	Potencia: 100 kW-100 MW Tiempo de respuesta: hasta 1 s Duración descarga: s-min	Con experiencia: Baterías y Baterías de flujo Futuribles: Células de combustible, supercondensadores.
Aplicaciones al transporte	Potencia: Hasta 50 kW Tiempo de respuesta: ms-s Duración descarga: s-h	Con experiencia: Baterías, Células de combustible y supercondensadores. Futuribles: Volantes de inercia y combustibles solares.

Tabla 16. Aplicaciones y tecnologías requeridas. Adaptación de [3]

3 BASES DE CÁLCULO

En este apartado, en primer lugar, se compararán algunos parámetros del modelo simplificado por parejas, como son las densidades de energía y de potencia, la capacidad de energía almacenada frente a la potencia y la energía almacenada frente al tiempo que puede descargar.

En segundo lugar, se analizará la curva de generación eléctrica del año 2016 en España peninsular proporcionada por REE (Red Eléctrica Española). Para ello supondremos que la generación es igual a la demanda y trabajaremos con ello.

3.1 Comparativa de densidad de energía frente a densidad de potencia

Para una cantidad dada de energía, cuanto mayor sea la densidad de potencia y de energía, menor será el volumen del sistema de almacenamiento requerido. En la figura siguiente, las tecnologías que son altamente compactas destinadas a aplicaciones con volumen limitado se encuentran en la esquina superior derecha y los sistemas de gran volumen en la esquina inferior izquierda. Se puede observar que las baterías y el volante de inercia tienen unas densidades moderadas. Hidráulica de bombeo y CAES tienen densidades más bajas lo que significa que se usan principalmente para sistemas estacionarios que requieren grandes depósitos para aplicaciones a escala de red. Como podemos ver las baterías de ion-litio tienen una alta densidad de energía y de potencia lo que tiene un potencial prometedor. Las baterías redox también se encuentran cerca de Hidráulica y CAES lo cual en términos de densidades también es interesante [3].

La gráfica comparativa es la siguiente (Figura 13):

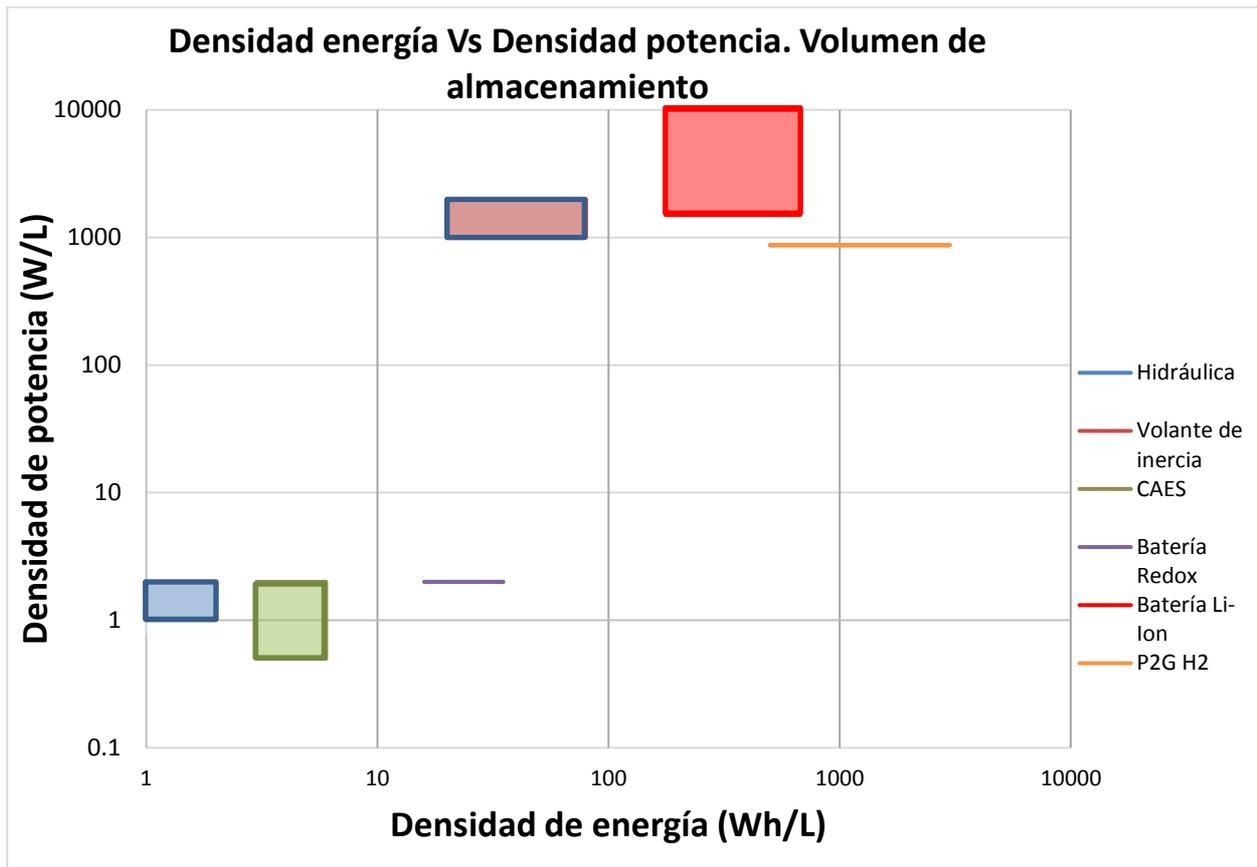


Figura 21. Comparación de densidad de potencia y densidad de energía.

En la siguiente tabla se recogen los parámetros que se ven en la gráfica:

<i>Tecnología</i>	<i>(Wh/L)</i>	<i>(W/L)</i>
<i>PHS</i>	1-2	1-2
<i>Volante de inercia</i>	20-80	1000-2000
<i>CAES</i>	3-6	0,5-2
<i>Batería Redox</i>	16-35	2
<i>Batería Ion-Litio</i>	177-676	1500-10000
<i>P2G (H2)</i>	500-3000	870

Tabla 17. Densidades de energía y de potencia

3.2 Comparativa de potencia frente a energía almacenada

En este caso pensaríamos que lo lógico es que, a mayor potencia instalada, mayor capacidad de almacenamiento se tiene y por tanto el tamaño de la instalación es mayor. Esto es cierto en el caso de PHS y CAES, que están situadas a la derecha de la gráfica, pero por ejemplo el volante de inercia, que requiere un espacio considerable, se tiene que para 10 MW se obtiene 1 MWh de energía, algo que para gran escala no sería útil. En esta gráfica podemos destacar las baterías de Ion-Litio y P2G ya que a priori parecen unas opciones interesantes para acoplar en el sistema hablando únicamente de potencia/almacenamiento.

En la siguiente gráfica podemos ver dicha comparación:

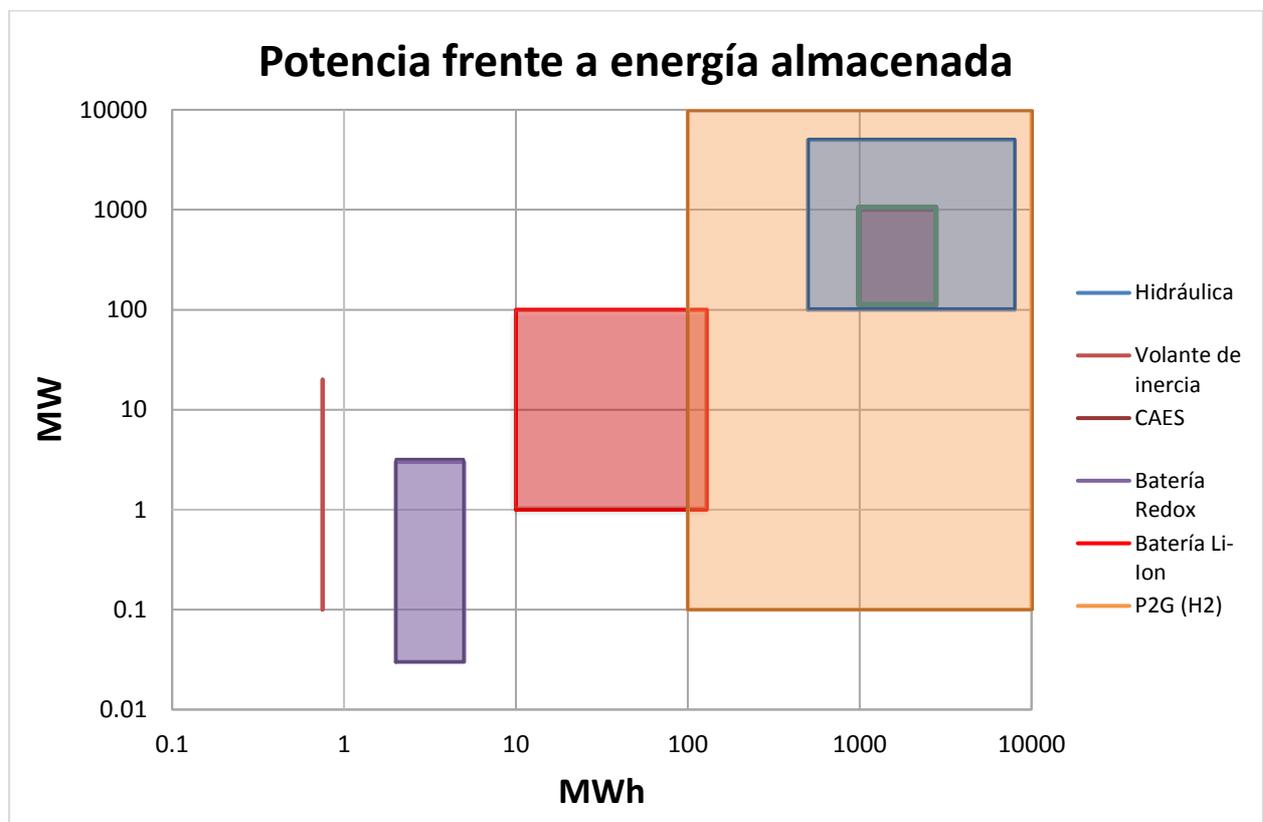


Figura 22. Comparación de potencia y energía almacenada

3.3 Comparativa de energía almacenada frente a tiempo de descarga

Esta comparación no indica otra cosa que la energía que se puede almacenar y el tiempo que tardaría en descargarse. Destacamos CAES y PHS como las que más energía descargan, entre 500 y 10000 MWh en un periodo de tiempo que puede variar de 1h a 24h. En un segundo escalón podemos destacar la batería Ion-Litio que puede ser interesante también ya que podría descargar hasta 129 MWh durante 8 horas como máximo.

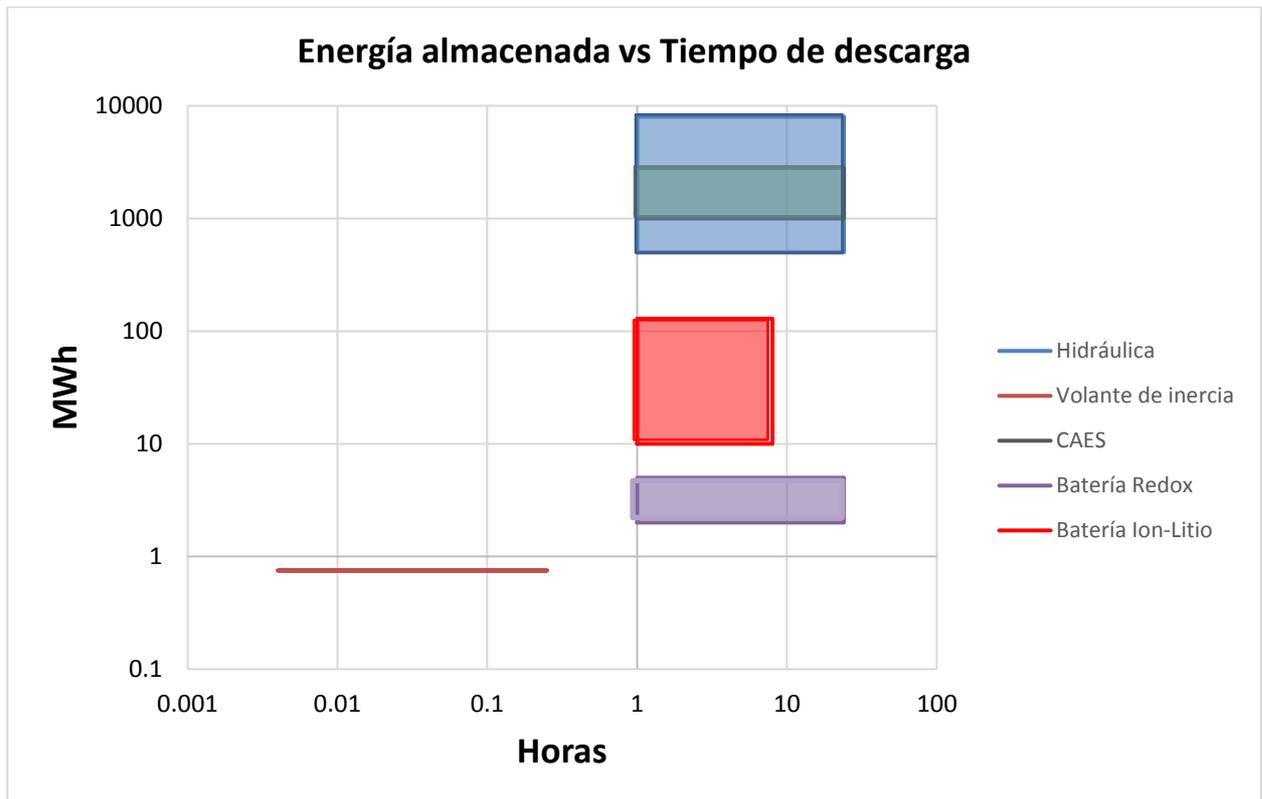


Figura 23. Comparación de energía almacenada frente a tiempo de descarga.

3.4 Análisis de curvas de generación eléctrica de España peninsular

En este apartado vamos a analizar las curvas de generación de energía obtenidas de REE de verano de 2016 en la península española, con el objetivo de ver qué tecnologías podrían haberse utilizado para almacenar energía. Para ello se han establecido los siguientes criterios:

- Vamos a suponer que la generación total es igual a la demanda total.
- Dividimos el periodo de verano en 13 semanas, del 21 de junio al 19 de septiembre y estudiamos la demanda neta para cada semana.
- La demanda neta es a diferencia de la demanda total y la demanda de energías renovables las cuales son: Hidráulica, Solar térmica, Solar fotovoltaica, Eólica y también metemos dentro del grupo de renovables a Biomasa y Cogeneración.
- La demanda neta es por tanto lo que se demanda de nuclear, carbón, ciclo combinado, y el intercambio neto con Francia, Portugal, Marruecos Andorra y Baleares, considerando la red peninsular.
- Se ha establecido un “Base load” para cada semana, esto es un promedio de la demanda neta en una semana y el objetivo es ver cuantas horas está la curva de la demanda neta por debajo de la media (Base load). Este base load no es el definitivo ya que se calculará posteriormente.
- Se ha elegido el verano como objeto de estudio ya que se da a entender que es la estación del año que más se consume y es más desfavorable para ciertas tecnologías como PHS.

A continuación, vemos como quedaría la curva de la demanda neta con el base load durante el verano 2016.

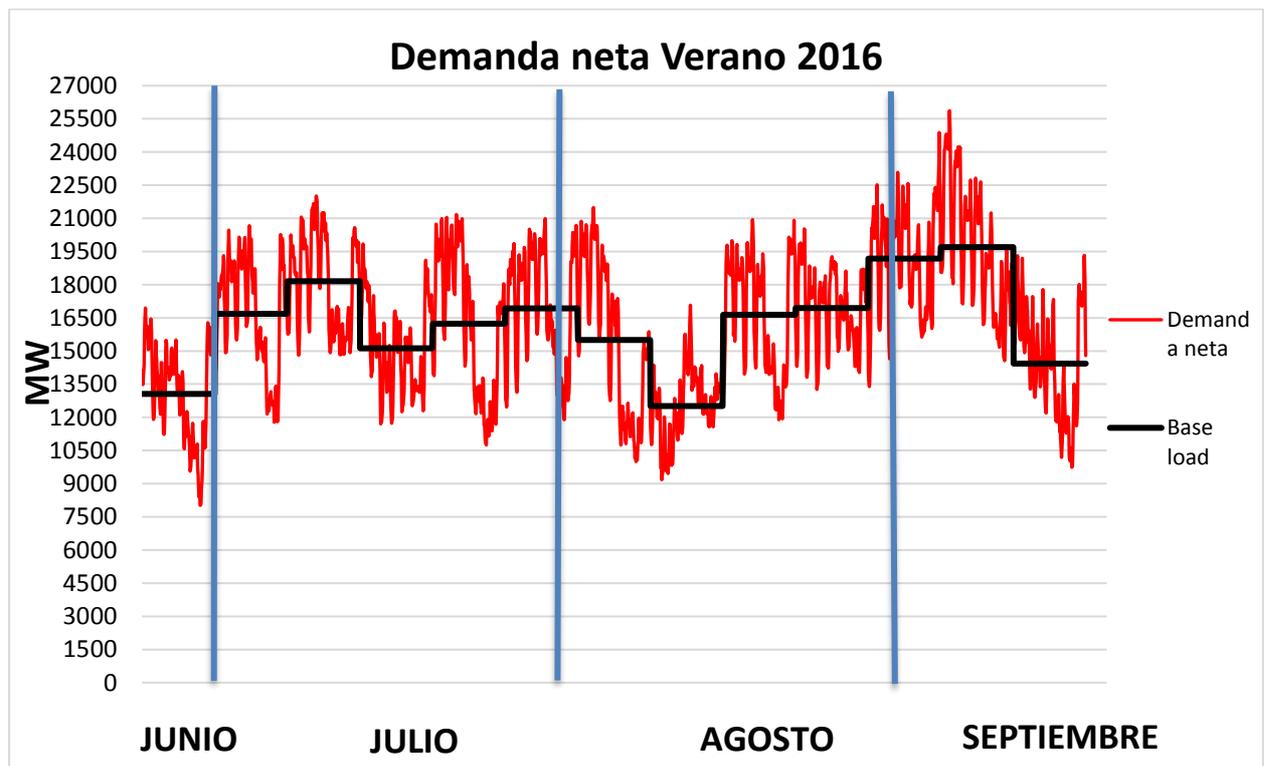


Figura 24. Demanda neta de energía de verano 2016

Como se puede observar, con esta gráfica no es posible analizar en detalle, por lo que dividimos el verano en 13 semanas quedando tal que así:

<i>Nº semana</i>	<i>Fecha</i>
1	21/06/2016 a 27/06/2016
2	28/06/2016 a 04/07/2016
3	05/07/2016 a 11/07/2016
4	12/07/2016 a 18/07/2016
5	19/07/2016 a 25/07/2016
6	26/07/2016 a 01/08/2016
7	02/08/2016 a 08/08/2016
8	09/08/2016 a 15/08/2016
9	16/08/2016 a 22/08/2016
10	23/08/2016 a 29/08/2016
11	30/08/2016 a 05/09/2016
12	06/09/2016 a 12/09/2016
13	13/09/2016 a 19/09/2016

Tabla 18. Semanas del verano

Una vez establecido esto procedemos a analizar las gráficas semanalmente y a establecer unos patrones.

Se adjuntan a continuación una de las 13 gráficas, el resto se pueden observar en el anexo C.

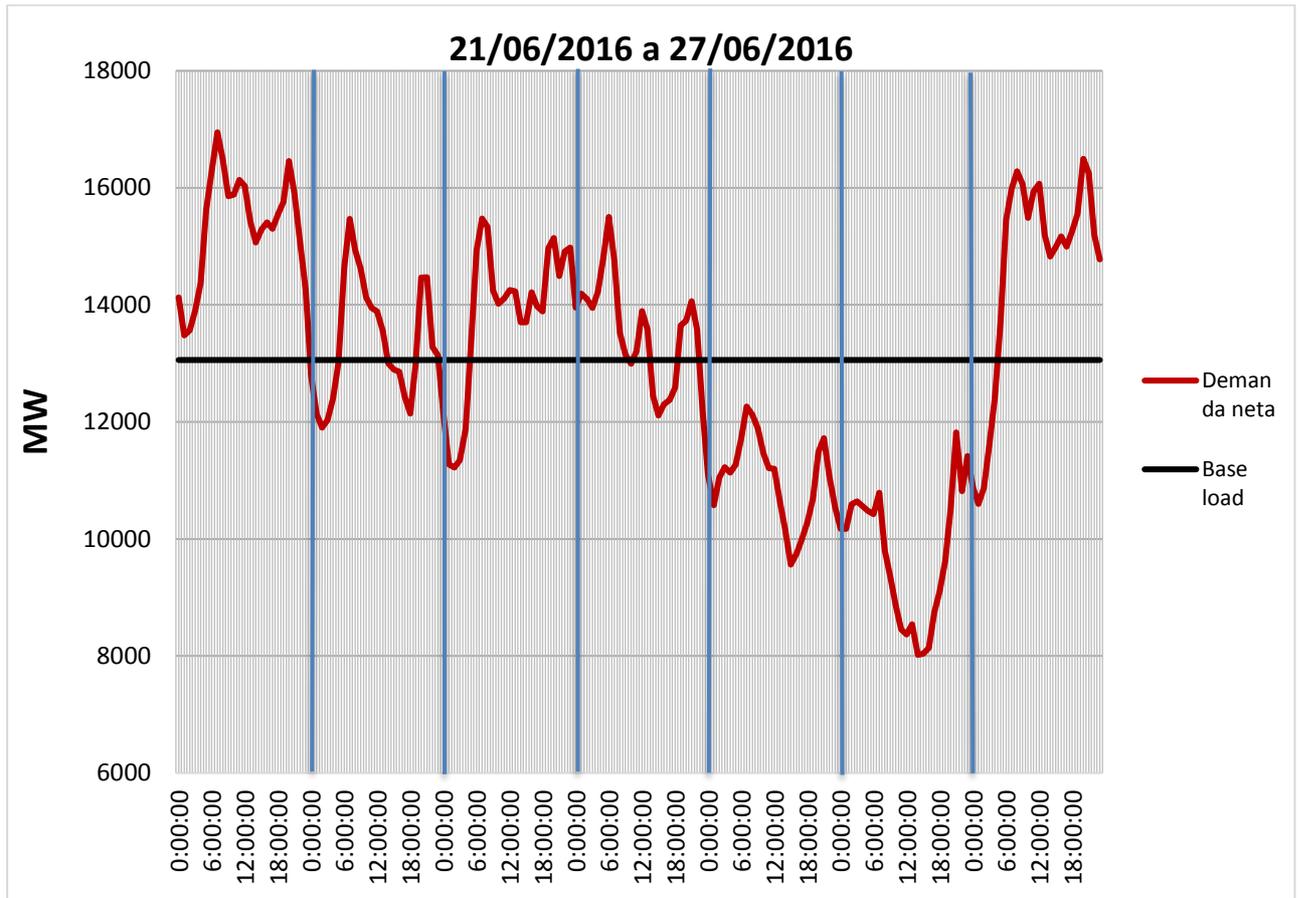


Figura 25. Semana 1

3.4.1 Patrón A

El patrón observado en las gráficas es que hay un número de horas seguidas en las que se puede almacenar entre 54 y 58 horas. En la siguiente tabla adjuntamos las semanas en las que se da este patrón.

Nº semana	Fecha	Intervalo Horario	Nº Horas
1	21/06/2016 a 27/06/2016	23:00 viernes a 04:00 lunes	54
2	28/06/2016 a 04/07/2016	23:00 viernes a 05:00 lunes	55
3	05/07/2016 a 11/07/2016	23:00 viernes a 05:00 lunes	55
5	19/07/2016 a 25/07/2016	22:00 viernes a 06:00 lunes	57
6	26/07/2016 a 01/08/2016	00:00 sábado a 06:00 lunes	55
7	02/08/2016 a 08/08/2016	23:00 viernes a 08:00 lunes	58
9	16/08/2016 a 22/08/2016	23:00 viernes a 5:00 lunes	55
13	13/09/2016 a 19/09/2016	22:00 viernes a 05:00 lunes	57

Tabla 19. Semanas en las que se da el patrón A.

En la siguiente gráfica que corresponde a la semana 1 vemos el siguiente patrón (Figura 29)

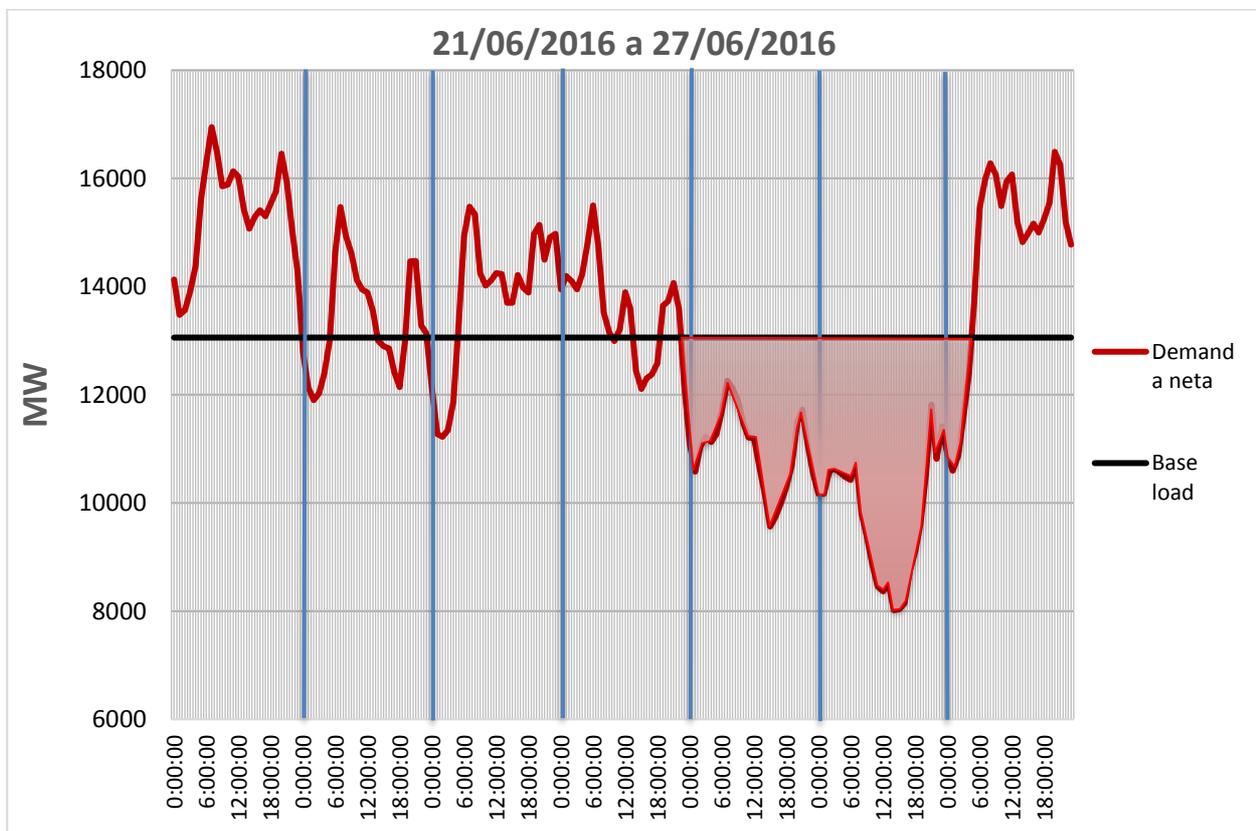


Figura 26. Patrón A

Como podemos observar, la línea roja corresponde a la demanda neta, la línea negra al base load y vemos que desde las 23:00 del viernes a las 4:00 del lunes se podría almacenar energía.

La energía almacenada media se adjunta en la siguiente tabla:

<i>Semana</i>	<i>Nº H</i>	<i>E.media(GWh)</i>
1	54	2,6
2	55	2,9
3	55	2,3
5	57	3,8
6	55	2,6
7	58	3,9
9	55	2,9
13	57	2,9

Tabla 20. Energía media almacenada media patrón A

3.2.1 Patrón B

El segundo patrón identificado corresponde a intervalos diarios de martes a viernes como se indica en la siguiente imagen:

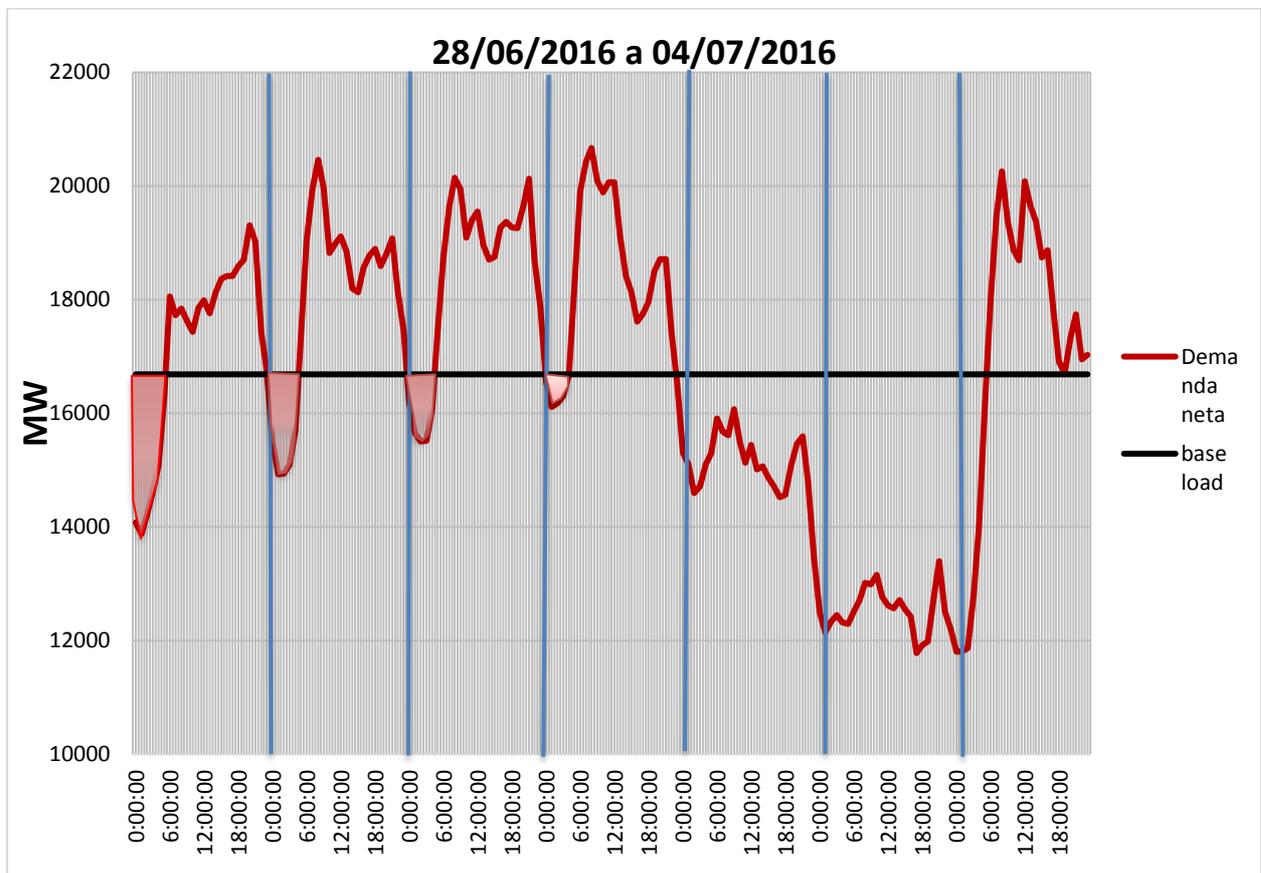


Figura 27. Patrón B

A diferencia del primer patrón, este patrón es diario y en la siguiente tabla se muestran las semanas, el número de horas que la demanda neta está por debajo del base load y la energía media que se podría almacenar durante esas horas:

<i>Semana</i>	<i>Fecha</i>	<i>Nº horas</i>	<i>E. media(GWh)</i>
2	28/06/2016 a 04/07/2016	21	1,2
3	05/07/2016 a 11/07/2016	24	1,6
6	26/07/2016 a 01/08/2016	26	2,1
9	16/08/2016 a 22/08/2016	23	1,9
10	23/08/2016 a 29/08/2016	28	2,2
11	30/08/2016 a 05/09/2016	30	2,7
12	06/09/2016 a 12/09/2016	26	1,4

Tabla 21. Patrón B

En el siguiente apartado basándonos en estos patrones, estimaremos que tecnología podría adecuarse y cuanta energía se podría haber almacenado.

4 RESULTADOS

La curva estudiada es la diferencia de demanda neta y base load. Cuando es negativo está cargando y cuando este valor es positivo está descargando. En el siguiente ejemplo podemos ver el funcionamiento:

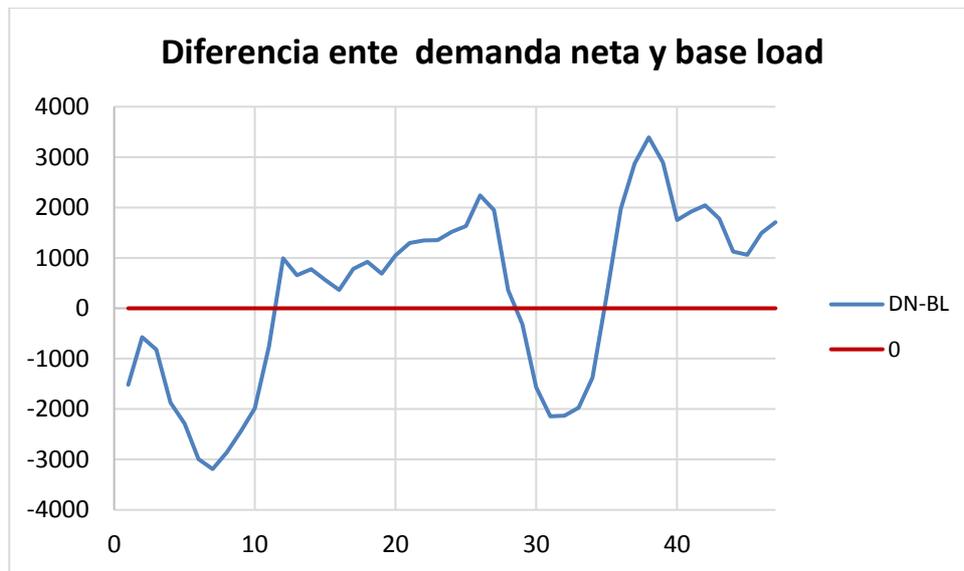


Figura 28. Ejemplo de demanda neta menos base load

Para realizar nuestro balance en primer lugar tenemos en cuenta las siguientes restricciones:

- El número mínimo de plantas será igual a la diferencia entre el pico máximo de potencia de la curva de estudio y la potencia de salida de una planta.
- El número de plantas ha de ser mayor o igual al número mínimo de plantas.
- La energía almacenada total ha de ser mayor que la almacenada efectiva, esto quiere decir que lo que se puede almacenar en un intervalo de tiempo modrado tiene que ser mayor que lo que se puede almacenar en un tiempo muy corto.
- La carga en una hora no puede ser mayor que la carga máxima en una hora, de ser así entonces la carga será máxima que la definimos como potencia de entrada por el número de plantas que resulten.
- La descarga en una hora no puede ser mayor que la descarga máxima en una hora, de ser así entonces la descarga será la máxima que la definimos como potencia de salida por el número de plantas que resulten.
- El almacenamiento inicial ha de ser igual al almacenamiento final.
- El máximo de energía almacenada ha de ser igual que el 99% de la capacidad máxima de almacenamiento, siendo esta el 99% de la energía almacenada de una planta por el número de plantas.
- El mínimo de la energía almacenada es 0, no puede ser negativa.

A partir de estas restricciones, con la herramienta Solver de Microsoft Excel resolvemos para los 6 casos que hemos definido:

CAES para todo el verano: 2184 horas.

Partimos del dato de la demanda neta. Nuestras variables van a ser el base load, el almacenamiento inicial y el número de plantas y resultan:

<i>Variables</i>	
<i>Almacenamiento inicial (GWh)</i>	288,3
<i>Base load (MWh)</i>	17068,5
<i>Número de plantas</i>	239

Tabla 22. Variables obtenidas con Solver para CAES verano

Para estos valores se obtienen:

<i>Resultados</i>	
<i>99% Capacidad de almacenamiento (GWh)</i>	1156
<i>Pico máximo demanda neta- base load (GWh)</i>	8,8
<i>Carga máxima en 1 hora (GW)</i>	11,94
<i>Descarga máxima en 1 hora (GW)</i>	26,3
<i>Número mínimo de plantas</i>	80

Tabla 23. Resultados para CAES

La curva resultante para CAES de almacenamiento es la siguiente:

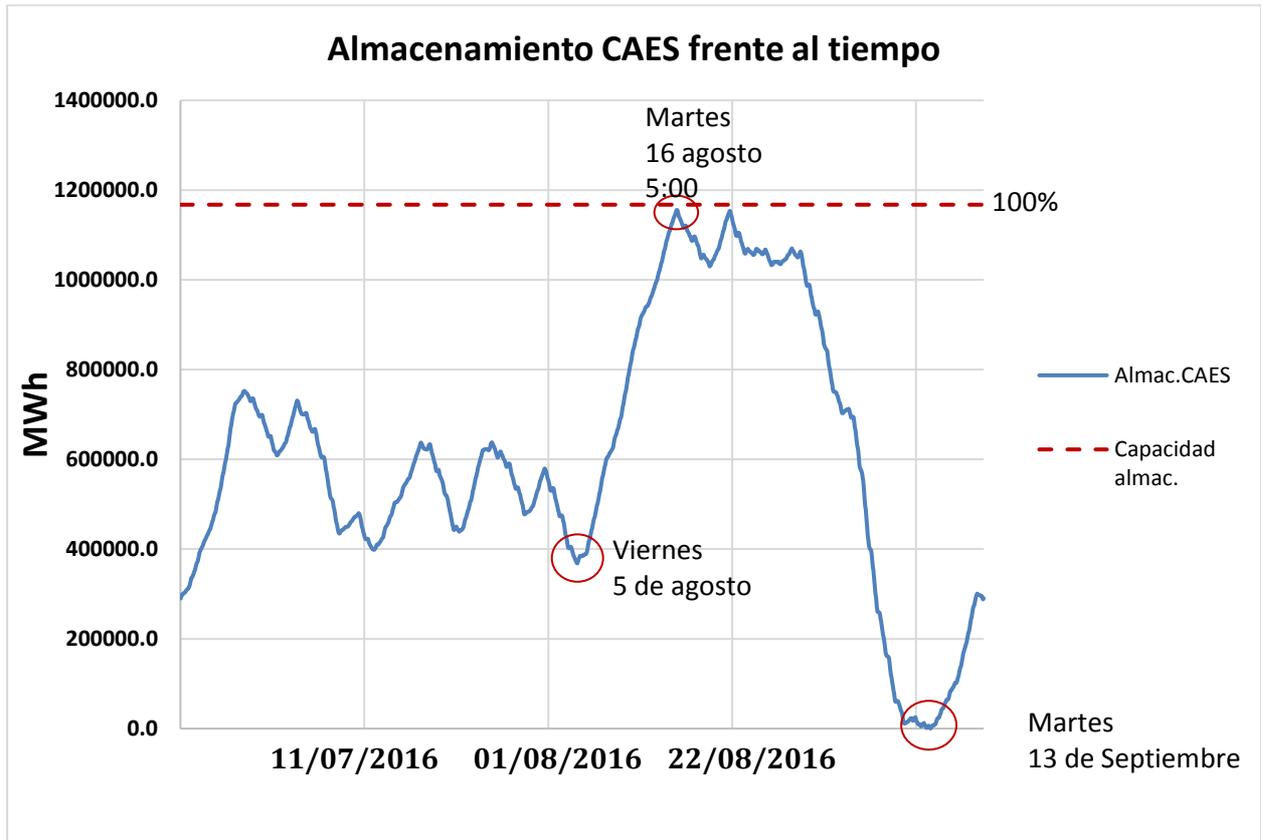


Figura 29. Curva de almacenamiento para CAES.

CAES para el patrón A: 715 horas.

Para resolver este patrón simplificamos a que se da desde las 23:00 del viernes a las 05:00 del lunes de cada semana del verano.

<i>Variables</i>	
<i>Almacenamiento inicial (GWh)</i>	103,4
<i>Base load (MWh)</i>	14612,8
<i>Número de plantas</i>	104

Tabla 24. Variables obtenidas con Solver para CAES patrón A.

Resultados

99% Capacidad de almacenamiento (GWh)	502,2
Pico máximo demanda neta- base load (GWh)	6,6
Carga máxima en 1 hora (GW)	5,2
Descarga máxima en 1 hora (GW)	11,4
Número mínimo de plantas	60

Tabla 25. Resultados para CAES patrón A.

La gráfica resultante es la siguiente:

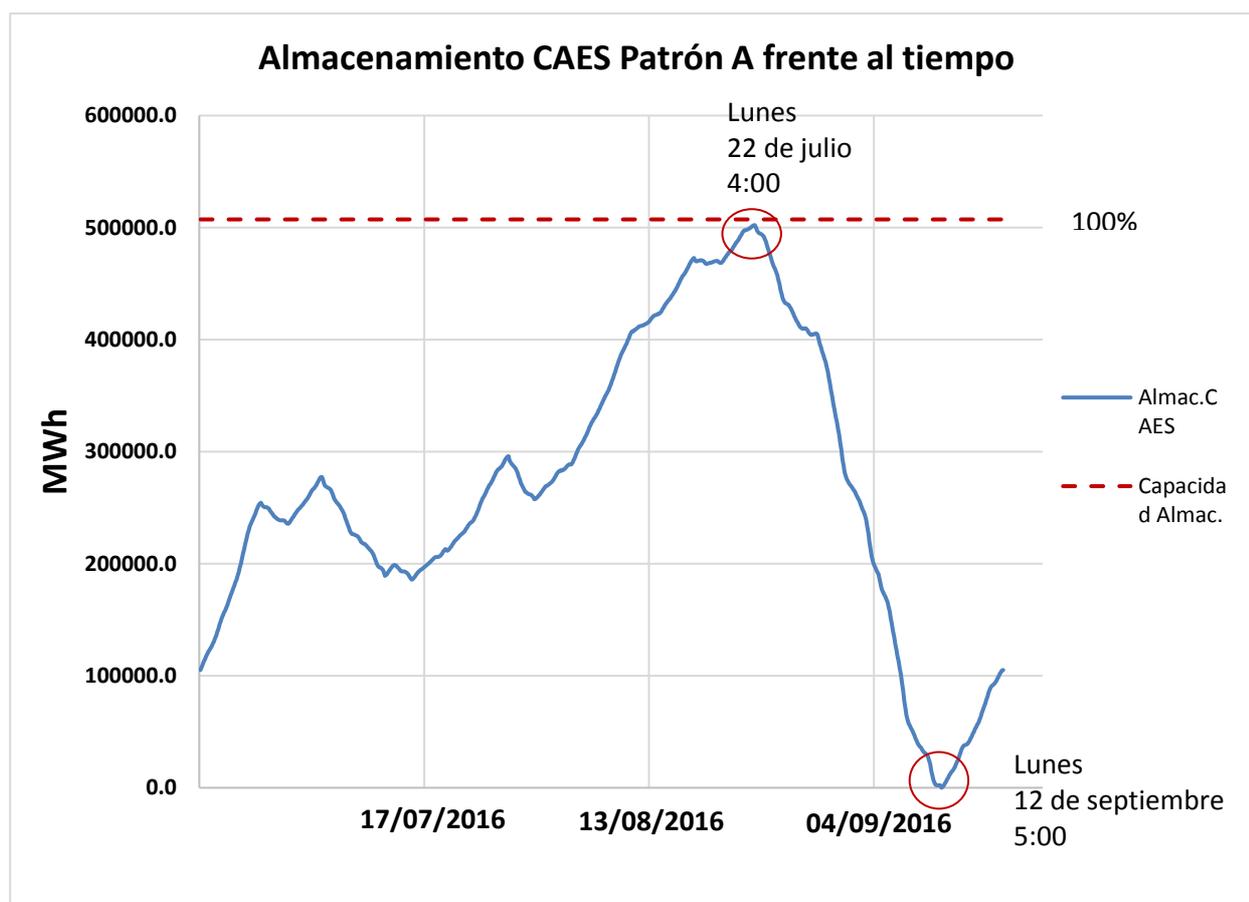


Figura 30. Curva de almacenamiento para CAES patrón A.

CAES para el patrón B: 1469 horas.

El patrón B lo hemos simplificado a el resto de horas.

<i>Variables</i>	
<i>Almacenamiento inicial (GWh)</i>	177,7
<i>Base load (MWh)</i>	18070,3
<i>Número de plantas</i>	149

Tabla 26. Variables obtenidas con Solver para CAES patrón B

<i>Resultados</i>	
<i>99% Capacidad de almacenamiento (GWh)</i>	720,5
<i>Pico máximo demanda neta- base load (GWh)</i>	7,8
<i>Carga máxima en 1 hora (GW)</i>	7,4
<i>Descarga máxima en 1 hora (GW)</i>	6,4
<i>Número mínimo de plantas</i>	71

Tabla 27. Resultados obtenidos para CAES patrón B.

La gráfica correspondiente:

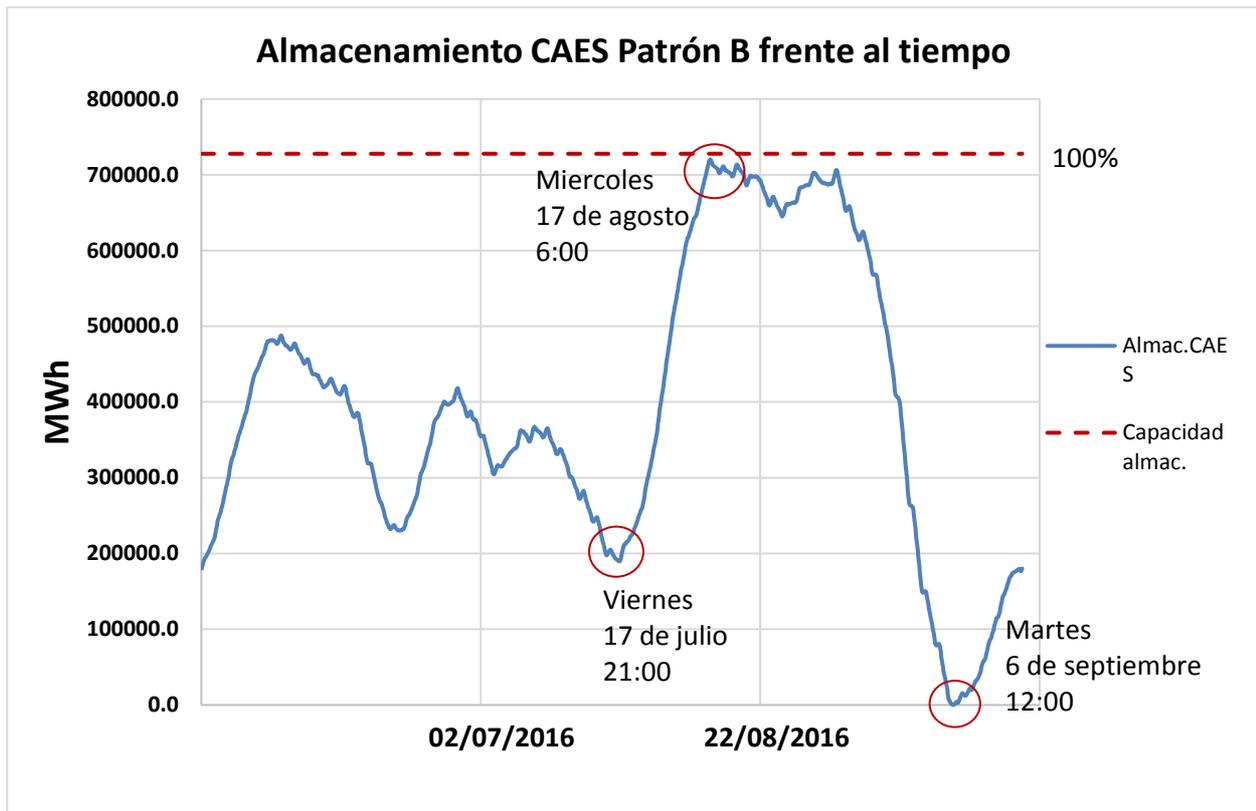


Figura 31. Curva de almacenamiento para CAES patrón B

Ion-Litio para todo el verano: 2184 horas.

Variables

<i>Almacenamiento inicial (GWh)</i>	344,7
<i>Base load (MWh)</i>	16457,7
<i>Número de plantas</i>	10589

Tabla 28. Variables obtenidas con Solver para Ion-Litio en verano

Resultados

99% Capacidad de almacenamiento (GWh)	1394
Pico máximo demanda neta- base load (GWh)	9,4
Carga máxima en 1 hora (GW)	847
Descarga máxima en 1 hora (GW)	1059
Número mínimo de plantas	94

Tabla 29. Resultados obtenidos para Ion-Litio

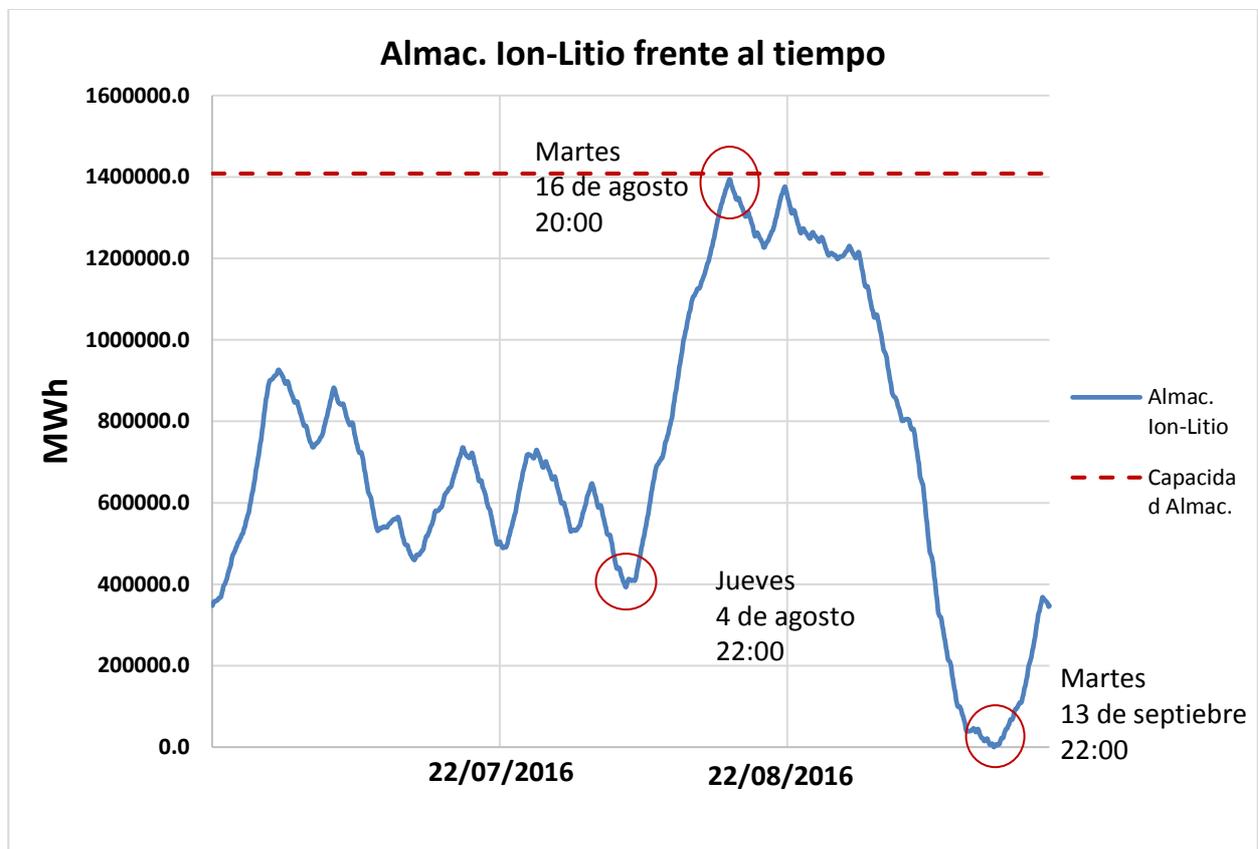


Figura 32. Curva de almacenamiento para Ion-Litio

Ion-Litio patrón A: 715 horas.*Variables*

<i>Almacenamiento inicial (GWh)</i>	127,5
<i>Base load (MWh)</i>	14139,6
<i>Número de plantas</i>	4286

Tabla 30. Variables obtenidas con Solver para Ion-Litio patrón A

Resultados

<i>99% Capacidad de almacenamiento (GWh)</i>	564,4
<i>Pico máximo demanda neta- base load (GWh)</i>	7,1
<i>Carga máxima en 1 hora (GW)</i>	342
<i>Descarga máxima en 1 hora (GW)</i>	429
<i>Número mínimo de plantas</i>	65

Tabla 31. Resultados obtenidos para Ion-Litio Patrón A

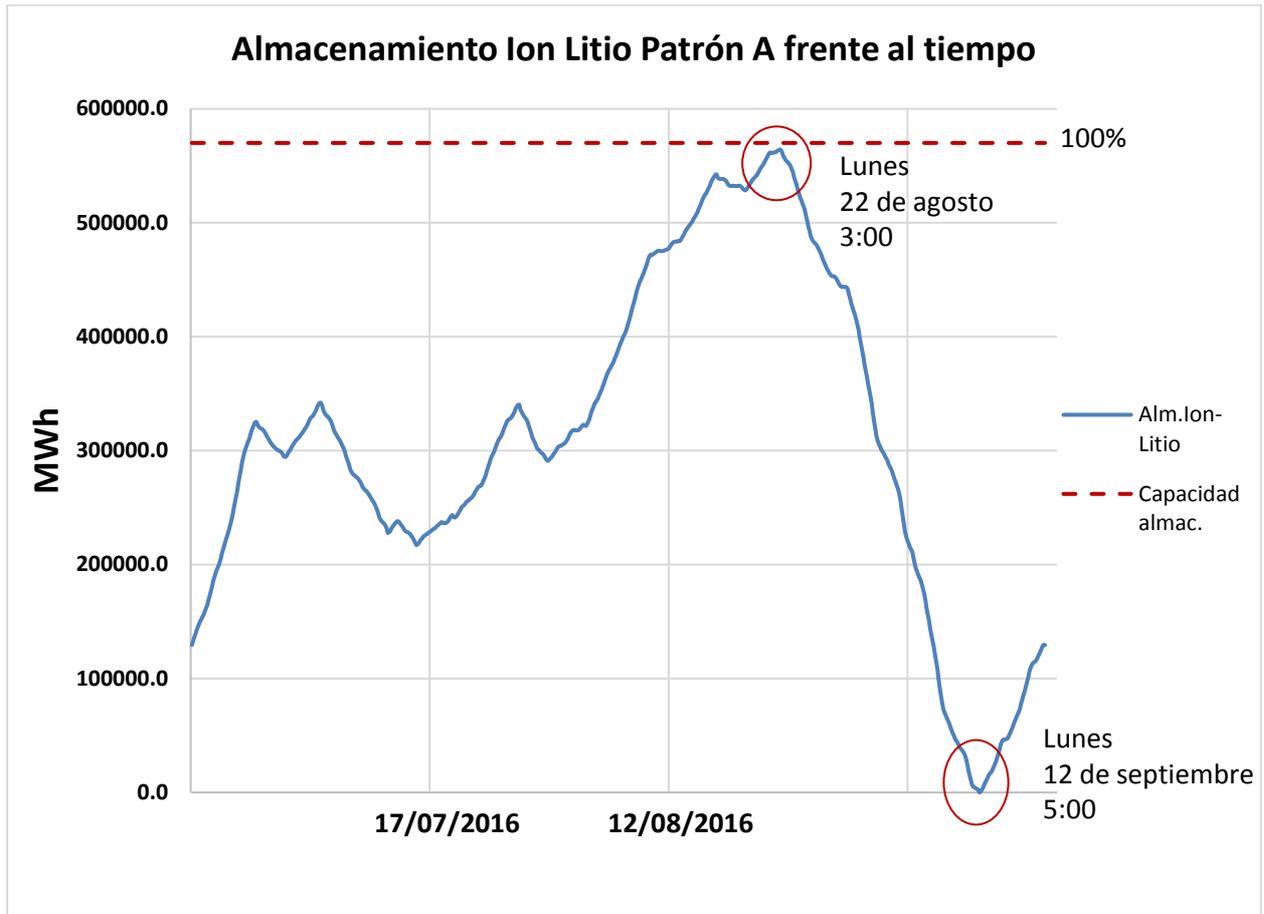


Figura 33. Curva de almacenamiento para Ion-Litio patrón A

Ion-Litio patrón B: 1469 horas.

<i>Variables</i>	
<i>Almacenamiento inicial (GWh)</i>	202,6
<i>Base load (MWh)</i>	17540
<i>Número de plantas</i>	6495

Tabla 32. Variables obtenidas con Solver para Ion-Litio patrón B

Resultados

99% Capacidad de almacenamiento (GWh)	855,257
Pico máximo demanda neta- base load (GWh)	8,3
Carga máxima en 1 hora (GW)	519
Descarga máxima en 1 hora (GW)	650
Número mínimo de plantas	76

Tabla 33. Resultados obtenidos para Ion-Litio patrón B

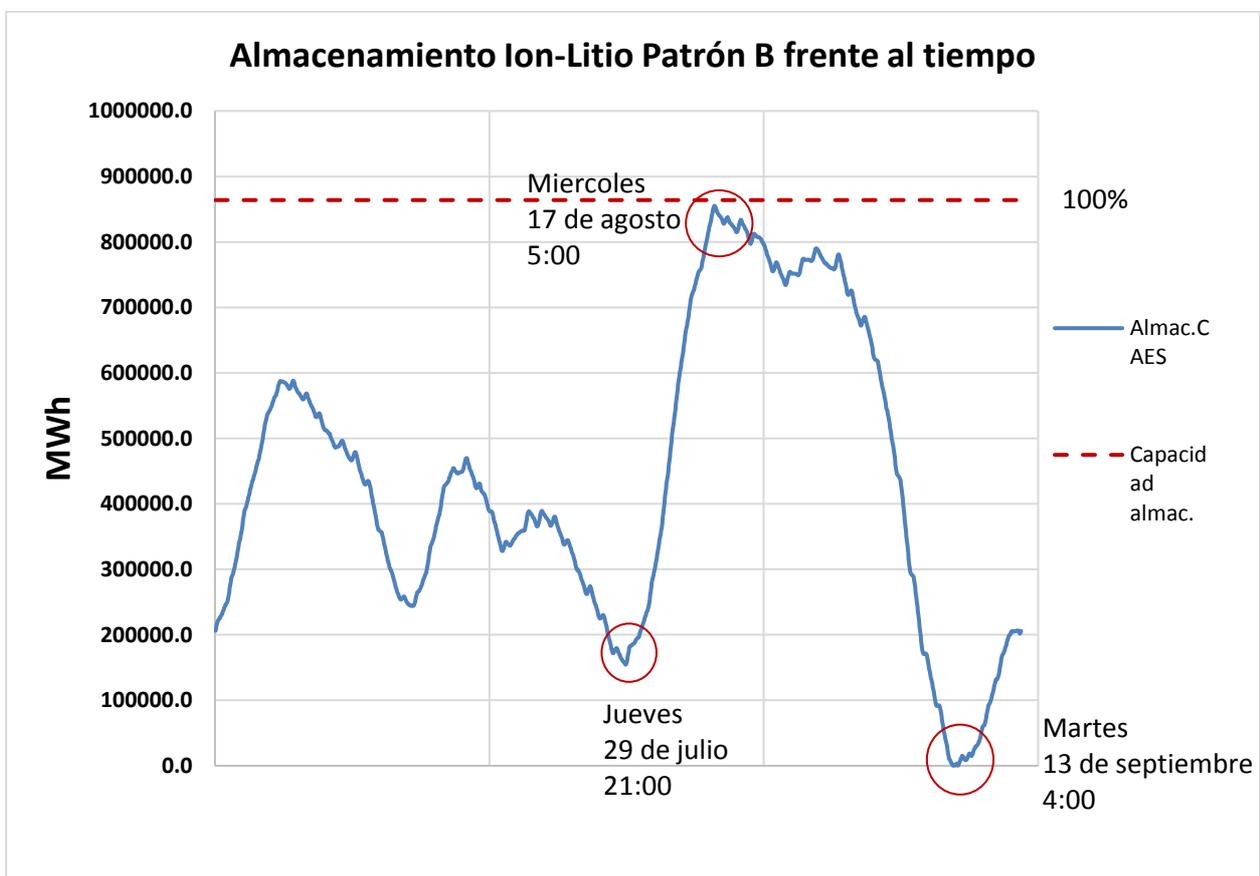


Figura 34. Curva de almacenamiento para Ion-Litio patrón B

Análisis económico desde el punto de vista de tasas de CO₂

Este cálculo es preliminar e independiente del número de plantas y almacenamiento que han salido en el apartado anterior.

Para ver si podrían ser competitivas, vamos a calcular cuanto habría que pagar en €/tCO₂ en ambos casos partiendo de los siguientes datos:

Factor de emisión de Gas Natural= 0,21 kgCO₂/kWh [61]

LCOE Gas Natural = 0,05 €/kWh [62]

Se obtienen los siguientes resultados:

	<i>LCOE</i>	<i>ΔLCOE</i>	<i>Carbon.Tax</i>
<i>CAES</i>	0,13 €/kWh	0,08 €/kWh	400 €/tCO₂
<i>Ion-Litio</i>	0,57 €/kWh	0,52 €/kWh	2476 €/tCO₂

Tabla 34. LCOE y tasa de CO₂ por tecnología.

Esto quiere decir que para que estas tecnologías sean competitivas, la tasa que actualmente está en 5€/tCO₂ tiene que subir hasta 400 en caso de CAES y hasta 2476 en caso de las baterías de Ion-Litio.

5 CONCLUSIONES

- En base a la literatura estudiada, la tecnología PHS está muy limitada en España si nos centramos en la estación veraniega.
- La tecnología de volantes de inercia no es aplicable para el almacenamiento de media y larga duración por lo que se ha descartado en este trabajo.
- Se descarta en el trabajo las baterías de flujo debido a su escasa capacidad de almacenamiento.
- Se descarta en el trabajo la tecnología Power-To-Gas debido a que se necesitan instalaciones de 100 MW o más y no existen hoy en día instalaciones de esta tecnología de tal calibre, aunque su potencial es amplio y sería una opción interesante de cara al futuro.
- En nuestros cálculos suponemos que hay una carga base constante generada por plantas de ciclo combinado y que la demanda la tiene que cubrir CAES y/o las Baterías de Ion-Litio. Es por ello que, resultan valores muy sobredimensionados que si se acoplasen a la generación renovable resultarían más eficientes.
- Según nuestros cálculos, para el periodo de verano resultaría más interesante la tecnología CAES que las Baterías de Ion-litio. A pesar de que el funcionamiento de las plantas de CAES conllevaría un Baseload algo mayor, el número de instalaciones de baterías de Ion-Litio es 5 veces superior al número de plantas de CAES que teniendo en cuenta el coste de instalación lo haría mucho más caro.
- En general, las baterías de Ion-litio encajarían mejor si tuvieran una capacidad de almacenamiento mayor. Al estar limitadas sale un número muy grande de instalaciones, algo que lo hace inviable por ahora.
- Analizando las curvas, vemos comportamientos idénticos tanto en el patrón A por parte de CAES y Baterías de Ion-Litio como en el patrón B habiendo una diferencia considerable en el número de plantas para la misma capacidad de almacenamiento.
- Basándonos en las emisiones de CO₂, las tasas de €/tCO₂ deberían subir de 5 a 400 y hasta 2170 para cada tecnología analizada, lo que se considera alejado de los niveles actuales de tasa de carbono. Por lo tanto, a día de hoy, resulta más económico cubrir los desajustes demanda-generación renovable con gas natural que con sistemas de almacenamiento como los estudiados en este trabajo.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA, DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINAS. Guía del almacenamiento de la energía. <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-del-Almacenamiento-de-Energia-fenercom-2011.pdf>
- [2] RASTLER, D. M. Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs and benefits. Electric Power Research Institute, 2010.
- [3] LUO, Xing, et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 2015, vol. 137, p. 511-536
- [4] IBRAHIM, Hussein; ILINCA, Adrian; PERRON, Jean. Energy storage systems—characteristics and comparisons. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2008, vol. 12, no 5, p. 1221-1250.
- [5] TRAINER, Ted. Some problems in storing renewable energy. *Energy Policy*, 2017, vol. 110, p. 386-393.
- [6] CHEN, Haisheng, et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 2009, vol. 19, no 3, p. 291-312
- [7] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, et al. *Electrical energy storage white paper*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2011, p. 1-78.
- [8] SUBERU, Mohammed Yekini; MUSTAFA, Mohd Wazir; BASHIR, Nouruddeen. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 35, p. 499-514.
- [9] GUTIÉRREZ-MARTÍN, F.; RODRIGUEZ-ANTON, L. M. Power-to-SNG technology for energy storage at large scales. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, vol. 41, no 42, p. 19290-19303.
- [10] LCOE CAES https://www.researchgate.net/figure/Levelized-cost-of-electricity-LCOE-delivered-by-EES-systems-in-bulk-energy-storage-and_fig12_281277805?_sg=SVIEm7kYgykSwydUo4umNrryaA2dPSwIjzhJQvVLzX36Htv27vJkudG1-f3AdZTqCxqPQYnlobajjpWBQOL8IAJitksOloQbdzM6SQac0w
- [11] SCHOENUNG, Susan M. Characteristics and technologies for long-vs. short-term energy storage. *United States Department of Energy*, 2001.
- [12] FARRET, Felix A.; SIMOES, M. Godoy. *Integration of alternative sources of energy*. John Wiley & Sons, 2006.
- [13] WICKI, Samuel; HANSEN, Erik G. Clean energy storage technology in the making: An innovation systems perspective on flywheel energy storage. *Journal of cleaner production*, 2017, vol. 162, p. 1118-1134.
- [14] WINSBERG, Jan, et al. Redox-Flow Batteries: From Metals to Organic Redox-Active Materials. *Angewandte Chemie International Edition*, 2017, vol. 56, no 3, p. 686-711.

- [15] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY Electricity storage: *technology brief. Technology Policy Brief, Energy Technology Systems Analysis Programme*.
[http://www.irena.org/DocumentDownloads/
Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E18%20Electricity-Storage.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E18%20Electricity-Storage.pdf)
- [16] BOER PD, Raadschelders J. Flow batteries. Briefing paper. Leonardo ENERGY; June 2007. [http://www.epqu.agh.edu.pl/archives/magazine/mv3i1/
mv3i1_22.pdf](http://www.epqu.agh.edu.pl/archives/magazine/mv3i1/mv3i1_22.pdf)
- [17] ARANI, AA Khodadoost, et al. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 69, p. 9-18.
- [18] FARRET, Felix A.; SIMOES, M. Godoy. *Integration of alternative sources of energy*. John Wiley & Sons, 2006
- [19] DÍAZ-GONZÁLEZ, Francisco, et al. A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2012, vol. 16, no 4, p. 2154-2171.
- [20] BEACON POWER TECHNOLOGY. Beacon Power Corporation. n.d. [http://
beaconpower.com/resources/](http://beaconpower.com/resources/)
- [21] LUTYŃSKI, Marcin. An overview of potential benefits and limitations of Compressed Air Energy Storage in abandoned coal mines. En *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. IOP Publishing, 2017. p. 012006.
- [22] LUO, Xing, et al. Overview of current development in compressed air energy storage technology. *Energy Procedia*, 2014, vol. 62, p. 603-611.
- [23] TAYLOR, Peter, et al. Pathways for energy storage in the UK. *Report for the centre for low carbon futures, York*, 2012.
- [24] GALLO, A. B., et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2016, vol. 65, p. 800-822.
- [25] ELLIMAN, Ryan; GOULD, Christopher; AL-TAI, Moofik. Review of current and future electrical energy storage devices. En *Power Engineering Conference (UPEC), 2015 50th International Universities*. IEEE, 2015. p. 1-5.
- [26] AKINYELE, D. O.; RAYUDU, R. K. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2014, vol. 8, p. 74-91.
- [27] MOLLER LOBOS, Roberto Andrés. Estrategias de regulación primaria de frecuencia en generadores eólicos. 2012.
- [28] HU, Xiaosong, et al. Technological developments in batteries: a survey of principal roles, types, and management needs. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2017, vol. 15, no 5, p. 20-31.
- [29] FRANCO, Andrea, et al. A review of sustainable energy access and technologies for healthcare facilities in the Global South. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2017, vol. 22, p. 92-105.
- [30] HANLEY, Emma S.; DEANE, J. P.; GALLACHÓIR, BP Ó. The role of hydrogen in low carbon energy futures—A review of existing perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [31] KOUCHACHVILI, Lia; ENTCHEV, Evgueniy. Power to gas and H2/NG blend in SMART

- energy networks concept. *Renewable Energy*, 2018, vol. 125, p. 456-464.
- [32] SHOENUNG, S. M. Characteristics and technologies for long-vs. short-term energy storage: a study by the DOE energy storage systems program. *SAND2001-0765*, 2001.
- [33] BARTON, John P.; INFIELD, David G. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *IEEE transactions on energy conversion*, 2004, vol. 19, no 2, p. 441-448.
- [34] GETH, Frederik, et al. An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: current status and new developments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, vol. 52, p. 1212-1227
- [35] WEBER, Adam Z., et al. Redox flow batteries: a review. *Journal of Applied Electrochemistry*, 2011, vol. 41, no 10, p. 1137.
- [36] POULLIKKAS, Andreas. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 27, p. 778-788
- [37] TOKUDA, Nobuyuki, et al. Development of a redox flow battery system. *Sei Tech Rev*, 1998, no 45, p. 88-94.
- [38] KOUCHACHVILI, Lia; ENTCHEV, Evgueniy. Power to gas and H2/NG blend in SMART energy networks concept. *Renewable Energy*, 2018, vol. 125, p. 456-464
- [39] HESSE, Holger C., et al. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. *Energies*, 2017, vol. 10, no 12, p. 2107.
- [40] MCPHERSON, Madeleine; JOHNSON, Nils; STRUBEGGER, Manfred. The role of electricity storage and hydrogen technologies in enabling global low-carbon energy transitions. *Applied Energy*, 2018, vol. 216, p. 649-661.
- [41] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. Initial operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System. https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Media_Centre/2018/Initial-operation-of-the-Hornsdale-Power-Reserve.pdf
- [42] BULLOUGH, Chris, et al. Advanced adiabatic compressed air energy storage for the integration of wind energy. En *Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC*. 2004. p. 25
- [43] UNESA. <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1342-central-bombeo>
- [44] <https://twenergy.com/a/funcionamiento-del-volante-de-inercia-como-sistema-de-almacenamiento-de-energia-por-volante-de-inercia-2061>
- [45] BEACONPOWER
http://www.sandia.gov/ess/docs/pr_conferences/2014/Thursday/Session7/02_Areseneaux_Jim_20MW_Flywheel_Energy_Storage_Plant_140918.pdf
- [46] KYRIAKOPOULOS, Grigorios L.; ARABATZIS, Garyfallos. Electrical energy storage systems in electricity generation: energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 56, p. 1044-1067
- [47] CALIFORNIA HYDROGEN BUSINESS COUNCIL. Power to Gas: The Case for Hydrogen White Paper: Los Angeles, CA, USA, 2015 <http://www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2018/01/CHBC-Hydrogen-Energy-Storage-White-Paper-FINAL.pdf>
- [48] CROTOGINO, Fritz; SCHNEIDER, Gregor-Sönke; EVANS, David J. Renewable energy storage in geological formations. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A:*

- Journal of Power and Energy*, 2018, vol. 232, no 1, p. 100-114.
- [49] DLR, ADELE-ING, <http://www.sccer-hae.ch/resources/SymposiumMay2015/Talks/SCCER2015-AdiabaticCAES-Zunft.pdf>
- [50] MOORE, Jason; SHABANI, Bahman. A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies. *Energies*, 2016, vol. 9, no 9, p. 674.
- [51] LCOE.
<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm>
- [52]
https://www.heraldo.es/noticias/suplementos/2015/02/11/endesa_mantiene_proyecto_para_ampliar_central_moralets_mayor_del_pirineo_339027_314.html
- [53] AUTHOR, N. Review of electrical energy storage technologies and systems and of their potential for the UK. *EA Technology*, 2004, vol. 1, p. 34.
- [54] FERNANDES, Camila; FRÍAS, Pablo; RENESES, Javier. Participation of intermittent renewable generators in balancing mechanisms: A closer look into the Spanish market design. *Renewable Energy*, 2016, vol. 89, p. 305-316.
- [55] REE. <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [56] REE. Informe anual 2016.
http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2016/inf_sis_elec_ree_2016.pdf
- [57] MAPA PENINSULAR.
http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf
- [58] MAPA INSULAR BALEARES.
http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_baleares_2018.pdf
- [59] http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/17_2018.pdf
- [60] MAPA INSULAR CANARIO.
http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_canarias_2018.pdf
- [61] LCOE Ion-Litio
https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_battery_storage_report_2015.pdf
- [62] https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source#cite_note-31

7 GLOSARIO

EES	Electrical Energy Storage
T&D	Transmisión y Distribución
PHS	Pumped Hydroelectric Storage
(T)	Funcionamiento como turbina
(P)	Funcionamiento como bomba
SNG	Syntetic Natural Gas
FESS	Flywheel Energy System Storage
CO ₂	Dióxido de carbono
CH ₄	Metano
O ₂	Oxígeno
H ₂	Hidrógeno
TES	Thermal Energy Storage
AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
TMS	Thermal Management System
EMS	Energy Management System
AC/DC	Corriente alterna/ Corriente continua
UPS	Uninterruptible Power Supply
Base load	Carga base
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
EMS	Electronics Manufacturing Services
BMS	Battery Management System

8 ANEXOS

Anexo A: The hornsedale Power [41]

En el siguiente anexo se describe de manera general las especificaciones de la batería de Ion-Litio construida por la empresa Tesla de Elon Musk. En este anexo se describirá la participación de esta batería en el control de la frecuencia de los servicios auxiliares de mercados.

Este anexo se basa en un documento proporcionado por el Operador de Mercado de Energía Australiano (AEMO) el cual no forma parte de estos acuerdos.

Este sistema de almacenamiento (HPR) se encuentra cerca de Jamestown al sur de Australia.

Esta batería cuenta con una capacidad de descarga de 100 MW y una de carga de 80 MW y una capacidad de almacenamiento de 129 MWh. Aproximadamente esta capacidad representa 75 minutos en la descarga completa.

Esta batería comparte el mismo punto de conexión de red (275 Kv) que la granja eólica de 300 MW (Hornsedale Wind).



Figura A 1. Sistema de almacenamiento The Hornsdale Power.

Esta batería proporciona un abanico de servicios bajo acuerdos comerciales entre el gobierno de Australia, Tesla que es el proveedor de la energía y NEOEN que es el operador del parque eólico.

Estos servicios son:

- Arbitraje de energía: En condiciones normales, 30 MW de la capacidad de descarga de la batería están disponibles para NEOEN para operar en el Mercado Eléctrico Nacional. De los

129 MWh de la capacidad de almacenamiento, 119 pueden usarse en este modo de operación.

- Servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS): El HPR está registrado para proporcionar los ocho servicios de FCAS y participa activamente en los 8 mercados.

Los servicios auxiliares de control de frecuencia de regulación están habilitados para corregir continuamente el balance de generación/demanda en respuesta a desviaciones menores. Estos pueden ser de subida o de bajada.

Los servicios auxiliares de control de frecuencia de contingencia se habilitan para corregir el equilibrio generación/demanda después de una contingencia importante, como puede ser la pérdida de una unidad de generación importante o una unidad grande de transmisión. Estos servicios están siempre disponible aunque se usen ocasionalmente. Hay 6 tipos de servicios e contingencia para subir o bajar en 3 escalas diferentes de tiempo: 6 segundos, 60 segundos o 5 minutos.

- Capacidad de energía de reserva: Los 70 MW restantes están destinados para propósitos de confiabilidad del sistema de energía. Esta capacidad no ha sido despachada aún (4/2018). Esta capacidad se ofrece en el Mercado Eléctrico nacional en el límite de precio de mercado, lo que garantiza que este componente no se despache antes que otra generación en el sur de Australia.

- Servicios auxiliares de control de carga de red (NLCAS): El HPR está incluido en un nuevo esquema de control: el Sistema de Protección de Integridad del Sistema (SIPS), que tiene la intención de reducir la probabilidad de que el sistema eléctrico de Australia del sur se separe del mercado Eléctrico Nacional cuando haya un incremento repentino en el interconector Hewood. El SIPS está destinado a detectar flujos altos en este interconector y activar el HPR para descargar sus 100 MW lo más rápido posible. Un aspecto clave de este esquema de control es la respuesta rápida que se puede obtener implementando sistemas de baterías, lo cual favorece a que en un futuro se implementen más.

El NCLAS de Australia meridional requiere que se reserven 10 MWh de la capacidad total de almacenamiento para el esquema de control. Se espera que comience a funcionar por completo en el segundo trimestre de 2018.

También hay que destacar la participación del HPR en los mercados de servicios auxiliares de control de frecuencia hasta la fecha:

- Regulación de los servicios auxiliares de control de frecuencia: El sistema central automático de control de generación (AGC) de AEMO puede ser utilizado para controlar el HPR, y esta es la disposición de control normal la mayor parte del tiempo. El AGC permite a AEMO enviar un nuevo punto de consigna de MW una vez cada 4 segundos. Hasta 30 MW de la capacidad de salida de la batería está disponible para la provisión de servicios auxiliares de control de frecuencia de regulación.
- Calidad de los servicios auxiliares de control de frecuencia: Los datos disponibles para AEMO demuestran que la regulación de estos servicios proporcionadas por el HPR es rápida y precisa, en comparación con una unidad de generación convencional. En las siguientes

figuras se comparan la precisión y la velocidad de respuesta de una turbina de vapor convencional grande y el HPR a los objetivos de control del punto de consigna de AGC para la regulación de la frecuencia durante el periodo de una hora.

A continuación, se va a comparar la precisión y velocidad de respuestas de los servicios auxiliares regulados por una turbina convencional y regulados por el HPR.

Precisión y velocidad de regulación de las respuestas de los servicios auxiliares regulados por una turbina convencional:

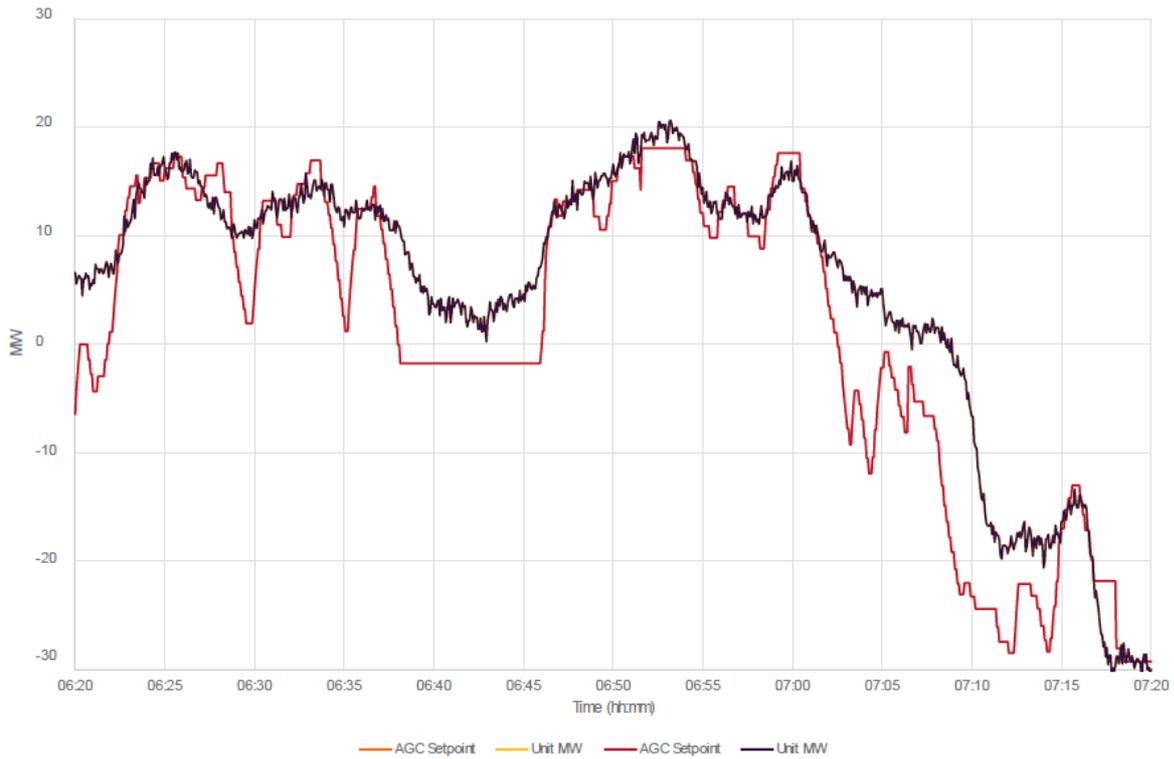


Figura A 2 . Respuesta regulada por una turbina convencional

Precisión y velocidad de regulación de las respuestas de los servicios auxiliares regulados por HPR:

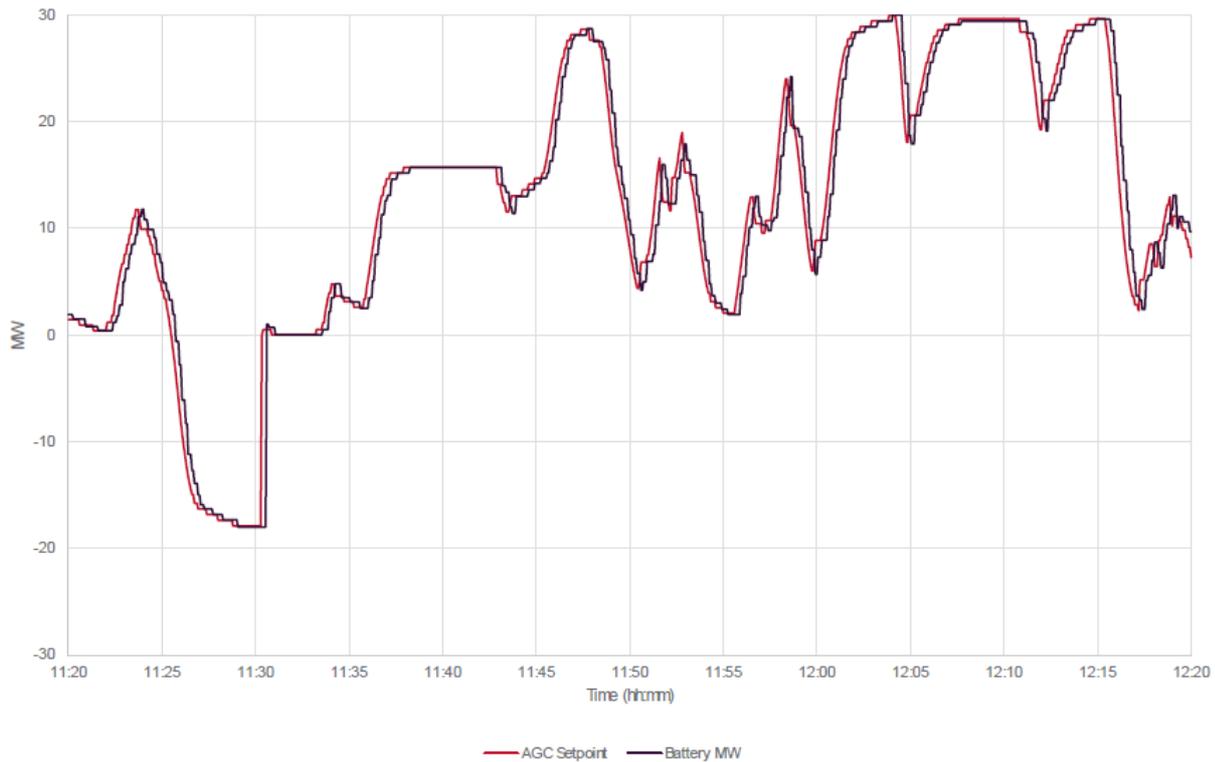


Figura A 3. Respuesta regulada por HPR

Como podemos observar, con estas dos gráficas se puede ver con total claridad que el sistema HPR se adapta mucho más rápido y con más calidad de respuesta que una turbina.

Sin embargo, aunque se aprecie claramente las diferencias y la mayor calidad prestada por HPR, el órgano encargado de especificar cada servicio auxiliar de mercado (MASS) no aborda los requisitos de rendimiento para la regulación de los servicios auxiliares de control de frecuencia. Es decir, toda la regulación de estos servicios se considera igual e intercambiable, y los proveedores reciben el mismo precio por MW habilitado, independientemente del rendimiento.

- Contingencia de los servicios auxiliares de control de frecuencia: El HPR se ha configurado para proporcionar una respuesta a estos servicios de contingencia en todo momento sea cuales sean los resultados del mercado utilizando todo el rango operativo técnico de la batería.

Se muestra un ejemplo de la respuesta real del HPR a una potencia de 689 MW de generación el 18 de diciembre de 2017 en Nueva Gales del sur.

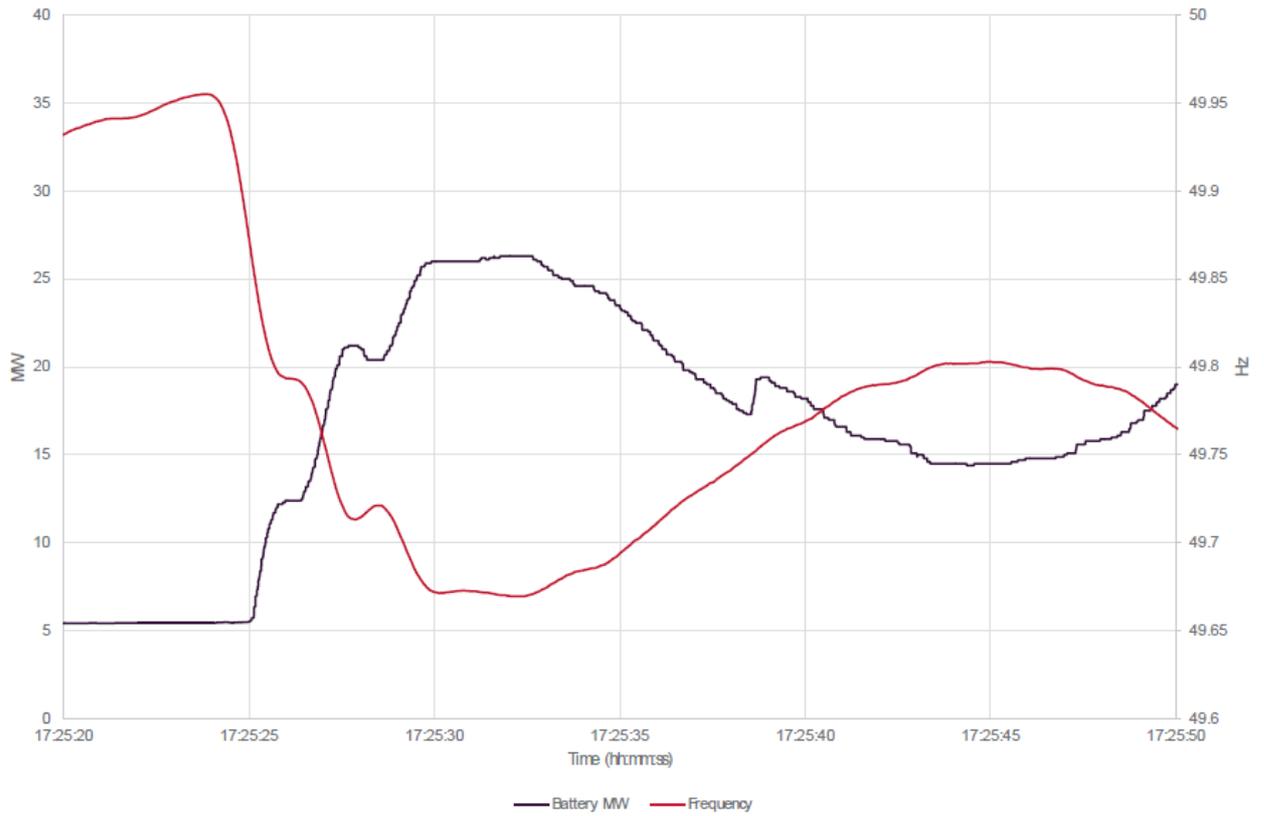


Figura A 4. Respuesta HPR servicio de contingencia

Las pruebas y simulaciones de puesta en marcha, confirma que el HPR es capaz de responder rápidamente a un evento de contingencia que la generación síncrona convencional.

Anexo B: Participación de generadores renovables en el mercado eléctrico español [54]

Como en cualquier sistema eléctrico de cada país, el objetivo es alcanzar la sostenibilidad y lograr una cierta independencia energética del resto de países, integrando las energías renovables sobre todo eólica y fotovoltaica. Parece fácil pero, para ello los generadores renovables han de estar cualificados para mantener la potencia que se requiera en todo momento, algo que hasta ahora es complicado lograr.

En España (2015) un 20% de la demanda está cubierta por generadores eólicos.

El gobierno en 2013 lanzó el RDL 9/2013 del 12 de julio, una reforma del mercado eléctrico que permite la participación de generadores renovables para los mercados de equilibrio.

En este nuevo escenario, los generadores renovables obtienen una remuneración específica a aquellas instalaciones que, durante su vida útil, no pueden recuperar la totalidad de los costes de inversión. Esta remuneración consiste en la diferencia entre una inversión estándar y los costes de operación que dependerán del tipo de instalación renovable. Los ingresos son estimados como el total de la producción vendida a precio de mercado diario.

El Gestor de Red de Transporte Español (TSO) junto con Iberdrola probaron la participación de una granja de generación eólica en el mercado de reservas secundarias y a pesar de los buenos resultados técnicos, algunos aspectos del mercado de reservas secundarias fueron identificados como unas barreras importantes a la hora de la participación de los generadores renovables intermitentes. Estas barreras son debidas a que este mercado se desarrolló en un contexto en el cual los generadores renovables intermitentes no tenían importancia.

Por tanto, para llevar a cabo la reforma se tienen que dar ciertos arreglos en el equilibrio que comentaremos en el siguiente apartado.

B.1 Descripción general de los arreglos de equilibrio del mercado eléctrico español

En la siguiente imagen podemos resumir perfectamente cómo se estructura el mercado minorista o a corto plazo en España:

<i>Tipo de reserva</i>	<i>Tiempo de respuesta y despliegue máximos</i>	<i>Niveles de referencia para los requisitos de D-1</i>
<i>SR</i>	De 100 s a 15 min	Porcentaje de errores de pronóstico de producción renovable y de carga máxima (pronosticada)
<i>TR</i>	De 15 min a 2 h	Componentes relacionados con la pérdida máxima de generación debida a imprevistos N-1 y errores de pronóstico de producción y demanda y renovables
<i>BAL</i>	De 15 min a 3-4 h	Componente relacionado con las desviaciones entre los cronogramas del mercado de producción a demanda y renovable y los pronósticos del TSO

Tabla B 1. Reservas y niveles de referencia para los requisitos de D-1

El tiempo de respuesta máximo se refiere al periodo de tiempo máximo comprendido entre el momento de la activación de alguna reserva y el momento en el que el proveedor alcanza el equilibrio solicitado por el TSO. El tiempo de despliegue es el tiempo que el TSO requiere a los proveedores que mantengan la potencia de equilibrio completa. Esto es importante ya que en nuestro estudio vamos a ver qué tecnología podría encajar en este mercado.

El TSO español puede adquirir 2 tipos de productos a la hora de equilibrar el mercado, estos son la capacidad de equilibrio, hablando de potencia disponible, una capacidad de generación o consumo que no está comprometida en otros mercados y es reservada por adelantado para usarla cuando sea necesario. El otro producto es la energía de equilibrio, destinada a la variación real de generación/consumo para ajustar los desequilibrios en tiempo real.

A su vez estos dos productos los podemos dividir en 2 subproductos: Reservas al alza, que van destinadas a compensar la falta de generación o exceso de consumo y reservas a la baja, destinadas a compensar el exceso de generación o falta de consumo.

- 3) Desequilibrios de liquidación: Definen como se asignan los desequilibrios a los participantes. En España, los desequilibrios individuales se calculan para los períodos de liquidación por hora de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$dev_u = E_u - (P_{MO,u} + P_{SO,u}) \quad (11)$$

dev_u es la desviación horaria de una unidad de generación/ consumo.

E_u es la energía producida/consumida por una unidad u actualizada.

$P_{MO,u}$ representa el horario final del mercado intradiario.

$P_{SO,u}$ son las reservas al alza o a la baja asignadas a una unidad por el TSO para el equilibrio en tiempo real o la gestión de la congestión.

Estos desequilibrios se calculan por separado para:

- a) agregación de unidades para la provisión de reservas secundarias y pertenecen al mismo proveedor.
- b) agregación de unidades de generación convencionales dentro de un mismo participante y no incorporado a un área de regulación
- c) agregación de unidades de consumo dentro del mismo proveedor.
- d) agregación de unidades de generación renovables dentro del mismo proveedor.

El desequilibrio de un proveedor puede ser tanto positivo como negativo.

B.1.2 Participación de las renovables en los mecanismos de equilibrio del mercado español eléctrico

En primer lugar, vamos a hablar un poco de las barreras que tienen estos generadores para participar en el mercado eléctrico, que sin duda a priori pensamos en las barreras intrínsecas que conllevan como la generación intermitente o la predictibilidad limitada que tienen estos recursos.

Destacamos como barrera un largo tiempo de resolución del producto. Por otro lado, los errores de pronóstico aumentan conforme se distancien el cierre de puertas y el tiempo real de operación.

Otro factor limitante importante es el tamaño mínimo de la oferta que en España son 10 MW. Este límite hace inviable la participación de pequeños generadores renovables intermitentes de 1,2,5 MW por ejemplo. Según el documento de donde estamos extrayendo esta información en España el 23% de unidades de generación eólica y el 48% de unidades solares no pueden participar en el mercado porque tienen potencias menores a 10 MW. Está claro que si las ofertas fueran menores podrían participar las unidades solares y así disminuir el consumo de energía convencional.

A continuación, se habla de los mercados de reservas:

- ❖ Mercado de reservas secundarias: Este mercado es regulado por el procedimiento de Operación 7.2 del TSO Español.

Las reservas secundarias en España son proporcionadas exclusivamente por áreas de regulación, que son como unas carteras de equilibrio que cumplen los requisitos técnicos para proveer estas reservas, como por ejemplo que todas las unidades de generación que las compongan deben constituir 300 MW o más. Cada área de regulación se asigna a un solo proveedor, que suele ser la compañía que posee las unidades de generación. Estas unidades de generación, aunque pertenezcan a un área de regulación, deben presentar ofertas individuales en el mercado de reservas secundarias.

En relación con pequeñas empresas con unidades de generación inferiores a 300 MW, necesitarían un área de regulación de terceros que debería ser aprobada por el área de regulación afectada.

Un factor limitante para la participación de generadores renovables es la compra del TSO de reservas secundarias al alza y a la baja como producto único. Es decir, las áreas de regulación

tienen que ofrecer las mismas reservas que las que necesite el TSO cada hora.

Esto significa que, si un área de regulación está compuesto solo por generadores renovables, a la hora de proveer reservas secundarias al alza, estos generadores tienen que operar por debajo de su punto de funcionamiento máximo, lo que genera un coste de oportunidad (por qué) que estamos perdiendo ya que podríamos vender esa energía en otros mercados. Hay que mencionar que existe una penalización para las unidades de generación que tienen contrato para la provisión de capacidad secundaria del 50% del precio de mercado por cada MW que no pueda proporcionar en el momento que el TSO lo requiera.

Actualmente como está diseñado el mercado, la participación de generadores renovables dependerá en gran medida del margen que haya entre reservas secundarias y el precio de mercado diario, lo que debería compensar el coste de oportunidad de reducir la producción renovable.

Una solución ante este problema sería la separación de la adquisición de productos tanto de potencia como de energía de equilibrio. Al separarlos permitiría establecer cierres de puertas con tiempos mas cortos para fomentar la participación de generación renovable Si a esta medida le sumamos sistemas de almacenamiento de energía como vamos a estudiar en los siguientes apartados, el potencial de ahorro sería enorme a la vez que se dejarían de usar sistemas convencionales.

En países como Bélgica o Alemania se separan también los subproductos de potencia y energía como son las reservas al alza y a la baja que de igual forma potenciaría el uso de renovables con sistemas de almacenamiento. Esto se explica que al tener el mismo precio las 2 tipos de reservas, si se compran por separado al cambiar las condiciones de operación los costos de provisión pueden ser bastante diferentes.

- ❖ Mercado de reservas terciarias: Como hemos visto anteriormente, el tiempo de respuesta máximo para los generadores de estas reservas son de 15 min. Esto quiere decir que una vez que el TSO activa estas reservas en tiempo real, los proveedores alcanzan un nuevo punto de funcionamiento en 15 minutos.

La inexistencia de precios negativos es una limitación para la participación de generadores intermitentes en la provisión de energía de equilibrio descendente a horas cuando el precio del mercado diario es muy bajo o igual a cero. Los generadores renovables también pueden participar en la provisión de reservas terciarias ascendentes siempre que la generación máxima (potencial), de acuerdo con los pronósticos de producción actualizados, sea mayor que la producción programada en el mercado de intradiario.

- ❖ Mercado de gestión de desequilibrio:

Este mercado es regulado por el procedimiento de operación 3.3 del TSO Español. Este mercado se ocupa de los desequilibrios energéticos que se producen después del cierre de puertas de una sesión de mercado intradiario. El TSO solo acude a este mercado si la desviación es igual o superior a 300 MW. Estas reservas tienen un tiempo de respuesta de 15 minutos igual que las terciarias pero estas reservas tienen un tiempo de despliegue de 1h a 4 h.

Este mercado tiene menos barreras para la participación de generadores renovables ya que la adquisición de productos al alza y a la baja son por separado y el cierre de puertas es cercano a la operación real, lo que pasa es que los tiempos de despliegue como hemos comentado son muy largos lo cual supone un problema.

Una alternativa interesante sería, ya que se parece al mercado intradiario, sustituir estas reservas por más sesiones de mercado intradiario. Esto básicamente significaría reducir los plazos de entrega y reducir la necesidad de recursos de equilibrio.

❖ Mercado adicional de reserva a subir:

Este mercado es regulado por el procedimiento de operación 3.9 del TSO Español. Este mercado consiste en establecer de manera adelantada un compromiso de potencia extra de reserva que pudiera ser requerida por el TSO cuando hiciera falta para cubrir la demanda. El mercado adicional es solo llamado cuando las reservas terciarias y el mercado que gestiona los desequilibrios no tienen las reservas suficientes.

Para identificar este déficit se verifica: la producción de hidroeléctrica adicional que podría mantenerse durante 4h consecutivas, las reservas al alza y a la baja que podría proporcionar el ciclo combinado, el carbón y unidades de bombeo y por último, la capacidad total de reservas al alza de centrales eléctricas de gas fuera de línea.

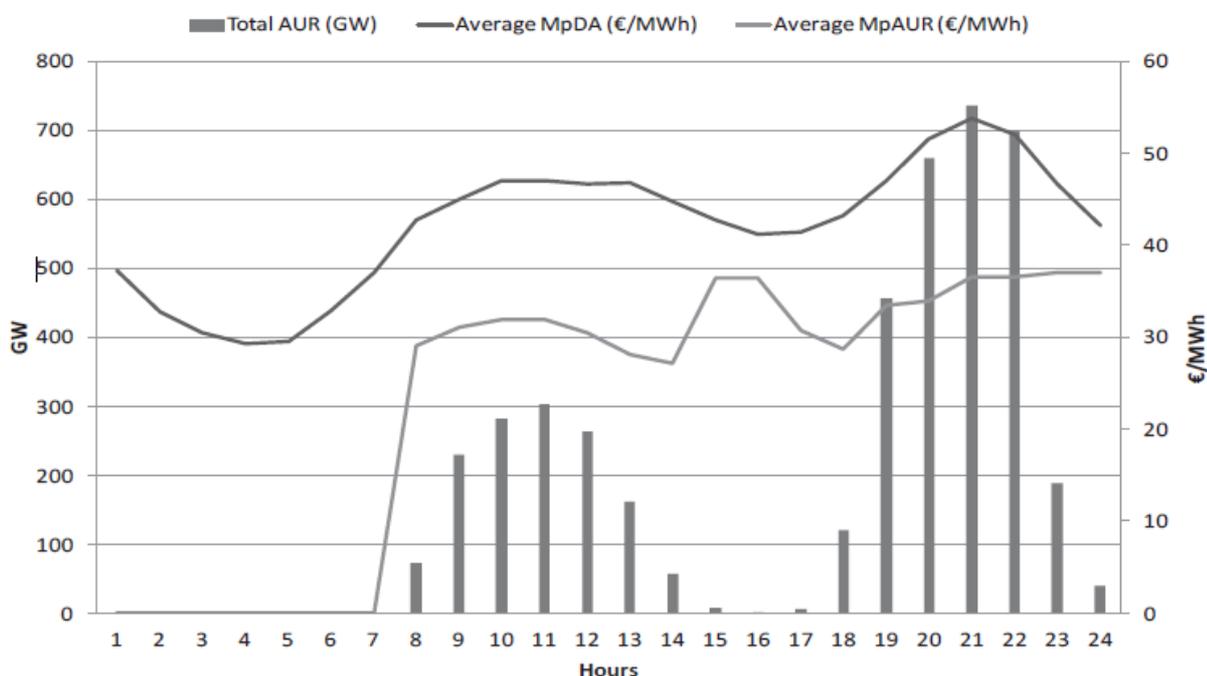


Figura B 2. Cantidades totales por hora de reserva adicional a subir adquiridos en España en 2014

La gráfica lo que nos cuenta es que en los intervalos entre las 8h-14h y 18h-23h es cuando más reservas adicionales a subir se adquieren, y en estos intervalos es cuando la demanda es más alta y por tanto cuando el precio de mercado diario es el máximo.

En la siguiente tabla resumimos los aspectos de diseño de los mercados de equilibrio:

<i>Mercado</i>	<i>Producto adquirido</i>	<i>Obtención de productos a subir o a bajar</i>	<i>Tamaño mínimo de oferta</i>	<i>Cierre de puertas para potencia</i>	<i>Tiempo de resolución del producto potencia</i>	<i>Cierre de puertas para energía</i>	<i>Liquidación de energía</i>
<i>Secundario</i>	Reservas secundarias (potencia)	Precio único	10 MW	D-1 17:30h	≤ 1h	-	Escala de oferta marginal del mercado terciario
<i>Terciario</i>	Reservas terciarias (energía)	Por separado	10 MW	D-1 23:00h	≤ 1h	h-1	Precio marginal de mercado
<i>Gestión de desequilibrio</i>	Reservas de desequilibrio (energía)	Por separado	10 MW	-	-	Después de cierre de puertas intradiario	Precio marginal de mercado
<i>Reservas adicionales a subir</i>	Terciarias/ desequilibrio (potencia)	Solo reservas a subir	10 MW	D-1 16:20h	≤ 1h	-	Precio de mercado de activación

Tabla B 2 . Aspectos de diseño de los mercados de equilibrio

- ❖ Propuestas para modificar los procedimientos de operación relacionados a los acuerdos de equilibrio:

A raíz de la reforma publicada en 2015, se propusieron una serie de modificaciones para el apoyo a la integración de renovables en la red eléctrica española. Las modificaciones más relevantes afectan a los mercados de reservas terciarias y el de gestión de equilibrio y con los arreglos de liquidación de desequilibrios.

En cuanto a los mercados de reservas terciarias y de gestión de equilibrio, se propusieron las mismas modificaciones. Una de ellas es en relación al máximo tiempo de despliegue que está entre 2h y 4h para la calificación de unidades provenientes de estos mercados. De acuerdo a la propuesta, durante los procedimientos de calificación cada unidad renovable deberá cumplir con los requisitos durante 1h con un margen de error del $\pm 10\%$.

Esto procedimientos de calificación deben ser llevados a cabo por unidades renovables de generación individuales. En el documento habla de que no se prevé ninguna hibridación de tecnologías y eso es lo que vamos a estudiar. Con la implementación de sistemas de almacenamiento de energía se podría acometer dicha modificación.

Un paso más allá en esta línea sería la reducción de la resolución de tiempo de los productos de equilibrio de 1h a 30-15 min.

También se propone que las renovables tengan prioridad a la hora de presentar ofertas del mismo precio entre varios agentes para la activación de reservas terciarias o gestión de equilibrio en el caso del que el Gestor solicite reservas al alza.

Como consecuencia también se propone que se penalice financieramente el incumplimiento de la provisión de estas reservas siguiendo las siguientes ecuaciones:

$$OP_{up,u} = (P_{up,u} - E_{up,u}) \cdot MP_{up} \cdot 1.2 \quad (12)$$

$$OP_{down,u} = (P_{down,u} - E_{down,u}) \cdot MP_{DA} \quad (13)$$

En estas ecuaciones $OP_{up,u}$ y $OP_{down,u}$ representan las cantidades que se pagan por unidad de generación por desviarse de los requisitos de provisión de reservas terciarias y de gestión de equilibrio.

$P_{down,u}$ y $P_{up,u}$ representa la energía a subir o a bajar de estos mercados asignada a una unidad u por el TSO.

MP_{up} es el precio marginal de una unidad a subir de estos mercados y MP_{DA} es el precio del mercado diario.

Esta propuesta puede frenar a los proveedores en su participación en el mercado ya que en esta penalización ya que no se ve reflejado en los precios de desequilibrio los costos de desequilibrios. A parte de que un proveedor falle en la entrega de potencia, éste puede ser descalificado como proveedor de servicios de equilibrio.

En cuanto a la liquidación de desequilibrios se propone que se publiquen los precios en tiempo real tan pronto como se obtenga la información. Actualmente el TSO publica los precios esperados de las reservas terciarias y mercado de gestión, de las secundarias no se publica hasta el día siguiente de la operación.

Por último, se propone que los desequilibrios se calculen por separado, es decir, dentro de un proveedor estos desequilibrios se calculan para la agregación de unidades convencionales y renovables. Así, los proveedores pueden usar sus propios recursos para equilibrar la intermitencia de la producción renovable.

Anexo C: Gráficas semanales de generación eléctrica en verano 2016

A continuación, se adjuntan las 12 gráficas restantes:

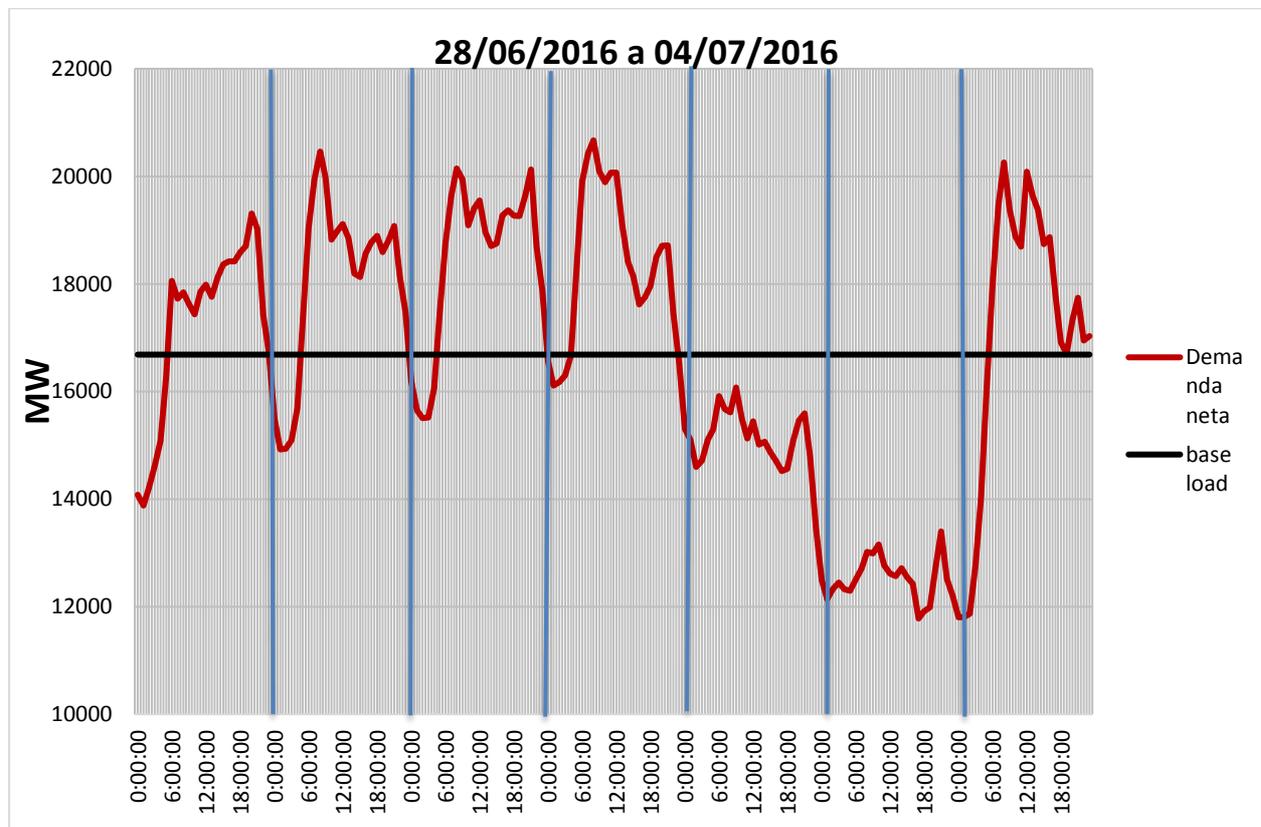


Figura C 1. Semana 2

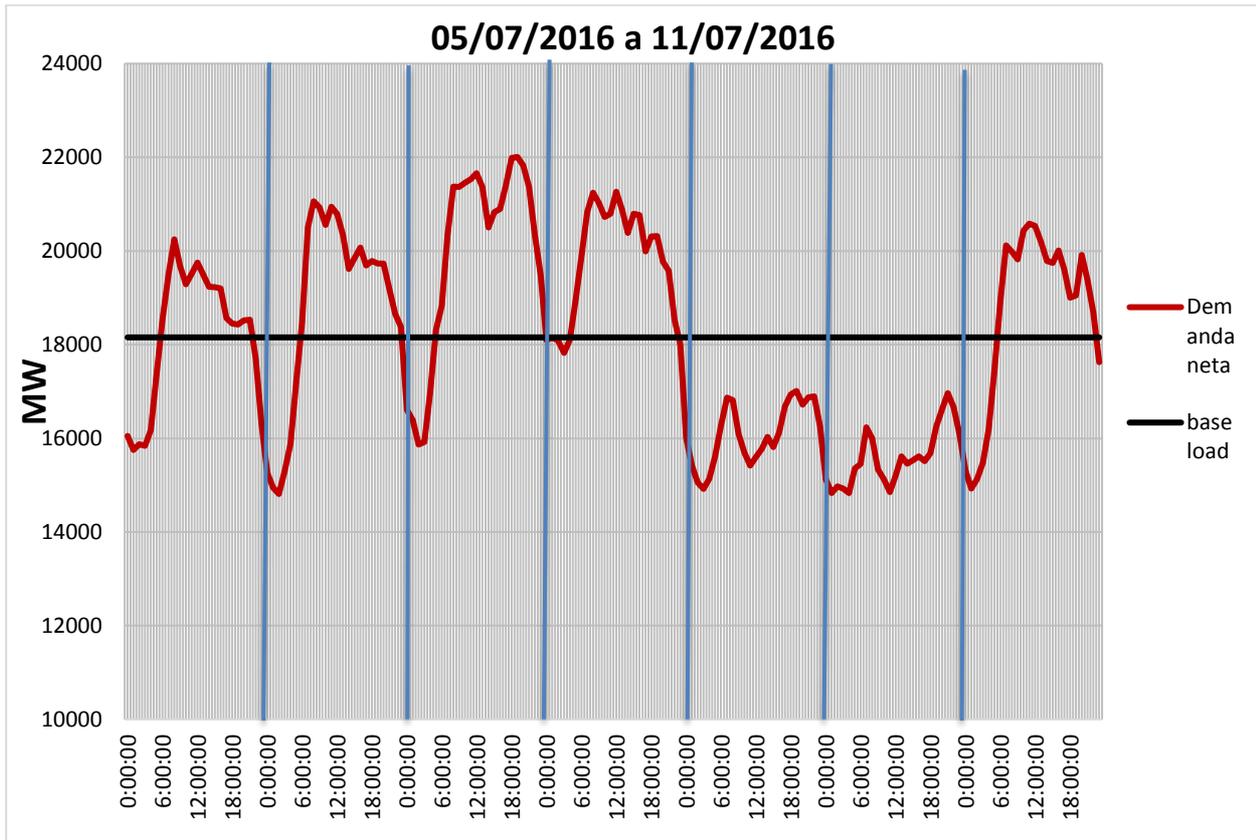


Figura C 2. Semana 3

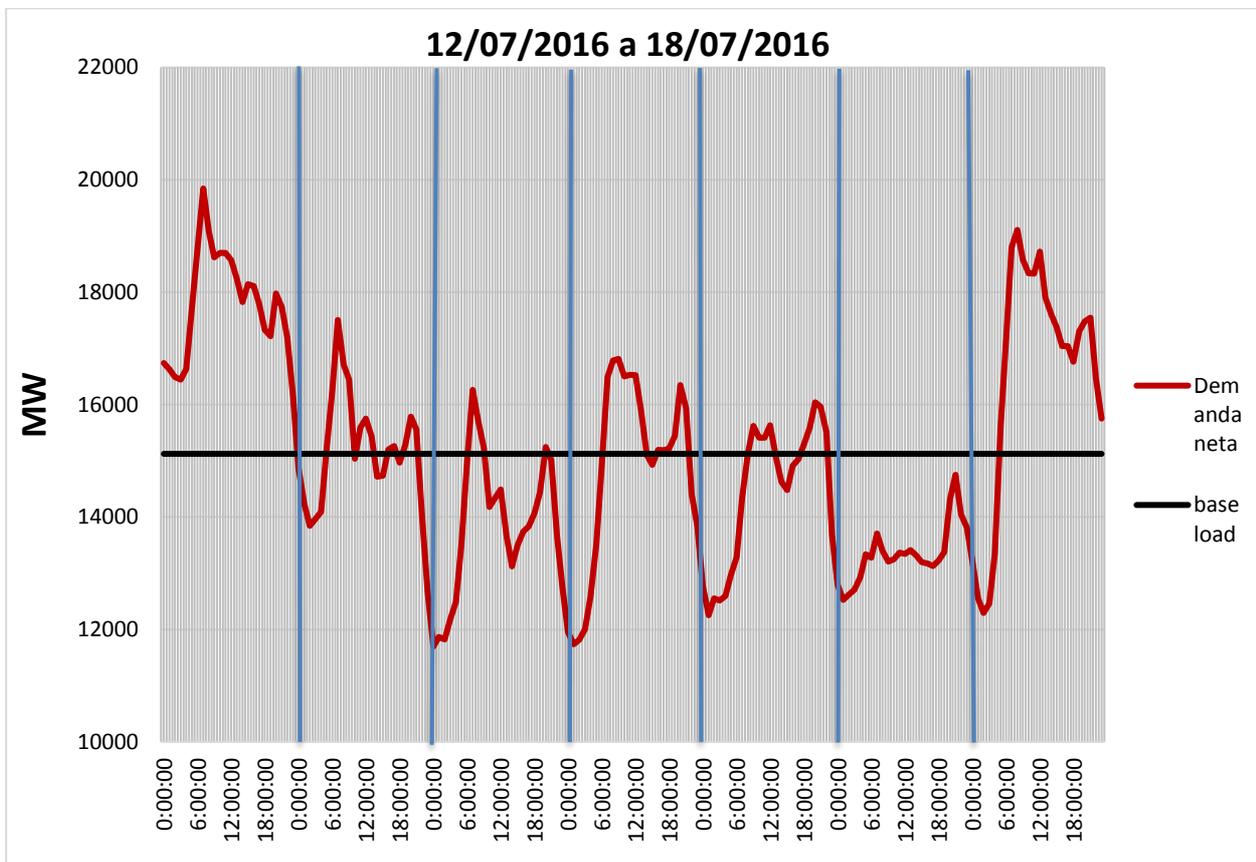


Figura C 3. Semana 4

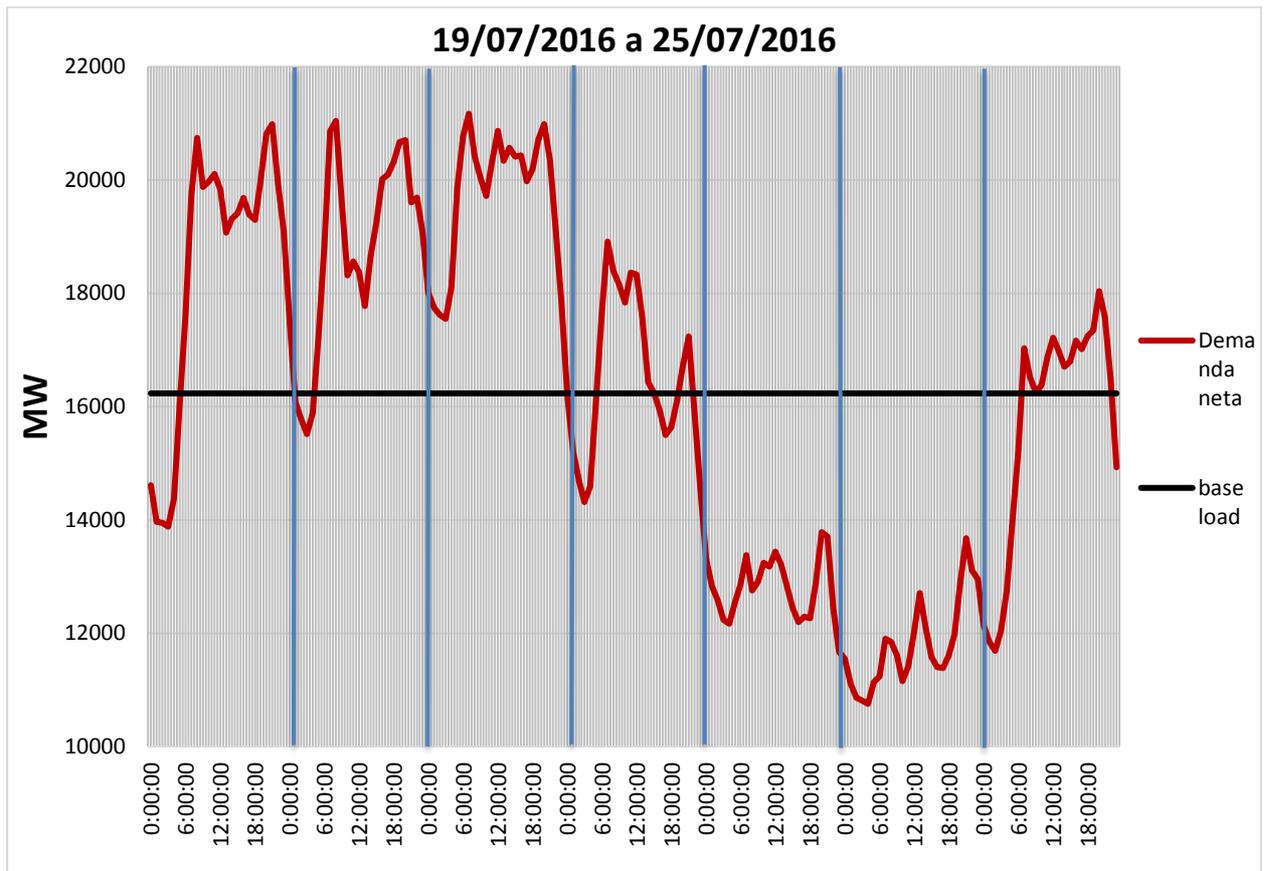


Figura C 4. Semana 5

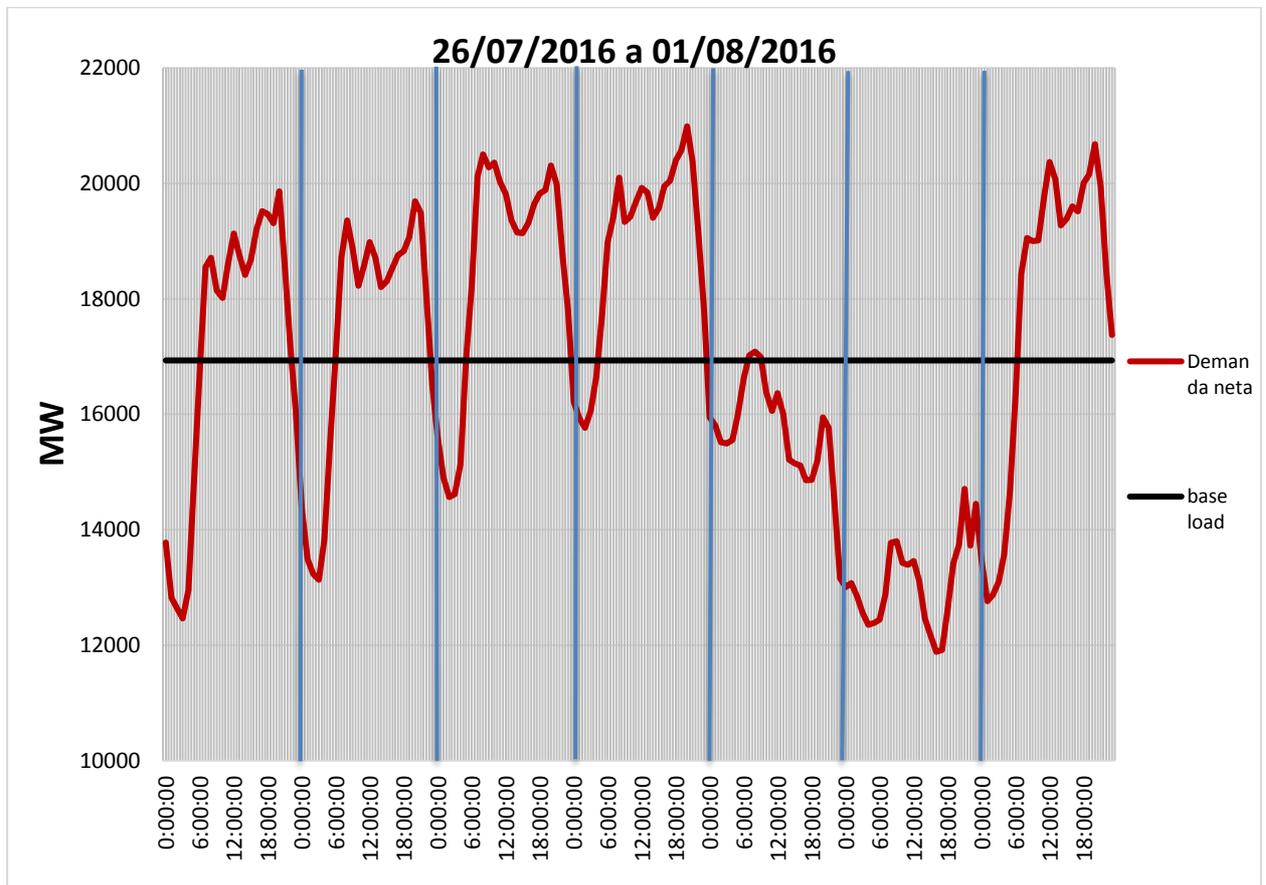


Figura C 5. Semana 6

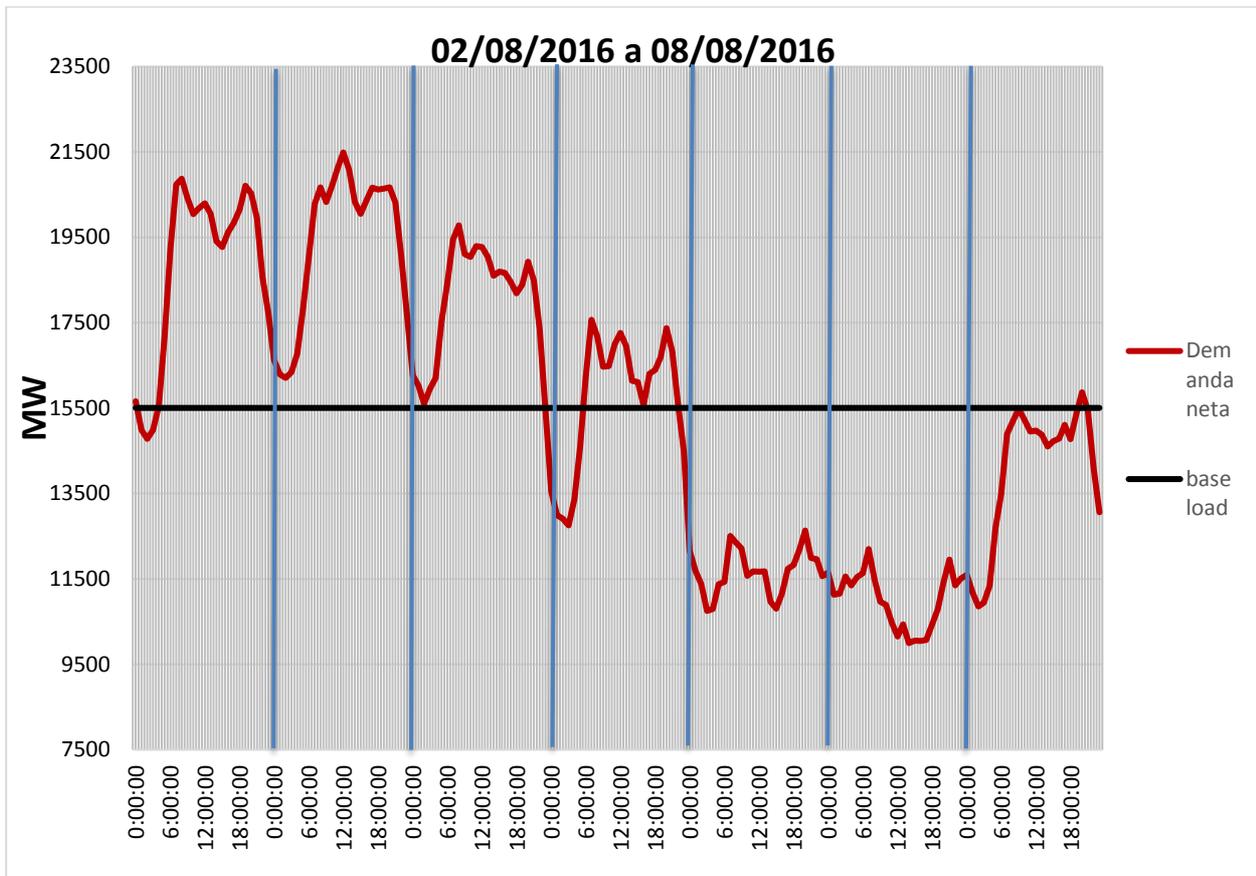


Figura C 6. Semana 7

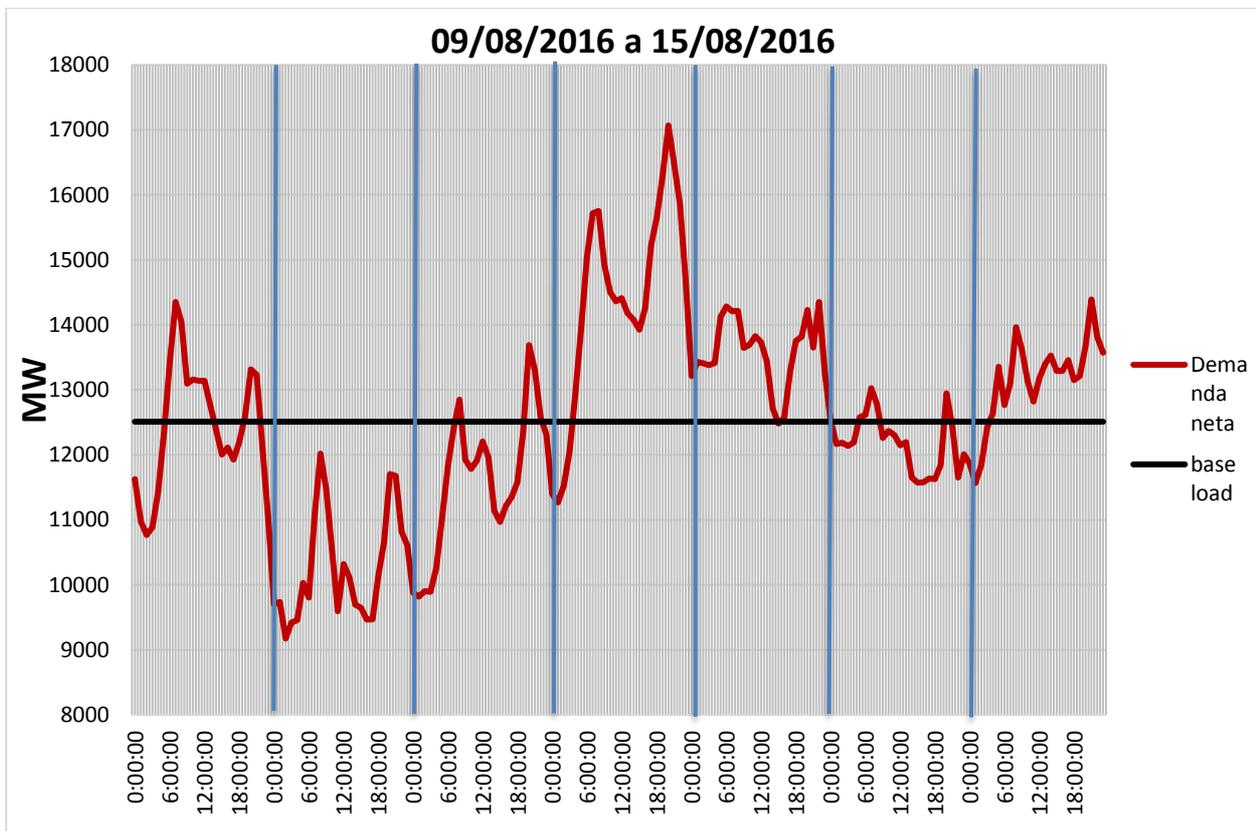


Figura C 7. Semana 8

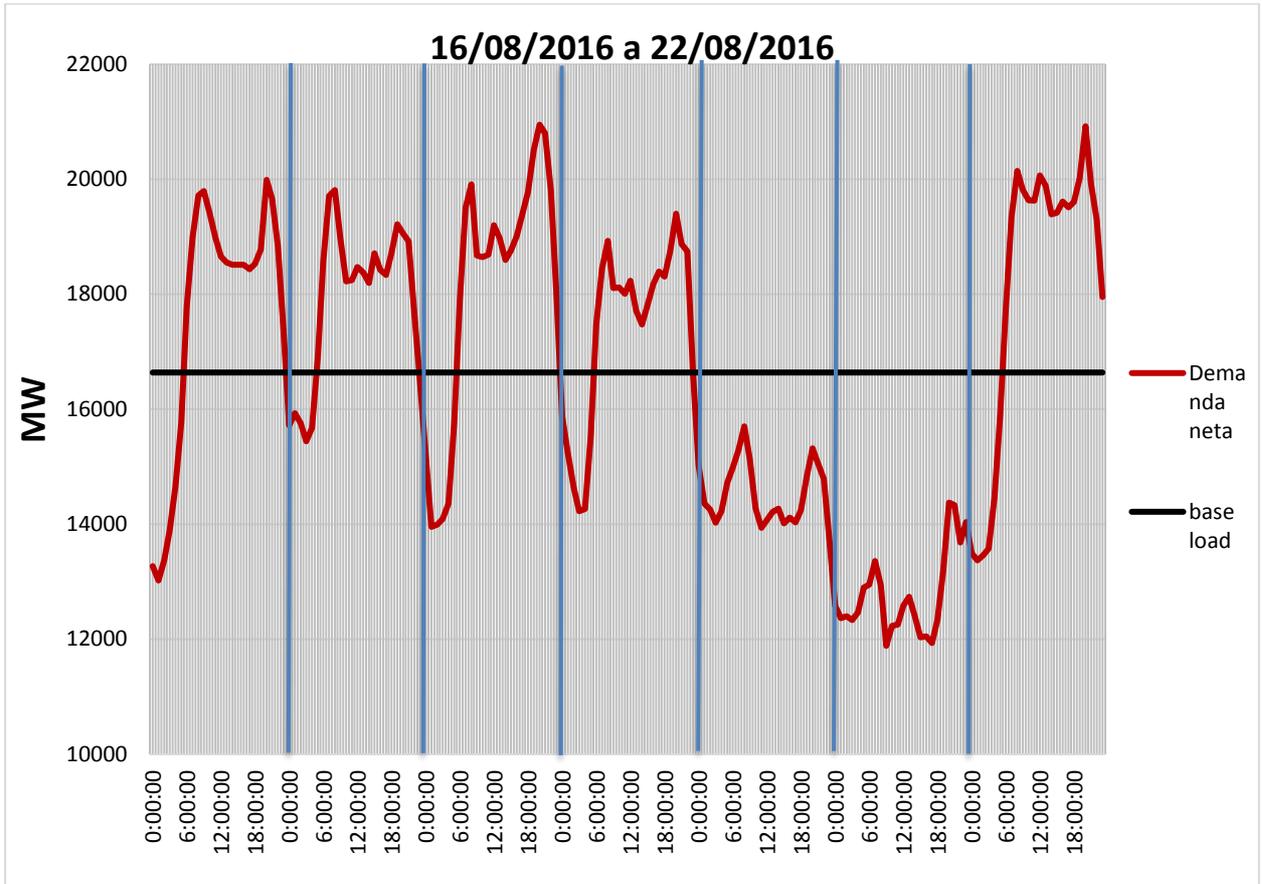


Figura C 8. Semana 9

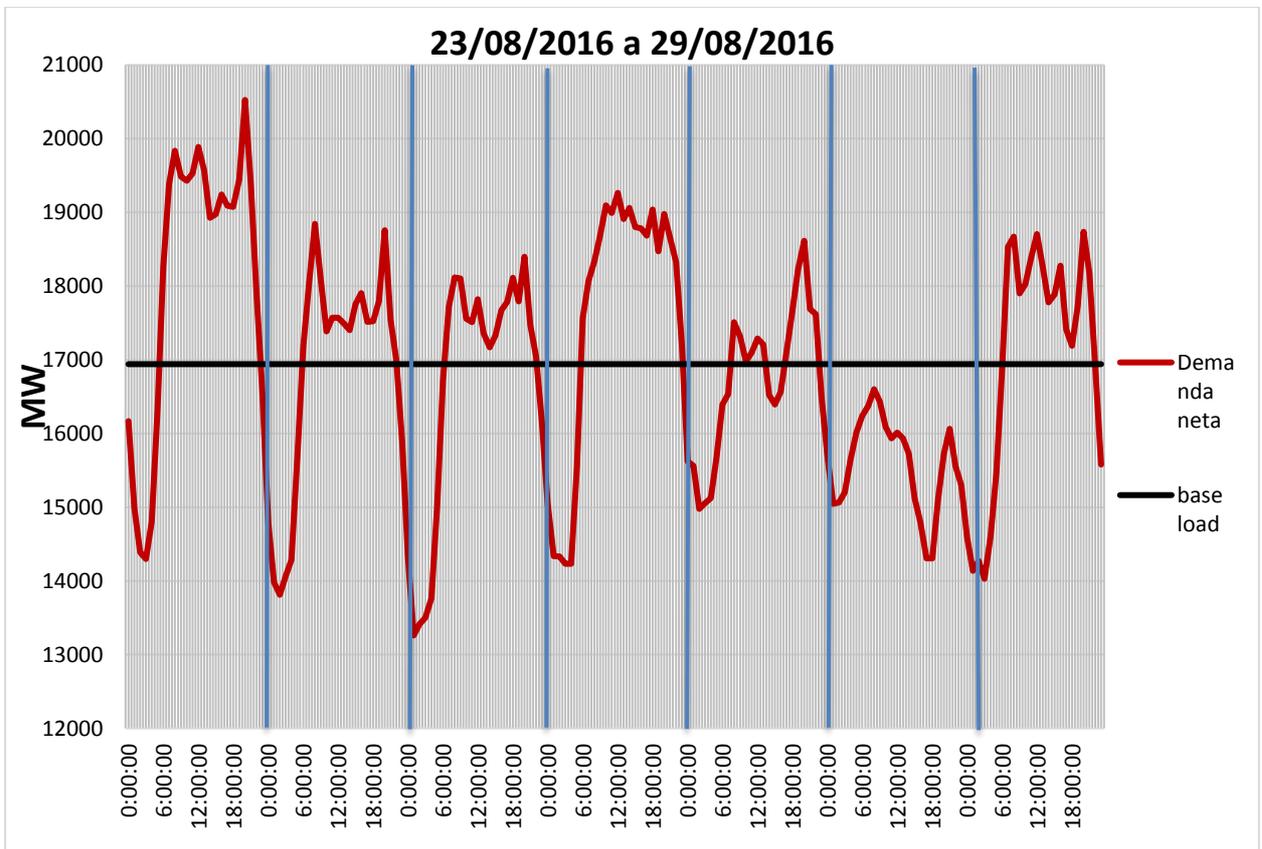


Figura C 11. Semana 12

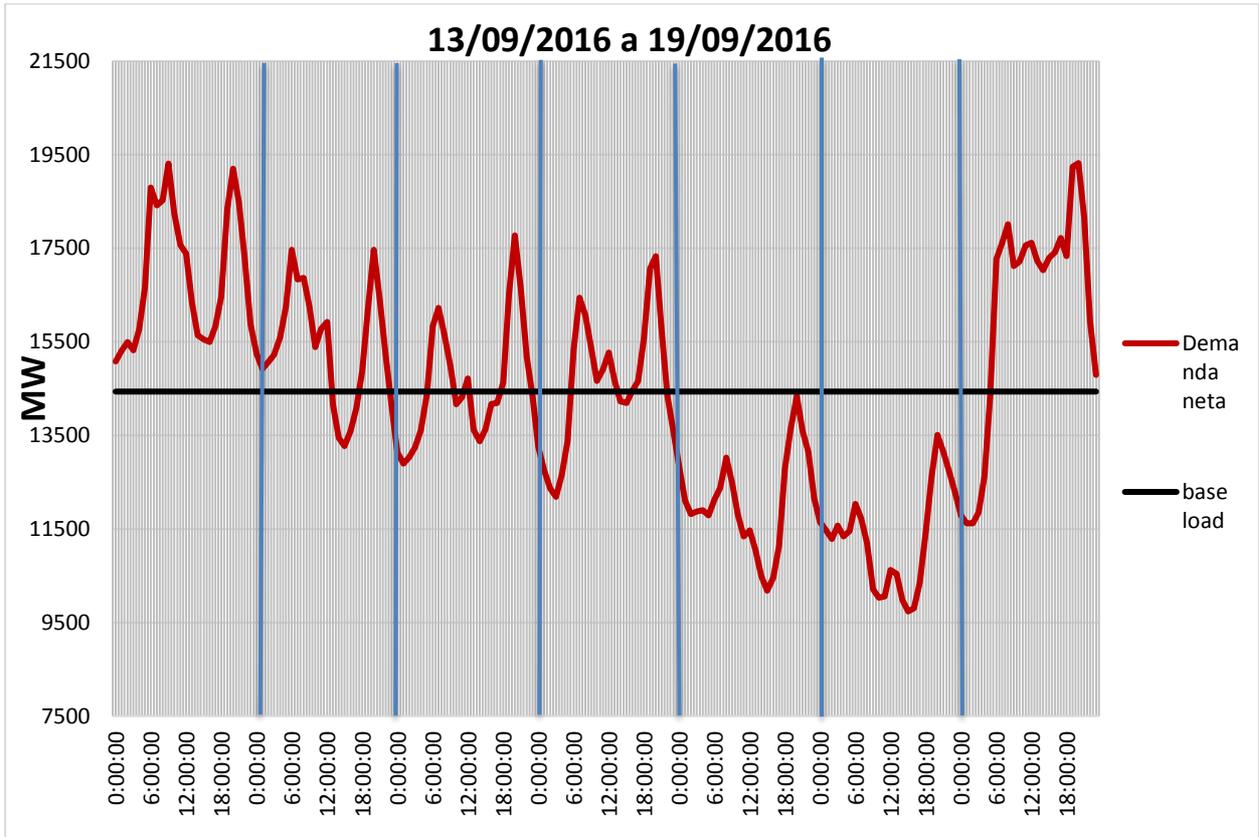


Figura C 12. Semana 13

