



UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES

EXPERIMENTALS

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

***Análisis económico del uso de baterías de litio para la
compensación de desvíos de producción en una
instalación fotovoltaica de 100 MW***

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTORA

Natalia Julia Arbeloa Fortunato

DIRECTORES

Emilio Pérez Soler

Héctor Beltrán San Segundo

Castelló, septiembre de 2020

Agradecimientos

Este proyecto cierra una etapa muy importante en mi vida tanto en lo académico y profesional como en el desarrollo personal, y por ello me gustaría dedicar unas palabras de agradecimiento a todas aquellas personas que me han ayudado en este periodo.

En primer lugar, querría agradecer a mis tutores de tfg Emilio y Héctor, por haberme dado la oportunidad de trabajar con ellos, haber confiado en mí y haberme aconsejado para que el proyecto se desarrollara de la mejor manera posible.

Por otra parte, querría dedicar este trabajo a mis padres, Estela y Antonio, a mi hermano Pablo, a mis abuelos Pepe y Vicenta y Antonio e Isabel, y a toda mi familia, por estar a mi lado siempre motivándome para sacar lo mejor de mí misma en cada aventura en la que me he adentrado a lo largo de mi vida.

Finalmente, me gustaría dedicar este proyecto a mis amigas del colegio, por haber crecido juntas y haber sabido apoyarnos siempre. También a toda la gente a la que he conocido a lo largo de la carrera, tanto en Castellón como en los dos años que he podido disfrutar en Lyon. En especial a Ana, Alicia, Adela, Irene, Luís, Nuria y Carlos, por alegrarme el día a día, y a Pau, por estar a mi lado en cada pequeño paso y confiar en mí siempre.

Índice

MEMORIA	7
ANEXO.....	109
PRESUPUESTO	139

MEMORIA

Índice de la memoria

1.	Antecedentes y justificación.....	17
2.	Objetivo.....	18
3.	Alcance.....	19
4.	Revisión tecnológica	20
4.1.	Energía solar fotovoltaica.....	20
4.1.1.	Principio	20
4.1.2.	Parámetros eléctricos de las células fotovoltaicas.....	22
4.1.3.	Datos actuales y previsión futura de la energía fotovoltaica a nivel mundial	23
4.1.4.	Historia de la energía solar fotovoltaica en España.....	27
4.1.5.	Datos actuales y previsión futura de la energía fotovoltaica en España.....	29
4.2.	Mercado eléctrico español.....	33
4.2.1.	Mercado Diario	36
4.2.1.1.	Ofertas de venta de energía	36
4.2.1.2.	Ofertas de compra de energía.....	37
4.2.1.3.	Proceso de casación de la oferta y la demanda.....	37
4.2.2.	Mercado Intradía.....	39
4.2.2.1.	Ofertas de venta y de compra de energía.....	40
4.2.3.	Servicios de ajuste del mercado	40
4.3.	Mercados de electricidad europeos y su sistema de interconexión	42
5.	Requisitos de diseño y análisis de producción de la planta.....	45
5.1.	Modelo de predicción de la radiación real en un año sobre la planta.....	46
5.2.	Proceso de liquidación de los desvíos en la planta.....	52
5.3.	Desvíos potenciales del sistema	55
6.	Análisis de soluciones	57
6.1.	Principio del almacenamiento de la energía.....	57
6.2.	Alternativas de almacenamiento	58
7.	Resultados finales.....	65
7.1.	Alternativas de operación de las baterías	65
7.2.	Método de almacenamiento	66
7.2.1.	Método de almacenamiento de la energía sin inicialización diaria.....	69
7.2.1.1.	Batería de 150 MWh	69
7.2.1.2.	Batería de capacidad de 200 MWh.....	71
7.2.1.3.	Batería de capacidad de 250 MWh.....	73

7.2.1.4.	Batería de capacidad de 300 MWh.....	75
7.2.1.5.	Batería de capacidad de 400 MWh.....	77
7.2.1.6.	Discusión.....	79
7.2.2.	Método de almacenamiento de la energía con inicialización diaria.....	80
7.2.2.1.	Batería de capacidad de 150 MWh.....	81
7.2.2.2.	Batería de capacidad de 200 MWh.....	83
7.2.2.3.	Batería de capacidad de 250 MWh.....	85
7.2.2.4.	Batería de capacidad de 300 MWh.....	87
7.2.2.5.	Batería de capacidad de 400 MWh.....	89
7.2.2.6.	Discusión.....	91
8.	Análisis económico	92
8.1.	Coste de los desvíos anuales sin baterías	92
8.2.	Viabilidad los métodos de almacenamiento estudiados	94
8.3.	Parámetros de rentabilidad y selección del almacenamiento añadido.....	95
9.	Alternativas futuras	97
9.1.	Optimización del modelo actual de predicción	97
9.2.	Evolución de los precios de las baterías de ion litio.....	100
9.3.	Participación en otros servicios de ajuste.....	101
10.	Conclusión.....	103
	Bibliografía	105

Índice de figuras

Figura 1: Estructura de una planta fotovoltaica conectada a la red y con sistema de almacenamiento.....	21
Figura 2: Planta fotovoltaica de alta capacidad de generación.....	22
Figura 3: Capacidad mundial acumulada en energía fotovoltaica.....	23
Figura 4: Objetivos en reducción de las emisiones en CO ₂	24
Figura 5: Evolución de la generación eléctrica europea en combustibles fósiles y energías renovables	25
Figura 6: Comparativa de la generación eléctrica entre el primer semestre de 2019 y el primer semestre de 2020	26
Figura 7: Evolución anual de la potencia fotovoltaica instalada en la Península Ibérica.....	27
Figura 8: Datos de la generación eléctrica por energía fotovoltaica en los últimos 5 años.....	29
Figura 9: Datos de la generación eléctrica clasificada por tipo de tecnología en 2019.....	30
Figura 10: Evolución de la generación eléctrica española en combustibles fósiles y energías renovables	31
Figura 11: Evolución de la capacidad instalada en España en tecnologías renovables.....	32
Figura 12: Actividad en el mercado eléctrico	34
Figura 13: Funcionamiento del mercado bilateral.....	35
Figura 14: Funcionamiento del mercado con cámara de compensación.....	35
Figura 15: Proceso de casación de los precios del mercado diario	37
Figura 16: Proceso de generación de un Programa Diario Viable Provisional.	38
Figura 17: Sesiones del mercado intradiario	39
Figura 18: Ratio de interconexión eléctrica en Europa en el año 2011.....	43
Figura 19: Ratio de interconexión eléctrica en Europa en el año 2020.....	43
Figura 20: Países miembros de proyecto PICASSO	44
Figura 21: Localización geográfica de la planta fotovoltaica.	45
Figura 22: Flujos de radiación solar.....	46
Figura 23: Modelo de irradiación predicha con respecto a la irradiación real.	48
Figura 24: Modelo de irradiación predicha con respecto a la irradiación real. Ampliación a la primera semana de estudio.	48
Figura 25: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real.	49
Figura 26: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real. Ampliación a la primera semana de estudio.	50
Figura 27: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real, en contra del sistema.	51
Figura 28: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real, en contra del sistema. Ampliación a la primera semana de estudio.....	51

Figura 29: Evolución de los precios del mercado diario y de la gestión de los desvíos.....	53
Figura 30: Evolución de los precios del mercado diario y de la gestión de los desvíos. Ampliación a la primera semana de estudio.....	54
Figura 31: Mapa de calor sobre los desvíos potenciales en los precios de los mercados de desvíos con respecto al precio del mercado spot.....	55
Figura 32: Almacenamiento en forma de energía hidráulica, salto de agua artificial.....	58
Figura 33: Almacenamiento en forma de energía térmica, tanques de sales fundidas a altas temperaturas.	59
Figura 34: Almacenamiento en forma de energía mecánica, volante de inercia.....	60
Figura 35: Almacenamiento en forma de aire comprimido.	60
Figura 36: Comparativa de propiedades de las distintas familias de baterías de ion litio.....	61
Figura 37: Almacenamiento en forma de hidrógeno, pila de combustible.....	62
Figura 39: Diagrama de Ragone.....	63
Figura 40: Inversión económica por Horizonte 2020 en las distintas tecnologías de almacenamiento.....	64
Figura 41: Porcentaje de carga anual de la batería de 150 MWh.....	69
Figura 42: Desvíos totales cubiertos por la batería de 150 MWh.	70
Figura 43: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 150 MWh.....	70
Figura 44: Porcentaje de carga anual de la batería de 200 MWh.....	71
Figura 45: Desvíos totales cubiertos por la batería de 200 MWh.	72
Figura 46: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 200 MWh.....	72
Figura 47: Porcentaje de carga anual de la batería de 250 MWh.....	73
Figura 48: Desvíos totales cubiertos por la batería de 250 MWh.	74
Figura 49: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 250 MWh.....	74
Figura 50: Porcentaje de carga anual de la batería de 300 MWh.....	75
Figura 51: Desvíos totales cubiertos por la batería de 300 MWh.	76
Figura 52: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 300 MWh.....	76
Figura 53: Carga unitaria de la batería de 400 MWh.....	77
Figura 54: Desvíos totales cubiertos por la batería de 400 MWh.	78
Figura 55: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 400 MWh.....	78
Figura 56: Evolución de la carga de una batería en un sistema de almacenamiento con inicialización diaria.....	80
Figura 57: Desvíos totales cubiertos por la batería de 150 MWh.	81
Figura 58: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 150 MWh.....	82
Figura 59: Desvíos totales cubiertos por la batería de 200 MWh.	83
Figura 60: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 200 MWh.....	84
Figura 61: Desvíos totales cubiertos por la batería de 250 MWh.	85

Figura 62: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 250 MWh.....	86
Figura 63: Desvíos totales cubiertos por la batería de 300 MWh.	87
Figura 64: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 300 MWh.....	88
Figura 65: Desvíos totales cubiertos por la batería de 400 MWh.	89
Figura 66: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 400 MWh.....	90
Figura 67: Baterías de ion litio conectadas a una planta fotovoltaica y a una planta eólica.	96
Figura 68: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real, en contra del sistema, para un modelo optimizado.....	97
Figura 69: Evolución del precio de mercado de la tecnología ion litio.....	100

Índice de tablas

Tabla 1: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 150 MWh.	71
Tabla 2: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 200 MWh.	73
Tabla 3: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 250 MWh.	75
Tabla 4: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 300 MWh.	77
Tabla 5: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 400 MWh.	79
Tabla 6: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 150 MWh.	82
Tabla 7: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 200 MWh.	84
Tabla 8: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 250 MWh.	86
Tabla 9: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 300 MWh.	88
Tabla 10: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 400 MWh.	90

1. Antecedentes y justificación

Durante los últimos años, la presencia de las energías renovables en el mercado eléctrico ha aumentado. Concretamente, en la actualidad, en España un 50,1% de la potencia nacional instalada se corresponde con empresas generadoras a base de energías renovables. Sin embargo, en lo que respecta a los porcentajes en el tipo de energía que finalmente es aprovechada en el mercado, las energías renovables se encuentran aún por debajo de las de origen no renovable con un 38,9%, de origen renovable, contra un 61,1%, de origen no renovable.^[1]

Estos datos se deben a la inestabilidad de las fuentes renovables. A pesar de que las instalaciones generadoras sean capaces de producir una cierta cantidad de electricidad, si la fuente de energía no está trabajando o lo hace en condiciones distintas a las de máxima potencia, el potencial de la instalación no es aprovechado en su totalidad. Este hecho provoca complicaciones en la predicción de la energía que va a ser generada, ya que la inestabilidad de las fuentes renovables hace que su predicción exacta sea difícil de llevar a cabo. Los potenciales errores entre predicción y generación real instantánea se traducen en desajustes entre la energía que se había previsto producir y, por tanto, que se había comprometido al mercado, y la energía que se entrega finalmente. Si este error no se corresponde con las necesidades del sistema, la empresa generadora es penalizada por provocar desequilibrios en el sistema eléctrico dado que son otras empresas, con sus plantas de generación correspondientes, las encargadas de compensar dichos desequilibrios.

El proyecto realizado surge de la necesidad o conveniencia de reducir los costes ligados a estos desajustes y se basa en la compensación de los desvíos mediante un sistema de almacenamiento incorporado a una planta de producción solar fotovoltaica. La energía producida de más durante ciertos intervalos puede utilizarse cuando, en otros, el sistema no llegue a producir lo que había previsto, reduciendo de esta forma las penalizaciones económicas que sufre el sistema de producción por alejarse de sus predicciones y garantizando una estabilidad en la red eléctrica que sea independiente a la acción de otras entidades.

2. Objetivo

El objetivo de este proyecto es aumentar la predictibilidad de la generación basada en energías renovables, para incentivar su mayor participación en el mercado eléctrico minimizando las penalizaciones por desvíos. Para ello, se estudiará el dimensionamiento de un sistema de almacenamiento capaz de cubrir los desvíos en potencia contrarios a las necesidades del sistema eléctrico, ocasionados por una instalación de generación fotovoltaica. Se analizará también la viabilidad económica de este sistema de almacenamiento.

3. Alcance

En primer lugar, se estudiarán los datos de predicción y de generación de una instalación en una ubicación real, lo cual permitirá calcular los potenciales desvíos de la instalación. Los datos han sido tomados durante un periodo de un año.

A partir de estos datos, se calcularán los costes que estos desvíos le suponen a la instalación. También será interesante conocer cuáles son los intervalos típicos en los que el coste ligado a un desvío es más grande con respecto al precio del mercado spot, dado que se deberá procurar compensar posibles desvíos durante los mismos.

A continuación, una vez conocido el número de desvíos al que el sistema de almacenamiento deberá hacer frente, se planteará el dimensionado del mismo analizando su respuesta con distintas capacidades. Además, se propondrán diferentes métodos de recarga de las baterías, para ver cuál de ellos se adapta mejor a los objetivos del estudio. Para ello, se deberá calcular, para cada capacidad y método de inicialización de la batería, el porcentaje total de desvíos cubiertos, el coste de inicialización de la batería y las pérdidas por costes de liquidación de desvíos no cubiertos tras de su instalación. Asimismo, se deberán tener en cuenta los costes ligados a la instalación y la fabricación de cada batería.

Finalmente, los datos y cálculos mencionados en los párrafos anteriores permitirán llegar a una conclusión en cuanto a la viabilidad de la instalación de este tipo de sistema de almacenamiento para la planta fotovoltaica estudiada.

El programa con el que se han realizado todos los cálculos ligados al estudio es Matlab. Las hojas de código han sido adjuntadas en el anexo. Los datos empleados para el análisis han sido obtenidos de la página web de esios (Sistema de Información del Operador del Sistema) y del sistema europeo de predicciones ECMWF, para el periodo de tiempo estudiado.

4. Revisión tecnológica

A lo largo de este apartado se va a explicar el principio de la energía solar fotovoltaica, así como contextualizar su desarrollo durante los últimos años tanto a nivel nacional como a nivel mundial.

Por otra parte, se presentará el funcionamiento del mercado eléctrico español y a los agentes que forman parte, así como sus vínculos con otras instituciones internacionales que desarrollan su misma labor.

4.1. Energía solar fotovoltaica

4.1.1. Principio

El principio de la energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la radiación solar para la generación de electricidad. El proceso es realizado a través de un material semiconductor sobre el cual inciden los rayos de sol que, cargados de fotones, provocan el movimiento de los electrones generando una diferencia de potencial que origina corriente eléctrica continua. La conversión de la energía solar en electricidad no es perfecta, sino que más bien tiende a valores bajos. Toda la energía no transformada en electricidad es disipada en forma de calor.^[2]

En cuanto a las características de la fuente de energía, ya se ha expuesto previamente que no puede ser controlada. Sin embargo, se trata de una fuente inagotable y limpia, con lo que proporciona grandes beneficios con respecto a otras clases de fuente. Otro factor a favor es que sus horas de producción máxima, es decir, las horas de radiación solar máxima, coinciden con las horas de demanda máxima en el mercado con lo que la energía eléctrica generada puede ser fácilmente introducida en el mismo.

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas: las instalaciones conectadas a la red y las instalaciones aisladas de la red. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red tienen la posibilidad de verter y/o tomar la energía generada en la red eléctrica, mientras que las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red trabajan de manera autónoma a la red, autoabasteciéndose de la energía que ellas mismas generan.^[3]

Aún en sus diferencias, estos dos tipos de instalaciones tienen unos elementos base a este tipo de generación que les son comunes:

- El módulo fotovoltaico:

Consiste en la agrupación de células fotovoltaicas distribuidas en serie y en paralelo según los valores que se desee alcanzar de tensión y de intensidad de corriente. Las células son las encargadas de la transformación fotovoltaica a pequeña escala y es su agrupación la que permite llegar a los valores propios de las grandes instalaciones fotovoltaicas. Los fabricantes de módulos buscan células con parámetros de tensión y corriente muy similares para aumentar la eficiencia del conjunto.

Las células fotovoltaicas son fabricadas con un material semiconductor. Dependiendo del material tienen eficiencias de conversión de la energía solar en electricidad que alcanzan desde un máximo del 20%, en el caso del silicio cristalino, hasta un mínimo del 6% en el caso del silicio amorfo. La diferencia entre estos tipos de silicio reside en la orientación de sus cristales. La vida útil de las células es de alrededor 25 años.

- El inversor de corriente:

Es el elemento que lleva a cabo la conversión de corriente eléctrica continua a corriente eléctrica alterna.

- Sistema de almacenamiento:

Es el elemento que permite el almacenamiento de la energía que no le es necesaria a la instalación y/o a la red eléctrica, en el caso de las instalaciones conectadas a red. Es más propio de las instalaciones aisladas dado que estas no pueden recurrir a la red en caso de falta de energía.

En la Figura 1, se ha representado la estructura de una planta fotovoltaica conectada a la red y que incluye un sistema de almacenamiento. El proceso de generación de electricidad sigue el sentido de las flechas. En primer lugar se produce la captación de la radiación solar y la generación de la corriente continua en los módulos fotovoltaicos, que se hace pasar por el inversor, el cual la convierte en corriente alterna. Posteriormente, según las necesidades de la red, la electricidad puede ser vertida en ella o bien almacenada en la batería. Asimismo, la instalación también puede tomar la energía almacenada en la batería si la red necesita mayor cantidad de la que es producida por los paneles.

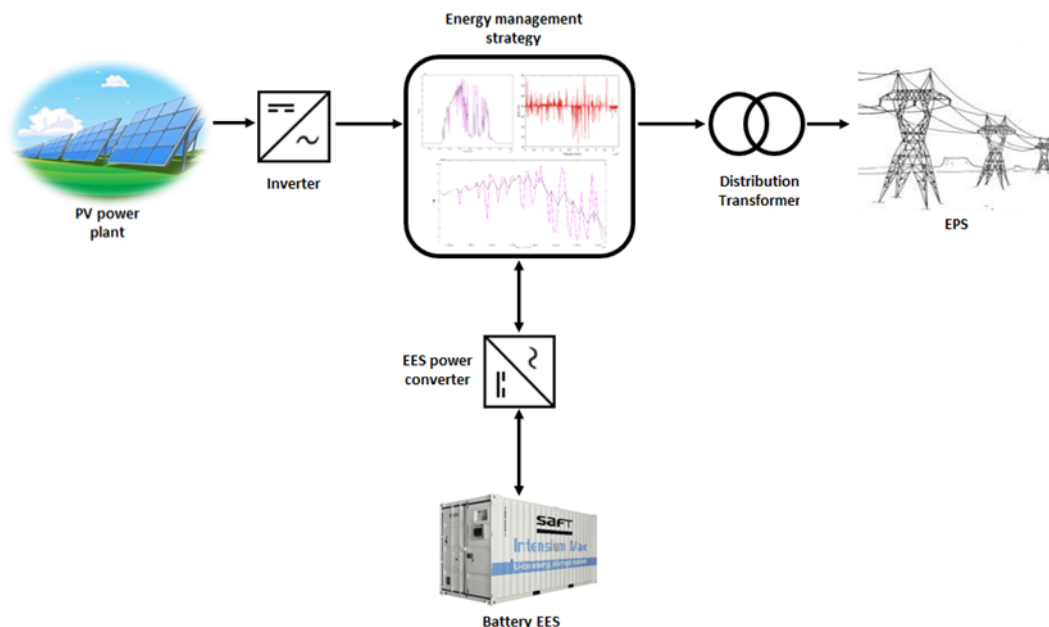


Figura 1: Estructura de una planta fotovoltaica conectada a la red y con sistema de almacenamiento.

Evidentemente, el tamaño de una instalación variará según su capacidad de generación. En la Figura 2 se muestra una instalación de elevada capacidad de generación que como se puede observar ocupa una gran cantidad de superficie. Sus módulos fotovoltaicos, todos orientados en la misma dirección, están situados sobre la superficie terrestre con el espaciado entre ellos suficiente como para que no generen sombras los unos sobre los otros. En el caso de estar situados sobre un tejado, estos suelen tener su misma inclinación.



Figura 2: Planta fotovoltaica de alta capacidad de generación.

4.1.2. Parámetros eléctricos de las células fotovoltaicas

Los parámetros eléctricos de las células fotovoltaicas se corresponden con sus características de tensión y de corriente, que tal y como se ha destacado anteriormente, es importante que sean similares, sino iguales, entre las células que conforman un mismo módulo fotovoltaico. Esto se debe a que la disposición normalmente utilizada es en serie, dónde la corriente de la línea viene fijada por la corriente de la célula que menor eficiencia tenga.^[4]

Los principales parámetros eléctricos de una célula fotovoltaica son:

- La corriente de cortocircuito (I_{SC}): Es la corriente que circula cuando la tensión entre los terminales es nula, y es además la máxima corriente que se podría instalar en la célula.
- La tensión de circuito abierto (V_{OC}): Es la mayor tensión que se puede instalar entre los terminales.
- El punto de máxima potencia (PMP): Es el punto dónde la potencia generada es máxima. Tiene asociada una corriente de máxima potencia (I_{MP}) y una tensión de máxima potencia (V_{MP}) dado que la potencia máxima se corresponde con el producto de estos dos factores. Es el punto ideal de trabajo de una célula fotovoltaica.

Estos parámetros se presentan generalmente en los catálogos para unas condiciones ambientales determinadas, conocidas como condiciones test estándar (STC: Standard Test

Conditions). Estas condiciones definen la radiación solar sobre la célula, la temperatura de la célula y el valor espectral. Cualquier diferencia en el valor de estas con respecto a las STC implica una variación de los parámetros eléctricos.

Asimismo, los módulos también cuentan con diodos by-pass que actúan como puentes entre distintos grupos de células en serie, de modo que, si algunas de las células de un grupo sufren alguna perturbación como, por ejemplo, el sobrecalentamiento causado en unas células por el sombreado parcial de otras de su mismo grupo, la corriente pasa por el diodo en lugar de por este grupo evitando cualquier tipo de accidente en la planta.

4.1.3. Datos actuales y previsión futura de la energía fotovoltaica a nivel mundial

En base a los datos recogidos por la Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, IRENA), la capacidad mundial instalada en energía fotovoltaica habría aumentado 100 MW por año durante los últimos tres años, desde 2017 hasta 2019. Durante los años anteriores, tal y como puede ser evidenciado en la Figura 3 ^[5], también habría tenido un aumento significativo, aunque no de tal magnitud. Cabe destacar que en esta figura el eje de las ordenadas representa los megavatios acumulados en energía fotovoltaica con respecto al año de estudio, representado en el eje de las abscisas.

El 40% de la nueva capacidad instalada durante el año 2019 fue en energía fotovoltaica, que registró el mayor porcentaje tanto con respecto a las energías renovables como con respecto a las no renovables. España fue el líder europeo y se posicionó sexto a nivel mundial en instalación de capacidad fotovoltaica, con una suma de 4.660 MW, repartidos entre grandes instalaciones de generación e instalaciones de autoconsumo. A este le siguió Alemania, con 4 GW, Países Bajos, con 2,5 GW, Francia, con 1 GW, y Polonia, con 800 MW. Sin embargo, cabe destacar que a nivel europeo los países nórdicos siguen siendo los líderes en el proceso de la transición energética. ^[6]

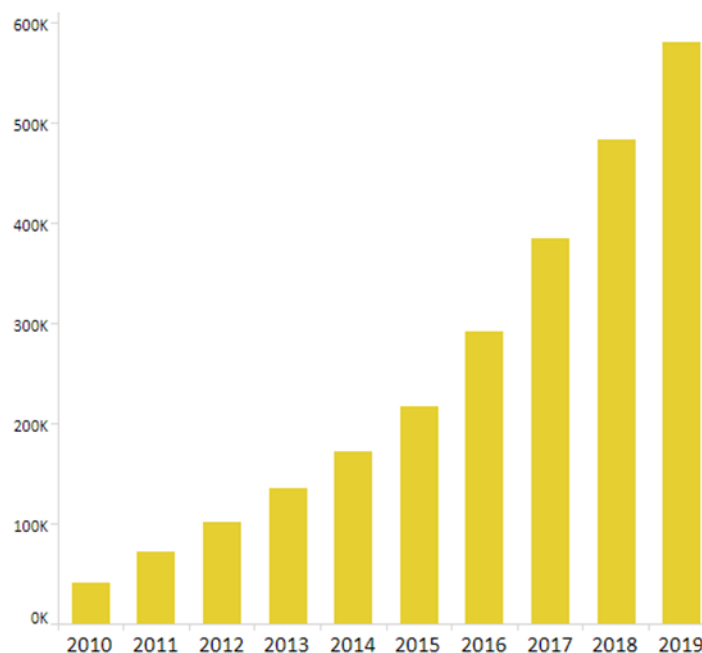


Figura 3: Capacidad mundial acumulada en energía fotovoltaica (Fuente: IRENA).

Esta evolución es sin duda una muestra de los objetivos en descarbonización y en introducción de las energías renovables en el mercado eléctrico, intereses comunes a nivel mundial, y que también se verán en el caso de España. Un ejemplo de ello es el Acuerdo de París, que data del año 2015, y por el que se establecen tres objetivos para el año 2050: el mantenimiento del aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C con respecto a los preindustriales, el aumento de la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y situar los flujos financieros en un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima. Todos ellos tienen el objetivo de luchar contra el cambio climático reduciendo las emisiones de CO₂.^[7]

En la Figura 4 se presenta la evolución desde 2010 hasta 2050 de las emisiones de CO₂ en los principales sectores emisores. La curva superior, en amarillo, representa la evolución que se produciría si se llevan a cabo únicamente los planes anteriores a este Acuerdo de París. La curva inferior, en verde, representa la evolución prevista que resulta de la aplicación de los planes acordados en este trato. Únicamente la mayor integración de las energías renovables que se prevé llevar a cabo y la electrificación del transporte suponen el 75% de la reducción de las emisiones que se ha previsto realizar.

En lo que respecta a las cifras en energía fotovoltaica, se estima que la potencia mundial instalada en esta tecnología será de 2.840 GW en el año 2030, y de 8.519 GW en el año 2050. Teniendo en cuenta que el año pasado alcanzaba la cifra de 580 GW, esto supondría un aumento de casi 8.000 GW para el 2050 con respecto a los últimos datos registrados.^[8]

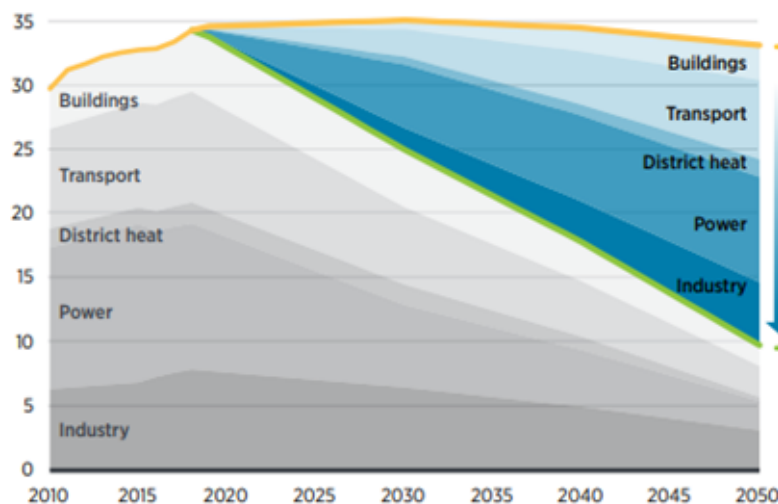


Figura 4: Objetivos en reducción de las emisiones en CO₂ (Fuente: IRENA).

Por el momento, uno de los resultados destacables de este acuerdo es que más de 100 ciudades, entre las que se encuentran Oslo, Seattle o Vancouver, han alcanzado una producción en energías renovables del 70%, y otras 40 ciudades ya no dependen de las fuentes de energía convencionales.^[9]

Asimismo, dado que se ha tratado de una situación excepcional, cabe comentar cuáles han sido los efectos de la crisis de la COVID-19 en la generación energética. Con este fin, se ha estudiado la evolución de la generación eléctrica en combustibles fósiles y en energías renovables en Europa hasta el primer semestre del año 2020, que ha sido recogida en la Figura 5.^[10]

A pesar de que la tendencia al crecimiento de la generación en energías renovables era evidente durante los años anteriores, este semestre se ha conseguido que la generación eléctrica a base de energías renovables, con un 40% sobre la generación europea total, supere finalmente a la generación eléctrica a base de combustibles fósiles, que supone ahora el 34% de la generación total. Este hecho ha sido causado por una disminución en la demanda eléctrica del 7%, debido a la parada y/o ralentización de diversos sectores como por ejemplo el industrial. Dicha disminución ha dejado menos margen de actuación para las energías fósiles, que trabajan tanto de manera directa para cubrir una demanda que les es asignada, como de manera indirecta para cubrir los desajustes propios de las energías renovables.

Este nuevo dato en generación basada en energías renovables supone un aumento del 11% en comparación con el primer semestre del año 2019, año con respecto al cual la generación en energía eólica y solar han crecido en un 11% y 16%, respectivamente, generando en su conjunto el 21% de la electricidad europea.

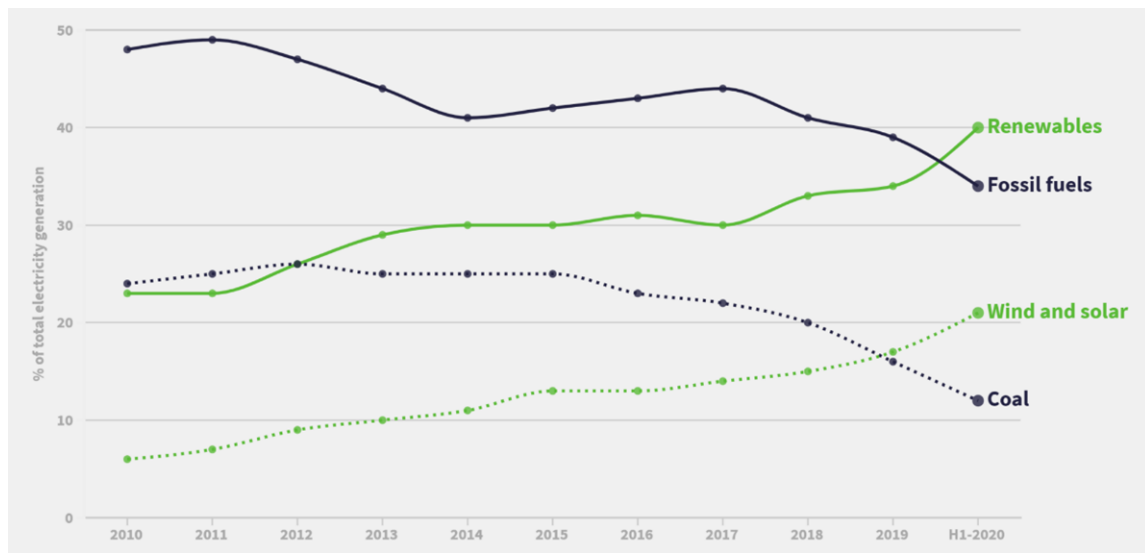


Figura 5: Evolución de la generación eléctrica europea en combustibles fósiles y energías renovables (Fuente: EMBER).

Con el objetivo de observar las consecuencias de la crisis del COVID-19 sobre cada una de las tecnologías de generación de la electricidad se ha representado en la Figura 6 una comparativa de la energía, en TWh, proporcionada por cada tecnología en el primer semestre de 2020 con respecto al primer semestre de 2019. Todas aquellas tecnologías representadas por encima del eje horizontal han aumentado su producción en 2020, por el contrario, aquellas tecnologías representadas por debajo del eje horizontal la han disminuido.

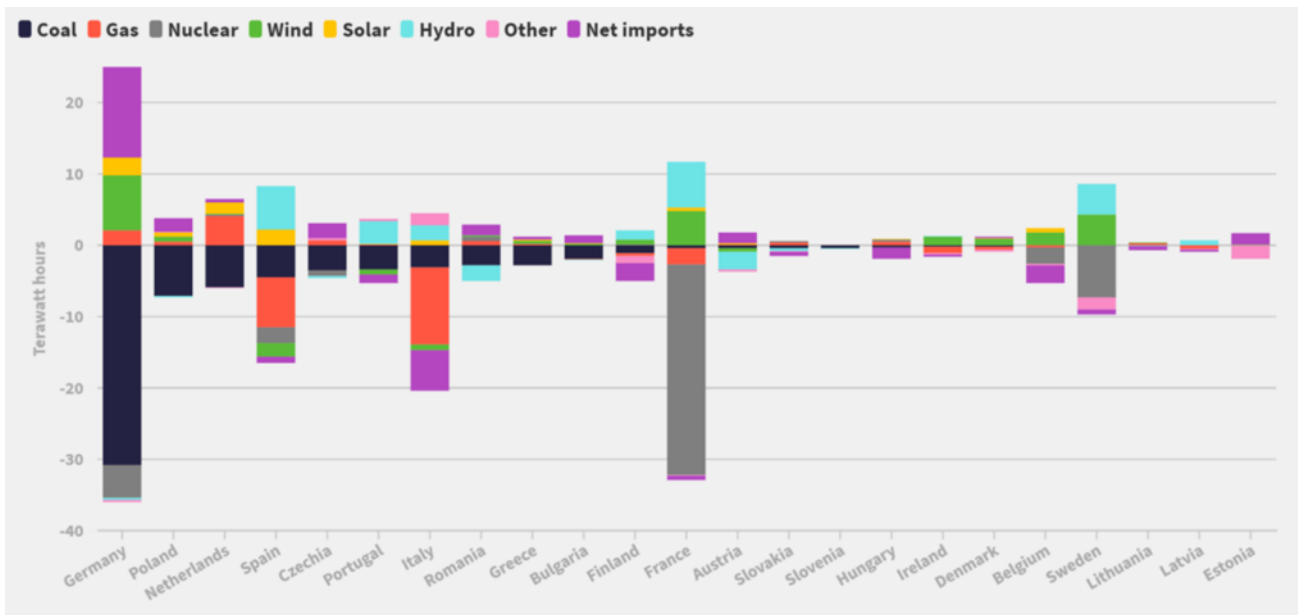


Figura 6: Comparativa de la generación eléctrica entre el primer semestre de 2019 y el primer semestre de 2020 (Fuente: EMBER).

Sobre la gráfica, queda evidenciado que el carbón ha caído en picado, con una notable disminución de valor de 31 TWh en Alemania, aunque el resto de los países siguen también esta tendencia. Todos los registros en evolución de la tecnología solar son positivos dándose su crecimiento más significativo en España y Alemania. Además, España e Italia son promotores de la disminución en la producción a base de ciclos combinados (gas).

A partir de los datos recogidos en los últimos párrafos, se puede afirmar que, a pesar de las consecuencias devastadoras que esta crisis está teniendo en la mayoría de los ámbitos sociales, laborales y económicos, el sector de las energías renovables se ha visto favorecido durante este periodo.

4.1.4. Historia de la energía solar fotovoltaica en España

La gran densidad de radiación solar característica del territorio español ofrece al país en una gran oportunidad de aprovechamiento a través de las instalaciones de fotovoltaica. Sin embargo, su explotación ha sufrido desde sus inicios distintas tendencias, tanto positivas como negativas.

En la Figura 7, se ha representado la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España desde el año 1990 hasta el año 2019. Esta figura va a servir de guía a todo el contexto histórico dónde se le va a relacionar en cada ocasión con la normativa vigente en el momento.

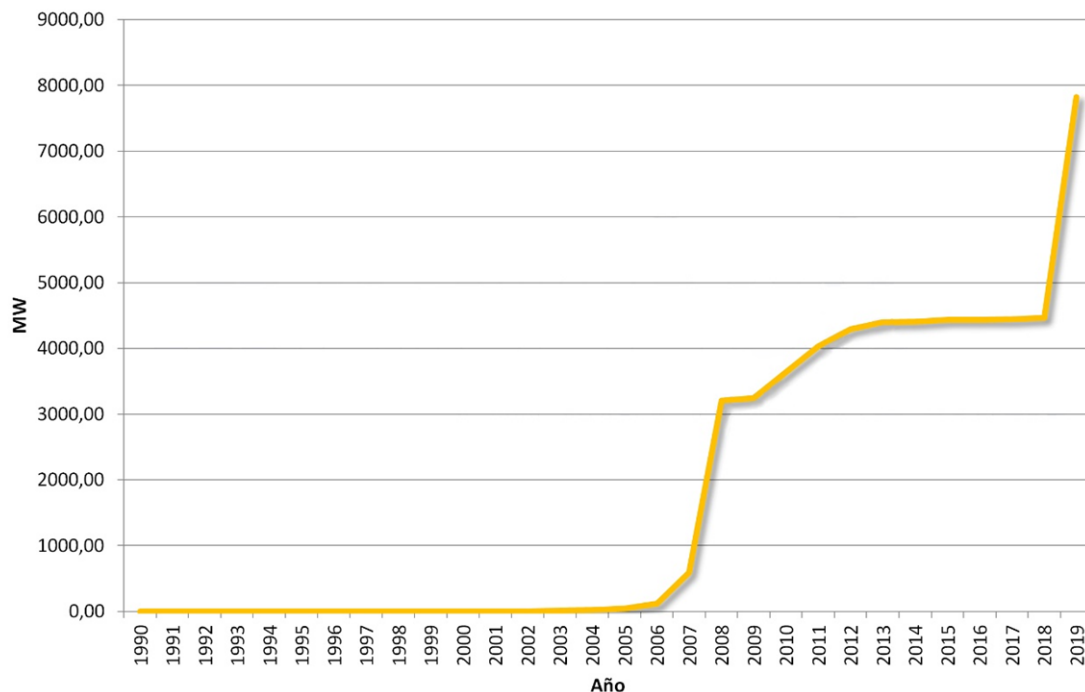


Figura 7: Evolución anual de la potencia fotovoltaica instalada en la Península Ibérica. (Fuente: AleaSoft).

La primera planta fotovoltaica se instaló en España en el año 1984. Se trataba de una instalación de 100 kWp situada en San Agustín de Guadalix. La empresa que la dirigió fue Iberdrola y sería la única planta en el territorio español durante los próximos 10 años. Durante los siguientes años y hasta 1998 se crearon otras instalaciones, sin embargo, ninguna de ellas proporcionaba su energía a la red dado que hasta el momento no existía ninguna legislación que lo pudiera regular. Fue en 1998 cuando, empujada por el marco legislativo europeo, España creó el primer Real Decreto de regulación de las generadoras de energía renovable, el Real Decreto 2818/1998 ^[11], que consideraba a las energías renovables como un régimen especial. En concreto, los precios de la producción fotovoltaica se establecieron a 0,18 €/kWh para instalaciones de potencia nominal superior a 5 kW y al doble para instalaciones cuya potencia nominal fuera inferior a 5 kW.

En la Figura 7 se puede observar la tendencia al crecimiento en la potencia fotovoltaica instalada en la Península Ibérica en el periodo desde 1998 hasta 2008. En este periodo cabe destacar un gran incremento de la pendiente entre los años 2006 a 2008. Este intervalo fue en el que mayor inversión se hizo en este tipo de instalaciones, hasta 23.000 millones de euros que permitieron que la aportación del sector al Producto Interior Bruto superara el 0,6% ^[12].

Este crecimiento tuvo su origen en el Plan de Energías Renovables de 2005-2010, aprobado en agosto de 2005 y por el que se pretendía disminuir la dependencia energética española del exterior dada la falta de obtención de los resultados previstos en un plan previo (Plan de Energías Renovables de 2000-2010). Para ello, se propuso que en el 2010 un 12,1% de la energía primaria fuera generada por energías renovables y que para esa misma fecha el 30,3% de la producción eléctrica fuera generada por las mismas. Además, en 2006 se creó el Centro de Control de Régimen Especial, Cecre. Su labor es integrar en el sistema eléctrico la mayor cantidad de energías de origen renovable y para ello colabora con el Centro de Control Eléctrico, Cecoel. Ambos son agentes del Mercado Eléctrico Español.

El año 2008 acabó en España con un porcentaje de la potencia mundial instalada en energía fotovoltaica del 23,1%. Sin embargo, se puede observar en la Figura 7 una parada en el crecimiento de la potencia nacional instalada. Esta tendencia se debe a la aprobación del Real Decreto 1578/2008 en septiembre de este año, por el que se establece una reducción de la prima por producción de energía fotovoltaica que afecta tanto a las instalaciones localizadas en fachadas como en suelos dado que el gobierno en su momento consideró que la retribución de las instalaciones de este tipo de tecnología era demasiado elevada. Esta imposición coincidió con la crisis económica con lo que la población dejó de invertir en estos productos por causas evidentes.

Cuando España salió de la crisis económica, se observa otra tendencia creciente de instalación de energía fotovoltaica, hasta que entre los años 2013 y 2018 experimenta una tendencia estable, es decir, no se instalan en el territorio español gran cantidad de plantas fotovoltaicas. La razón de esta tendencia en la creación del impuesto al sol. El impuesto al sol consistía en un impuesto sobre la energía generada por las plantas fotovoltaicas que es auto consumida, y se justificaba en que es el precio que estas plantas tienen que pagar por poder recurrir a la red eléctrica cuando su generación es insuficiente para sus necesidades en energía. El impuesto al sol fue eliminado en el año 2018.

Cabe destacar la creación de la Unión Española Fotovoltaica, UNEF, en mayo del año 2012. Se trata de una asociación que surgió de la sinergia de 3 asociaciones fotovoltaicas: Asociación Empresarial Fotovoltaica (AEF), Sección Fotovoltaica de la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA Fotovoltaica), y la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). La asociación nació con el objetivo de desarrollar la energía fotovoltaica en el país para lo cual se propuso, entre otros, la promoción de marcos regulatorios adecuados, la defensa de la estabilidad regulatoria y jurídica, el fomento del autoconsumo y el impulso de la internacionalización del sector. A ella se adjudica, entre otros reconocimientos, el haber ejercido como presión para la derogación del impuesto al sol.^[13]

A pesar de todos los impedimentos encontrados para su desarrollo, la industria fotovoltaica nunca ha sufrido reducciones en la potencia total instalada en España, y actualmente, como se puede observar en la Figura 7, se encuentra en un momento de gran evolución. Esto se debe al desarrollo de las tecnologías ligadas a la industria, que ha provocado la disminución de los costes de los distintos elementos que conforman las instalaciones, así como el aumento de sus eficiencias.

En el año 2012 la Unión Europea firmó un pacto conocido como Objetivo 20/20/20, por el que se establecieron tres objetivos ligados a la eficiencia energética para el año 2020: la reducción en un 20% de las emisiones en gases de efecto invernadero, que al menos el 20% del consumo energético sea basado en energías renovables y la reducción en un 20% del consumo energético. Todos estos objetivos se buscan para el conjunto de la Unión Europea, pero se deja en manos de cada país que realice los esfuerzos necesarios para conseguirlo. Por esta razón se han llevado a cabo en España muchas de las acciones a favor de la instalación de potencia generada por energías renovables en los últimos años. ^[14]

En el año 2019 se creó un nuevo Real Decreto ^[15] a través del cual se pretenden regular las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo fotovoltaico en España. Entre otros avances, se define y aprueba el concepto de autoconsumo colectivo, por el que varias personas pueden asociarse en una misma planta de generación. Además, a partir de este momento, los excedentes en producción que las plantas de autoconsumo dan a la red se cobrarán siempre en su factura mensual y no necesitarán darse de alta como productores de energía para poder beneficiarse de ellos. Tal como se dio en la derogación del impuesto al sol, tras este Decreto también se halla la presencia de la UNEF. ^[16]

4.1.5. Datos actuales y previsión futura de la energía fotovoltaica en España

En base a las tendencias explicadas en el apartado anterior, en esta sección se van a analizar los datos que describen la situación de la energía fotovoltaica a nivel nacional, tanto de manera individual como en relación con el resto de las fuentes de energía. Asimismo, se presentarán los planes que tiene España para promover los avances en el campo de las energías renovables.

El año 2019 cerró con una generación eléctrica a base de energía fotovoltaica de 9240 GWh. En la Figura 8 ^[17] se puede observar la evolución en los últimos 5 años de la generación eléctrica en este tipo de energía. Si se compara la evolución de la capacidad instalada con la evolución de la energía generada durante este periodo, se destaca que la tendencia de esta segunda variable es mucho más estable que primera. Las trabas en la integración de la energía solar fotovoltaica en el mercado eléctrico pueden ser la causa de esta diferencia.

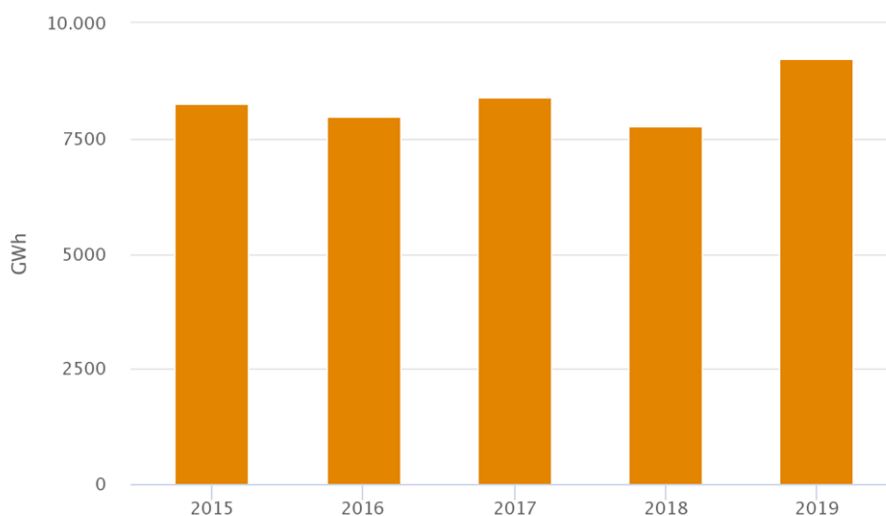


Figura 8: Datos de la generación eléctrica por energía fotovoltaica en los últimos 5 años (Fuente: Red Eléctrica de España).

En cuanto a su situación con respecto al resto de energías, la energía fotovoltaica representó un 3,5% de la generación eléctrica total nacional en el año 2019. Se trata de un porcentaje bajo en comparación con la energía eólica que posee un 20,8% de la generación eléctrica de este mismo año. Cabe subrayar que este tipo de energía renovable no ha sufrido tantos impedimentos como la energía fotovoltaica en su desarrollo a nivel nacional, y que, en 2019, su potencia instalada en el país era considerablemente mayor (25.704 MW). Tal y como se puede observar en la Figura 7, la potencia instalada en ese año en energía fotovoltaica era de casi 8.000 MW.

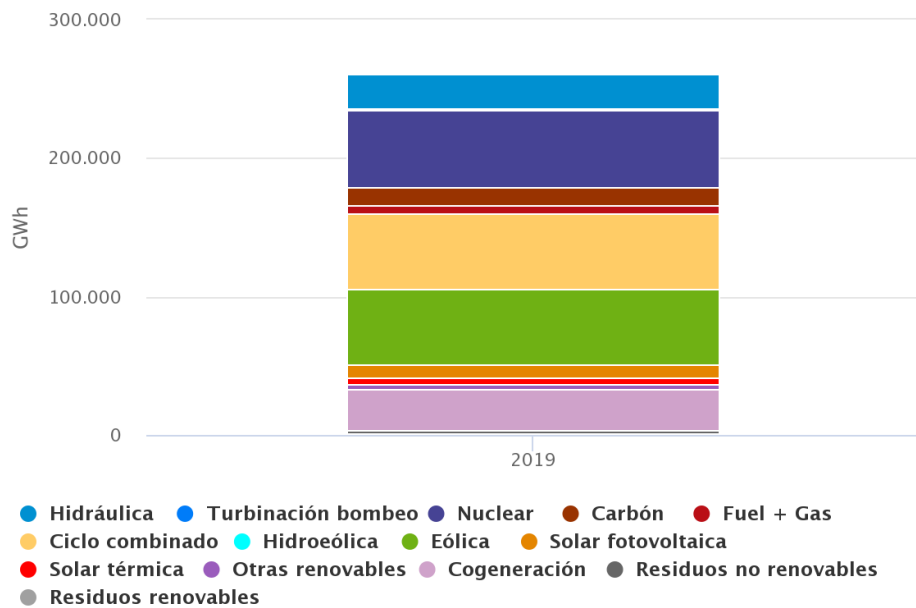


Figura 9: Datos de la generación eléctrica clasificada por tipo de tecnología en 2019 (Fuente: Red Eléctrica de España).

Concretamente, en 2019 la producción en energías renovables significó el 37,5% de la generación eléctrica total. Como ya se ha mencionado, y puede ser observado sobre la Figura 9^[17], las mayores aportaciones fueron por parte de la eólica, con un 55% sobre la generación eléctrica renovable, la hidráulica, con un 20%, y la fotovoltaica, con un 9%.^[18]

Con el fin de comparar estos últimos datos registrados con el pasado de las energías renovables en la generación eléctrica española, se ha trazado, sobre la Figura 10, la evolución de esta variable comparándola con la generación en energías no renovables en un periodo que abarca desde el año 2016 hasta el primer semestre de este mismo año 2020.^[19]

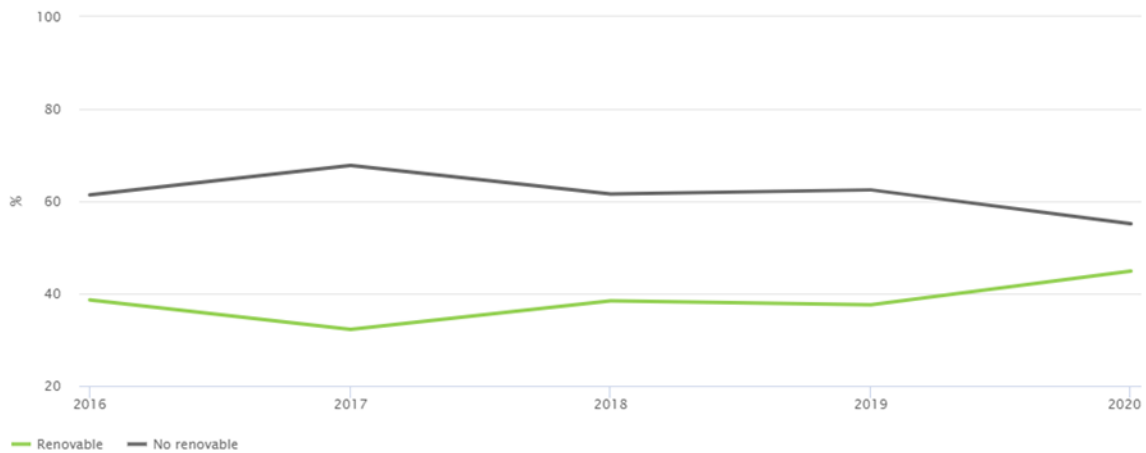


Figura 10: Evolución de la generación eléctrica española en combustibles fósiles y energías renovables (Fuente: Red Eléctrica de España).

La trayectoria que describe la generación en energías renovables se halla en torno al 40%, tal y como se ha mencionado anteriormente, aunque sufre tanto picos positivos, en 2020, como negativos, en 2017. A pesar de que la generación basada en energías renovables aún no ha llegado a superar a la generación basada en energías no renovables, la evolución durante este primer semestre del 2020 es positiva. En base a lo observado en el estudio a nivel mundial, la crisis de la COVID-19 ha supuesto un avance en el sector de las energías renovables, que es también extendido al territorio español. Sobre la Figura 6 se podía ver que, en España, durante este primer semestre de 2020 han aumentado tanto la producción en fotovoltaica como la producción en hidráulica, y han disminuido la producción en carbón y en gas natural, con respecto al mismo periodo del año anterior. La disminución de la demanda en electricidad sería también la causa de esta evolución que hace que, aún situándose por debajo de la generación en energías no renovables, la generación en energías renovables registre datos optimistas.

En lo que respecta al futuro de las energías renovables, en junio de este mismo año, se ha aprobado un nuevo Real Decreto ^[20] que tiene como objetivo el impulso de la transición energética hacia un futuro, concretamente se ha establecido que en el año 2050 todo el sistema eléctrico deberá estar basado en energías renovables. Asimismo, este nuevo decreto abre un marco jurídico regulatorio para las nuevas industrias que pueden implementar el desarrollo de las energías renovables, como son el almacenamiento o la hibridación. Además, se mantiene el apoyo al autoconsumo colectivo, ya iniciado en el Real Decreto de 2019.

Por otra parte, obedeciendo los objetivos en común con la Unión Europea, España ha aprobado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030), en el que se establecen objetivos en cuanto a la reducción de los gases de efecto invernadero, la generación basada en energías renovables y la eficiencia energética. Entre estos objetivos, que deberán ser cumplidos en el año 2030, cabe destacar el de la capacidad instalada en energía solar fotovoltaica, cuyo valor debe alcanzar los 37 GW. ^[21]

La evolución de la capacidad instalada en las distintas tecnologías de carácter renovable en el periodo que abarca desde el año 2015 hasta el año 2030 para poder alcanzar los objetivos fijados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se han representado en la Figura 11 ^[22]. Como se puede observar, se requiere un gran aumento de la capacidad en energía fotovoltaica, siendo esta la tecnología que mayor incremento de su capacidad experimentará en los próximos años.

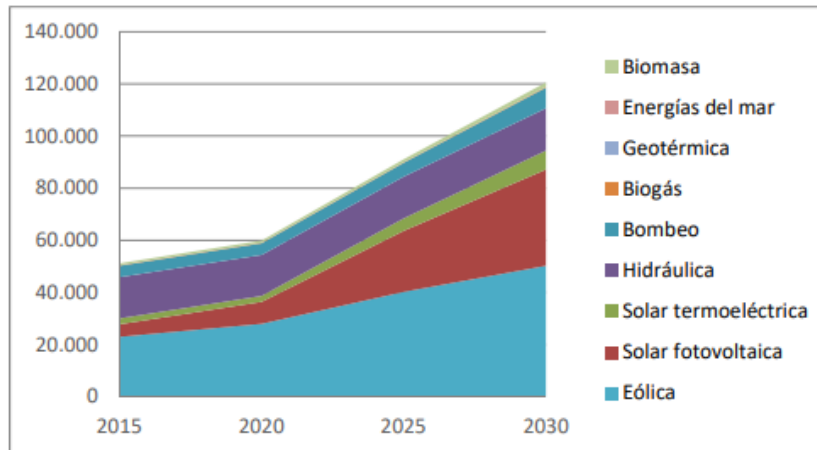


Figura 11: Evolución de la capacidad instalada en España en tecnologías renovables (Fuente: Ministerio de Transición Ecológica).

4.2. Mercado eléctrico español

Un mercado eléctrico se entiende como el contexto que recoge el conjunto de transacciones realizadas por una serie de agentes que determinan el precio de la electricidad en el mercado, así como aseguran que la demanda de cada consumidor sea casada con la oferta de un generador. Esta definición es una corta introducción, el resto de las particularidades de los mercados eléctricos se explicarán en los siguientes apartados y subapartados.

En sus orígenes el mercado eléctrico español fue dirigido por el Gobierno, el cual establecía el precio de la electricidad según los costes que él mismo consideraba. Fue a partir del año 1997 cuando se llevó a cabo la liberalización del mercado, según la cual la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de la electricidad se dirigen de forma independiente. A partir de este momento la generación y la comercialización son actividades llevadas a cabo por empresas ajenas al Gobierno, sin embargo, el transporte y la distribución siguen en manos del Gobierno.

Los principales objetivos de la liberalización son la liberalización de la generación, la garantía de libre acceso a las redes de generación y distribución, y la libertad de elección de suministrador. Esto implica implícitamente la reducción de la intervención estatal, la introducción de la competencia y la garantía tanto del suministro de electricidad como de su calidad y su mínimo coste.^[23, 24]

Las obligaciones de cada uno de los agentes son se explican a continuación.

- Generación:

Las empresas generadoras, o de producción, producen electricidad a partir de una fuente, sea esta originada a través de energías convencionales (régimen ordinario) o renovables y empresa de cogeneración de potencia inferior a 50 MW (régimen especial). Los individuos que practican el autoconsumo de la propia electricidad que ellos mismos generan no están incluidos en este grupo.

- Transporte:

Los transportistas son los encargados de transportar la electricidad desde su punto de generación hasta su distribuidor correspondiente. Su labor es también trabajar por mantener el buen estado de las infraestructuras de transporte. Esta actividad está regulada por Red Eléctrica de España (REE).

- Distribución:

Los distribuidores hacen llegar al consumidor final su electricidad. Su labor es también trabajar por mantener el buen estado de las infraestructuras de distribución. Cada consumidor solamente puede tener asignado un distribuidor.

- Comercialización:

Los comercializadores llevan a cabo la compraventa de electricidad. Estos compran la electricidad al por mayor a las empresas generadoras para venderla al consumidor. Su objetivo es garantizar que la demanda del consumidor sea cubierta. Para ello, cuentan con el acceso a las redes de transporte y distribución.

En la Figura 12, se puede observar el conjunto de la operación descrita. Además, este conjunto está operado por un agente conocido como el operador del sistema, del cual ejerce la Red Eléctrica Española.

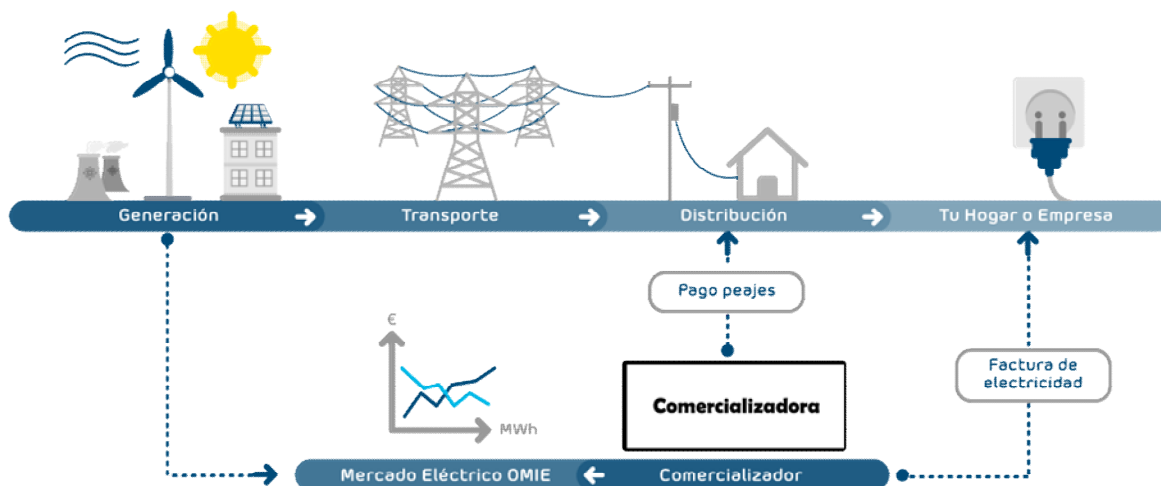


Figura 12: Actividad en el mercado eléctrico (Fuente: F2F Asesores energéticos).

Red Eléctrica de España fue creada en el 26 de diciembre de 1984, proclamándose como la primera empresa del mundo dedicada exclusivamente al transporte y a la operación del sistema eléctrico. Es la encargada de que el mercado funcione correctamente en cada instante, es decir, que haya un equilibrio constante entre la generación y el consumo de la electricidad. De no ser así, es ella misma la que pone en marcha los servicios de ajuste que permiten garantizar la estabilidad del sistema. Estas acciones se explicarán en el apartado 4.2.3. La entidad trabaja en todo el territorio nacional, incluyendo las islas y las provincias de Ceuta y Melilla.

Desde el año 2007, el mercado eléctrico español está integrado con el mercado eléctrico portugués, constituyendo lo que se conoce como el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). De este modo, Red Eléctrica Española trabaja juntamente con Redes Energéticas Nacionales (RNE), desarrollando la misma labor que hacía de manera individual pero ahora a nivel de todo el territorio ibérico.

Asimismo, cabe destacar la figura del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), quién es el encargado de gestionar los mercados diario e intradiario de la península ibérica, lo cual incluye al mercado portugués. Este operador resulta de la integración del OMIP, el operador del Mercado Eléctrico Portugués, y el OMEL, Operador del Mercado Eléctrico Español.

En el proceso que abarca desde la presentación de las ofertas por parte de los generadores hasta la entrega de la electricidad a los consumidores, el producto pasa por distintos mercados de asignación y/o procesos de reajuste. Cabe destacar que existen dos tipos de mercados: mercados a largo plazo, gestionado por el OMIP, y mercados a corto plazo, gestionados por el OMEL.

El mercado a largo plazo está constituido por el mercado bilateral y el mercado con una cámara de compensación. Un contrato bilateral, también conocido como Power Purchase Agreement (PPA) consiste en un contrato directo de compraventa de energía entre una empresa generadora y un consumidor, establecido para una determinada hora del mercado diario futuro, y que se lleva a cabo para garantizar una estabilidad en el precio a largo plazo. Gracias a este tipo de pactos se está invirtiendo en la creación de plantas de energías renovables dado que se garantiza que la inversión va a poder ser rentable en un tiempo determinado y se cesa la dependencia en el precio del mercado eléctrico, que como se verá posteriormente, es bastante variable. Asimismo, el consumidor también se garantiza comprar la electricidad al precio que desea y no se verá obligado a pagar el que resulte de la casación de mercado. ^[25]

El mercado con una cámara de compensación consiste en un grupo de empresas que a través de un órgano regulador, la cámara de compensación, realizan diversos contratos bilaterales de forma que finalmente, el conjunto de los mismos se resume en un único contrato, de cobro o de pago, que se liquida a través de las cuentas que todas las entidades que lo conforman tienen en la cámara de compensación. De esta forma, a la vez que se regula que todas las empresas cumplan con sus respectivos contratos bilaterales, se reduce el movimiento de dinero, simplificando considerablemente las transacciones. ^[26]

En las Figuras 13 y 14 se han representado, respectivamente, el funcionamiento del mercado bilateral y el funcionamiento del mercado con cámara de compensación. Comparando ambos esquemas, se puede ver que mientras en el primero la empresa A ejecuta hasta cuatro contratos de pago bilaterales de manera autónoma con cuatro empresas distintas, en el segundo esquema, dicha empresa ejecuta un único contrato de pago que la cámara de compensación se encarga de gestionar.

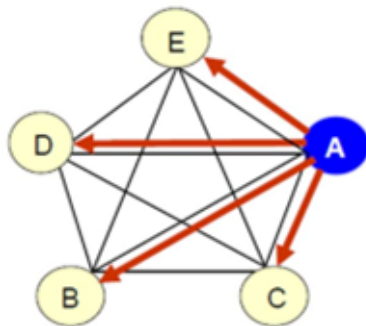


Figura 13: Funcionamiento del mercado bilateral.

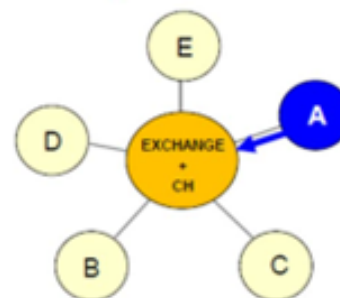


Figura 14: Funcionamiento del mercado con cámara de compensación.

Los servicios de ajuste de generación y consumición están concentrados en el mercado a corto plazo, quién además está constituido por los mercados diarios e intradiarios. Todo esto se explicará de manera más detallada dado que su comprensión es esencial para la contextualización de la problemática que se busca solucionar a través de este trabajo.

4.2.1. Mercado Diario

El mercado diario consiste en el establecimiento de los precios de la electricidad para cada una de las horas del día siguiente. Estos resultados surgen de la comparación de los precios ofertados por los generadores y de las ofertas de compra que los consumidores son capaces de asumir. Las ofertas tanto de venta como de compra pueden hacerse hasta las 10h00 del día anterior al día estudiado, y es el OMIE quien, a partir de estos datos, se encarga de llevar a cabo la casación. Esta casación se hace considerando las ofertas de compra españolas y portuguesas por igual siempre que la capacidad de interconexión sea respetada. De no darse esta condición, se realiza una casación para cada país. Actualmente, la mejora de la interconexión entre ambos países ha mejorado con respecto al inicio de la unión y por tanto esta situación se da excepcionalmente. ^[27, 28]

4.2.1.1. Ofertas de venta de energía

El coste de las ofertas de venta está ligado a la naturaleza de la fuente de energía de la empresa generadora. En el grupo que oferta su electricidad a los precios más bajos, si no nulos, se encuentran las generadoras que no pueden controlar su producción dado que esta depende de factores externos, como es el caso de las empresas de fotovoltaica, o porque la producción no se puede frenar, como es el caso de las empresas nucleares. La razón por la que les interesa ofertar su energía a precios bajos es que, si establecieran un precio muy alto para su producto y este no llegara a ser casado, se perdería. El resto de las ofertas a precios superiores se corresponden a las empresas que sí que pueden controlar su generación y que por tanto pueden ajustarse a los precios del mercado que más les convengan. En este grupo se encuentran principalmente las empresas de generación a base de energías convencionales, como el carbón y el gas.

Las ofertas de venta pueden clasificarse en ofertas simples o complejas. Una oferta simple, sea de venta o de compra, se define como el conjunto de una cantidad de potencia y el precio al que se quiere vender o comprar la unidad de energía. Además, las ofertas complejas incluyen uno o varios de los requisitos técnicos o económicos siguientes para poder ser casadas en el mercado:

- Gradiente de carga:

Establece que un generador puede definir la diferencia de potencia máxima que puede entregar en dos horas consecutivas de manera que si esta se alcanza el generador no vende su energía en la según hora de las dos consecutivas. De este modo, puede ofrecer en los dos tramos una cantidad alta de energía suponiendo que no toda va a ser casada, pero si así lo fuera se evita tener que pagar las consecuencias de no alcanzar el total de la potencia ofrecida para la segunda hora.

- Condición de indivisibilidad:

Establece que si un tramo dentro de una oferta es presentado como indivisible, en caso de ser casado deberá serlo en su totalidad.

- Ingresos mínimos:

Establece que un generador puede realizar ofertas para cada una de las horas del día siguiente y que en el caso de que la suma de estas no se venda a un precio mínimo establecido, puede retirarlas.

- Parada programada:

Esta condición está ligada a la condición de ingresos mínimos. Cuando una empresa generadora no entra en la casación por el hecho de haber establecido la condición anterior y que esta no se haya cumplido, dicha empresa puede parar su producción durante un periodo máximo de 3 horas, lo que le permitirá no perder la energía que había programado generar por no haber sido esta casada. A cambio, durante sus primeras tres próximas primeras horas de producción deberá vender su energía a ofertas simples.

4.2.1.2. Ofertas de compra de energía

En lo relacionado con las ofertas de compra de la electricidad, se distinguen dos tipos de consumidores: los consumidores domésticos y los consumidores industriales. Cada uno de ellos tiene su propio tipo de comercializador dado que los consumidores domésticos necesitan garantizar el aprovisionamiento en electricidad, mientras que los consumidores industriales se interesarán más en que los precios no sean más elevados que lo que se pueden permitir. Es por eso por lo que las ofertas más elevadas (generalmente al precio más alto posible en el mercado, 180 €/MWh) son hechas por los comercializadores domésticos mientras que el resto de las ofertas, que son las que disminuyen el precio final de la electricidad, son hechas por los comercializadores industriales.

4.2.1.3. Proceso de casación de la oferta y la demanda

La casación por la que se define el precio de la electricidad en el mercado diario resulta del cruce de las ofertas de venta con las ofertas de demanda y se lleva a cabo de manera marginalista. Esto quiere decir que todas las ofertas que se casen antes del cruce se comprarán/venderán al precio establecido en el mismo. En la Figura 15, se puede observar este proceso de manera más clara.

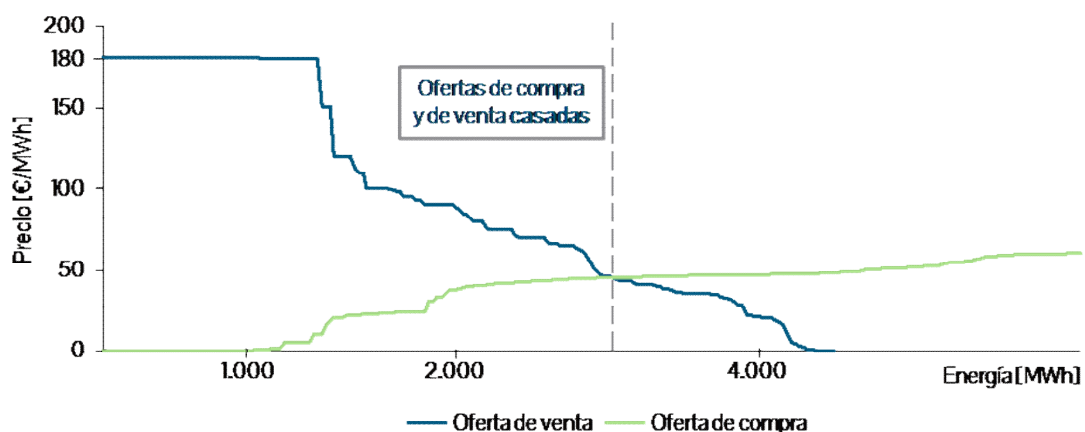


Figura 15: Proceso de casación de los precios del mercado diario (Fuente: Energía y Sociedad).

Las ofertas de venta están ordenadas de manera creciente según su precio por unidad de energía, mientras que las ofertas de compra están ordenadas de manera decreciente. El precio de todas las ofertas anteriores al cruce se establece pues al valor este.

Una vez realizada la casación, el operador del sistema (REE) es el encargado de verificar la seguridad de la red de transporte si este programa se llevara a cabo. Para comprobarlo aplica el criterio N-1, un sistema de verificación de la seguridad del sistema basado en el estudio de la avería de cada uno de los componentes del mismo, tanto líneas de transporte como generadores. Si se halla que la avería de tan solo uno de estos elementos afecta a la seguridad del conjunto del sistema, el programa debe ser revisado y le serán aplicados los servicios de ajuste descritos en el apartado 4.2.3. Sobre la Figura 16 se puede ver cómo se desarrolla el proceso que abarca desde la presentación de las ofertas por parte de los generadores y consumidores hasta la creación de un Programa Diario Viable Provisional (PDVP). Este se define como el programa que recoge los precios de compraventa de electricidad para cada una de las horas del día siguiente, habiendo solucionado ya las restricciones técnicas, con previa ejecución de un análisis de red, y considerando también los contratos bilaterales.

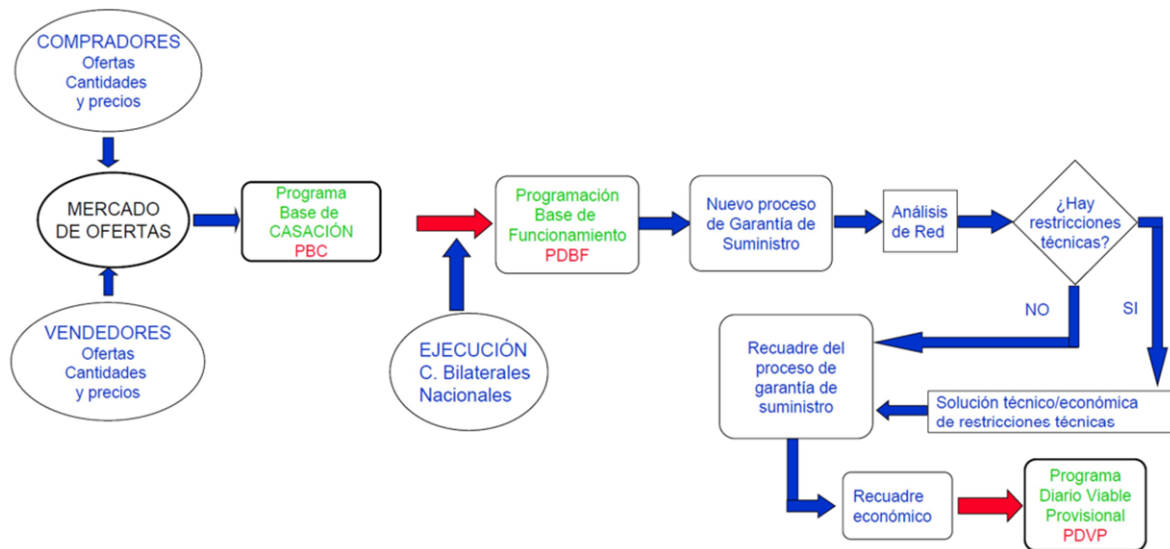


Figura 16: Proceso de generación de un Programa Diario Viable Provisional.

4.2.2. Mercado Intradía

Dado que las estimaciones del mercado diario se realizan con bastante anterioridad al tiempo para el cual los precios y las cantidades de energía son establecidos, entre dos mercados diarios se realizan 6 sesiones extra de lo que se conoce como mercado intradía. Estas sesiones permiten ajustar lo establecido en el mercado diario ya que se pueden dar variaciones a causa de posibles averías o desajustes en la predicción. Asimismo, los consumidores también pueden modificar sus necesidades en energía provocando cambios en la cantidad de energía producida por los generadores.^[29]

En la Figura 17 se puede observar cuándo se cierra cada una de estas sesiones del mercado intradía y, por tanto, su horizonte de aplicación. Así, por ejemplo, la segunda sesión de mercado (en rojo) permitirá hacer modificaciones sobre las 24 horas del día estudiado.

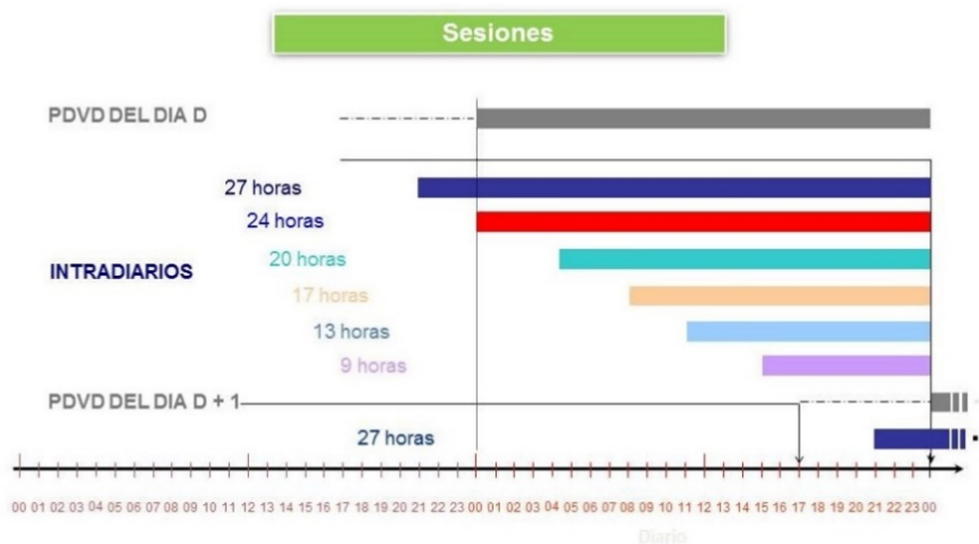


Figura 17: Sesiones del mercado intradía (Fuente: OMIE).

Tal y como sucede en el mercado diario, las casaciones de precios en el mercado intradía se efectúan tras un periodo previo de recepción de ofertas y su ajuste a la demanda. La actividad de la casación es también llevada a cabo por el OMIE, y tras la misma, el operador del sistema lleva a cabo la comprobación del cumplimiento del criterio N-1.

Los requisitos para permitir la participación en este segundo mercado tanto como vendedor como comprador son, o bien haber participado en el mercado diario, o bien no haber participado en el mercado diario por estar indisponible, o bien haber ejecutado un contrato bilateral. Todos estos requisitos se establecerán con respecto a la hora del mercado diario en la que se quiera participar.

4.2.2.1. Ofertas de venta y de compra de energía

Las ofertas en el mercado intradiario también pueden ser bien simples o complejas. Se mantienen las ofertas complejas de gradiente de carga y de ingresos mínimos que han sido explicadas en el apartado del mercado diario, añadiéndose además los siguientes cinco nuevos tipos.

- Pagos máximos:

Establece que un consumidor puede realizar ofertas para cada una de las horas del día siguiente y que en el caso de que la suma de estas alcance un precio máximo establecido, puede retirarlas.

- Energía máxima:

Establece que tanto las empresas generadoras como los consumidores pueden definir la cantidad de energía que estarían dispuestos a vender o comprar, respectivamente. Este valor de energía máxima se establece sobre el total de las horas.

- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de venta o adquisición:

Establece que tanto los vendedores como los compradores pueden crear un modelo para cada una de las horas del día en el mercado intradiario. Si este modelo no se corresponde con la realidad en su primer tramo, el vendedor o el comprador, pueden abandonar la transacción sin consecuencias.

- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero en la oferta de venta o adquisición:

Establece que si en una hora determinada el primer tramo de la energía que se había ofertado (a vender o a comprar) ha sido totalmente casado, el resto de los tramos ya no se ofertan a la venta o a la compra.

- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta:

Establece que el vendedor o el consumidor participarán en el mercado intradiario solamente si pueden hacerlo durante un periodo de horas consecutivo.

4.2.3. Servicios de ajuste del mercado

Entre dos sesiones de mercado diario se dan, como ya ha sido mencionado, 6 sesiones de mercado intradiario. Sin embargo, si se da una restricción de cualquier tipo, el periodo entre dos sesiones de mercado intradiario es lo suficientemente amplio como para que esta tenga consecuencias sobre el conjunto del sistema si no se soluciona.^[30, 31]

Para ello se han creado lo que se denomina servicios de ajuste del sistema. Se trata de tres tipos de procedimientos, que serán explicados a continuación, todos ellos gestionados por el operador del sistema, OMIE, excepto el servicio de gestión de los servicios complementarios, que es gestionado por la REE.

El servicio de gestión restricciones técnicas se encarga de solucionar las restricciones técnicas del sistema, tanto en el proceso de transporte como en el de distribución. Su labor es limitar o cambiar el programa de generación y/o de consumo que permita solucionar la restricción al menor coste posible. Este servicio deberá ser aplicado, por ejemplo, cuando se determine el incumplimiento del criterio N-1. ^[24]

El servicio de gestión de los servicios complementarios comprende tres tipos de regulación diferentes, cuyo objetivo común es la regulación de la frecuencia, tarea que se lleva a cabo a través del control del equilibrio entre la oferta y la demanda en tiempo real. Se llama desvío a la diferencia entre la producción o la consumición real de un generador o un consumidor con respecto a la que habían anunciado para una hora concreta. Estos son:

- La regulación primaria, de participación obligatoria para todas las empresas generadoras, se encarga de equilibrar instantáneamente cualquier diferencia entre oferta y demanda. Esta acción se lleva a cabo por los grupos generadores que en un periodo de 30 segundos tras el desequilibrio puedan compensarlo. Esto se realiza a través de los reguladores de velocidad de los generadores, quienes se accionan en respuesta a un cambio de frecuencia.
- La regulación secundaria, de participación voluntaria, continúa con el propósito de la regulación primaria. Esto es, encargándose de que los flujos de potencia se restablezcan tal y como habían sido programados y restableciendo la frecuencia deseada. La participación en esta actividad consiste en crear para cada hora del día una banda de potencia a partir de las aportaciones que cada empresa generadora dice poder cubrir en caso de que se deba acudir a esta regulación secundaria. Aquellos que se ofrecen a participar en dicha banda reciben un dinero únicamente por presentar sus ofertas. Si además la oferta es casada para cubrir algún desvío, se les paga por ello.
- La regulación terciaria, de participación obligatoria, tiene como objetivo la restitución de la reserva empleada en la regulación secundaria. Todos los grupos generadores deben participar en la restitución de la potencia que aquellos grupos que se han presentado voluntarios han aportado al sistema.

El servicio de gestión de los desvíos se encarga de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda horas antes del tiempo real. Este servicio ordena a los consumidores y los generadores que actúen a favor de las necesidades del sistema para la hora deseada, siendo penalizados aquellos que incumplen esta orden, para así poder compensar los desvíos de otros consumidores y generadores. Este mercado es convocado cuando entre dos mercados intradiarios se alcanza la suma de 300 MW desviados.

Cabe subrayar que los servicios de gestión de restricciones técnicas y de gestión de servicios complementarios se llevan a cabo posteriormente al cierre de las ofertas del mercado diario, mientras que el servicio de gestión de desvíos se repite tras cada cierre de los mercados intradiarios. La reglamentación actual permite que las empresas generadoras en energías renovables participen en todos estos servicios.

4.3. Mercados de electricidad europeos y su sistema de interconexión

El sistema eléctrico ibérico no está aislado, sino que se encuentra conectado con sus países vecinos. Ya se ha mencionado que los mercados portugués y español se unieron en el año 2007 en un único mercado conocido como el OMIE. A pesar de que cada uno de los países del continente europeo está gestionado por su propio mercado eléctrico, existen unas líneas de interconexión entre ellos. En particular, España está interconectada con el centro de Europa a través de Francia y con el norte de África a través de Marruecos.

A continuación, se va a explicar cuál ha sido la evolución del conjunto de mercados eléctricos europeos, así como cuáles son sus futuros movimientos. Más allá de explicar las particularidades de cada uno de los mercados que conforman el continente europeo, el objeto de esta sección es mostrar la evolución que ha experimentado su sistema de interconexión, así como los beneficios del mismo.

El interés de formar parte de una red conectada recae principalmente en la seguridad del suministro. Cuando se dan casos de desajustes en el sistema, su gestión será más sencilla cuanto mayor sea la interconexión del país dado que aumentará el abanico de soluciones posibles para un mismo problema. Consecuentemente, el propio sistema será más seguro en cuanto a estabilidad de la frecuencia. Cuando un sistema está bien conectado con sus sistemas vecinos se dice que se trata de un sistema robusto.

Además, esta interconexión permite una mayor integración de las energías renovables en el sistema dado que su generación, en caso de no poder ser aprovechada por el propio sistema debido a la falta de demanda, podría serlo en otros sistemas. De esta manera, no sería necesario recurrir a las plantas generadoras en energías fósiles cuando se produjeran desajustes, y se podría potenciar estas tecnologías que tantas veces son rechazadas por su inestabilidad.

Por último, la interconexión permitiría aumentar la competencia en el mercado dado que la posibilidad de poder recurrir a una mayor cantidad de productores obligaría a los productores propios de cada mercado a establecer precios menos elevados.^[32]

En el año 2002 la Unión Europea recomendó que para el año 2020 todos los países deberían alcanzar un porcentaje de interconexión internacional del 10%. Este porcentaje se entiende como la suma de las capacidades de importación con respecto a la capacidad de generación propia de cada país. Los objetivos fijados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima también necesitarían de un aumento en esta interconexión para poder ser alcanzados.

A partir de esta fecha, y sobre todo durante los últimos 15 años los mercados han experimentado grandes cambios. Un ejemplo de ello son los mercados intradiarios. Hasta entonces, cada uno de ellos tenía un propio horizonte de presentación de ofertas y hora de fijación de precios, siendo estos definidos por su propio operador del mercado. Debido a la promoción que le ha dado la Unión Europea a la interconexión transfronteriza y a sus beneficios de seguridad, asequibilidad y sostenibilidad, en estos últimos años se ha experimentado un aumento de la participación en el comercio transfronterizo. Se han creado áreas de mercado regionales y se ha disminuido el horizonte de presentación de ofertas para aumentar la flexibilidad comercial.^[33]

Entre estas áreas destacan:

- EPEX Spot, European Power Exchange: Integrado por Francia, Alemania, Reino Unido, Holanda, Bélgica y Luxemburgo.
- NordPool: Integrado por Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca, Estonia, Lituania, Letonia.
- MIBEL: Integrado por España y Portugal.
- Mercado italiano.

Además, el mercado NordPool, también puede intercambiar energía con el mercado centroeuropeo. Por otro lado, desde el año 2013, el MIBEL está integrado con el área centroeuropea usando su mismo algoritmo de casación de la unidad de energía en el mercado. Estos hechos aumentan la robustez del sistema europeo.

Para seguir con sus propósitos, la Unión Europea planteó tras la Comisión de Regulación de 2015 la creación del XBID, el mercado intradiario trasfronterizo. Se trata de un mercado intradiario continuo que permita el comercio de energía entre agentes localizados en distintas zonas de precios con asignación implícita de capacidad, desarrollando una metodología de fijación de precios de capacidad que refleje la existencia de embotellamiento en la interconexión basada en los precios de las ofertas. Este mercado permitiría a los negociadores renegociar sus ofertas de producción y/o consumición, de forma que toda la energía pueda ser casada y así mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

La evolución de las ratios de interconexión eléctrica en Europa para los distintos países como consecuencia de las transfronterizas entre los años 2011 y 2020, se ha representado en las Figuras 18 y 19 ^[32]. Se puede observar que el grado de interconexión de España es bastante inferior que el del resto de Europa, por lo que parece evidente la necesidad de aumentar este porcentaje durante los próximos años para poder alcanzar los objetivos propuestos. La mejora de la actuación de las energías renovables a través de sistemas de almacenamiento puede ser uno de los factores que incrementen este porcentaje. Asimismo, se destaca a los países del norte y del este de Europa como los mejor interconectados.

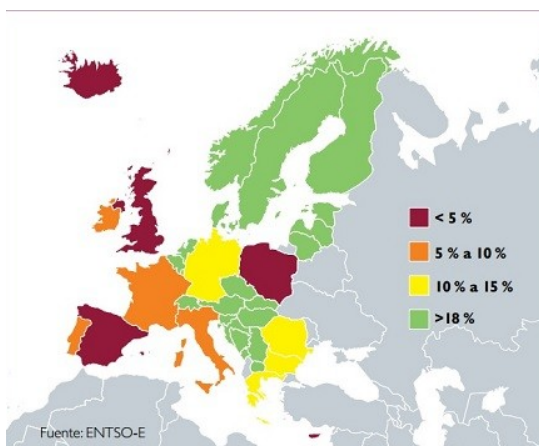


Figura 18: Ratio de interconexión eléctrica en Europa en el año 2011 (Fuente: ENTSO.E).

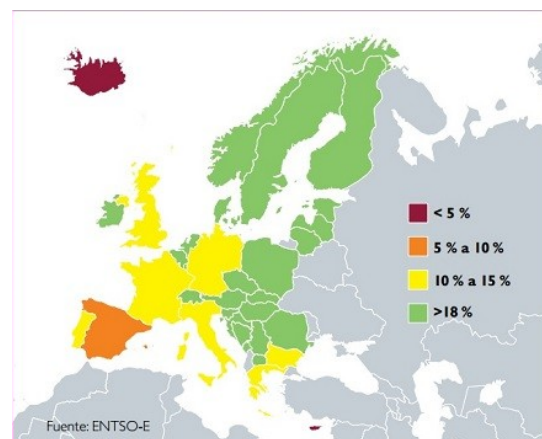


Figura 19: Ratio de interconexión eléctrica en Europa en el año 2020 (Fuente: ENTSO.E).

Más tarde, en el año 2017, se creó la Plataforma para la Coordinación Internacional del Restablecimiento Automático de la Frecuencia y el Funcionamiento Estable del Sistema (PICASSO). Este fue un gran avance en cuanto a la estabilidad de la frecuencia del sistema dado que consiste en una plataforma en la que se puede intercambiar energía de compensación de las reservas de restablecimiento.^[34]

Los países miembros de esta plataforma están indicados en verde sobre la Figura 20.



Figura 20: Países miembros de proyecto PICASSO (Fuente: ENTSO-E).

5. Requisitos de diseño y análisis de producción de la planta

La instalación fotovoltaica en la cual se han realizado los estudios tiene una capacidad de producción de 100 MW y se plantea como si estuviera situada en el campus de la universidad Jaume I, en la ciudad de Castelló de la Plana (Castellón). Concretamente, la planta fotovoltaica se hallaría en el tejado del edificio TD de Ciencias y Tecnología de la universidad, tal y como se muestra en la Figura 21, siendo sus coordenadas exactas: 39°59'30.2" N, 0°03'57.5" W.

Como bien puede ser entendido a raíz de la contextualización previa, la instalación opera para la Red Eléctrica Española. Con el objetivo de generalizar los resultados a toda la extensión de vida de los elementos de la instalación se realizará el estudio durante un periodo de un año, que tiene su comienzo el día 24/06/2018 a las 00h00 y acaba el día 24/06/2019 a las 23h00.

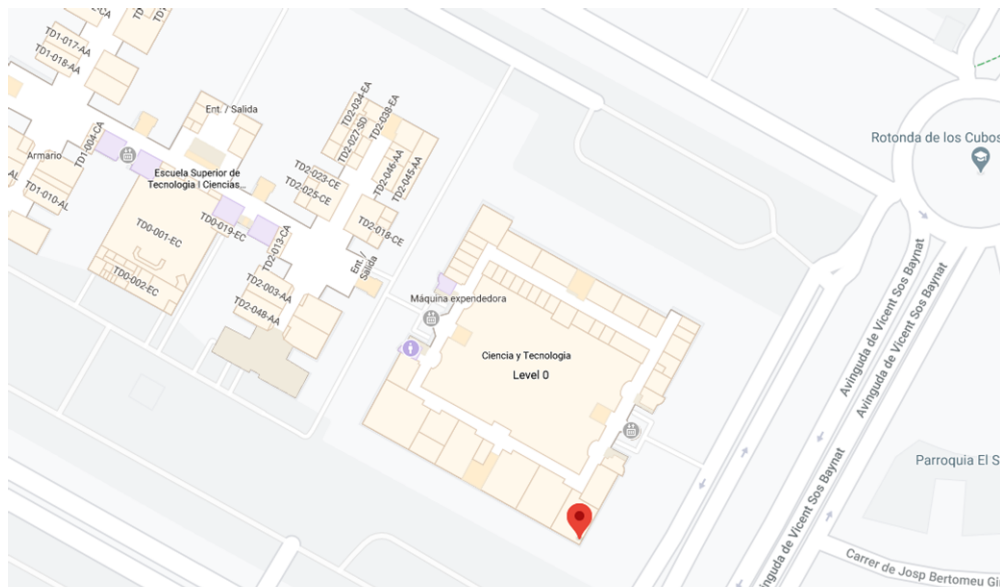


Figura 21: Localización geográfica de la planta fotovoltaica.

Con el objetivo de determinar los requisitos de diseño de un sistema de almacenamiento a instalar es necesaria la determinación de los desvíos entre la producción real de la instalación y la producción que se había previsto para la misma. Estas previsiones han sido obtenidas a partir de un modelo que será presentado en un primer apartado.

Seguidamente, se representará la evolución anual de las dos variables mencionadas para observar su tendencia a ser superiores o inferiores la una con respecto a la otra. Luego, se calcularán y representarán los desvíos, que resultan de la diferencia entre ambas variables. Finalmente, se representará la evolución de los costes de los desvíos y su variación horaria con respecto a los precios en el mercado diario. Este conjunto de apartados recoge datos que serán esenciales para la realización de los consiguientes análisis técnico y económico.

5.1. Modelo de predicción de la radiación real en un año sobre la planta

El modelo de predicción de la irradiación en el que se basa la instalación fotovoltaica estudiada para enviar sus ofertas de generación al operador del mercado ibérico es proporcionado por la ECMWF, European Centre for Medium-Range Weather Forecast. Se trata de una organización en la que participan 34 países, en su mayoría europeos, aunque también acoge a algunos países vecinos, y que tiene la labor, entre otras, de generar predicciones meteorológicas para sus países miembros. En el caso de que empresas privadas quieran adquirir estos datos deberán comprarlo y será la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) la encargada de funcionar como intermediaria en esta transacción.^[35]

Una de las labores que la ECMWF lleva a cabo es la creación de predicciones de la radiación solar. Para ello, elabora predicciones de distintos parámetros relacionados con esta, dado que dependiendo de dónde se quiera llevar a cabo la medida y si se quieren tener en cuenta unos parámetros u otros, se obtendrán unos resultados. Sobre la Figura 22 se pueden observar los distintos flujos de radiación solar.

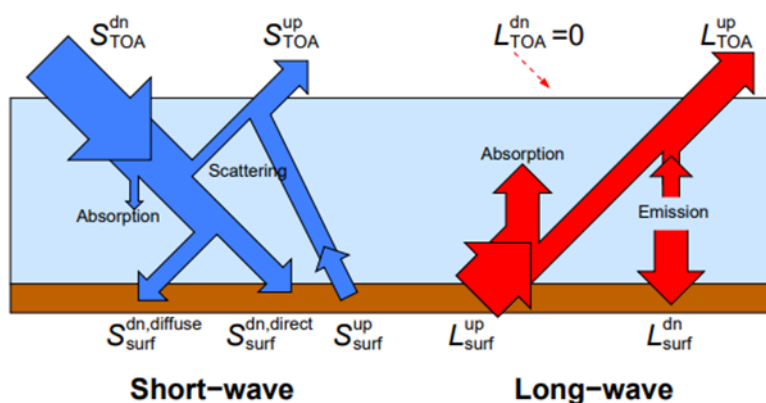


Figura 22: Flujos de radiación solar.

El área en azul representa la atmósfera y el área en marrón representa el suelo. Consecuentemente, todos aquellos flujos situados por encima de la atmósfera se denominan TOA (*Top-of-atmosphere*), mientras que todos aquellos situados por debajo del suelo se denominan SURF (*Surface fluxes*). Además, se diferencia entre *short-wave* (S) y *long-wave* (L). Se caracteriza como *short-wave* a la radiación emitida por el Sol, y posteriormente dispersada, absorbida o transmitida por la atmósfera y reflejada o absorbida por la superficie, mientras que *long-wave* es la radiación emitida y absorbida por la superficie o por gases, nubes y partículas dentro de la atmósfera.

A partir de estos flujos se definen las variables cuya diferencia se encuentra en que cada una de ellas tiene en cuenta unos fenómenos determinados. La variable que se ha escogido para llevar a cabo la predicción en este estudio es SSRD, *Surface Solar Radiation Downwards*, que viene definida por la Ecuación 1.

$$SSDN = S_{surf}^{dn,diffuse} + S_{surf}^{dn,direct} \quad (1)$$

Tal y como se puede deducir de la ecuación, la SSRD es la suma de los dos flujos solares, el directo y el difuso, que alcanzan la superficie tras haber atravesado la atmósfera. La radiación directa es aquella que proviene directamente del Sol mientras que la radiación difusa es aquella que emite la atmósfera tras haberse dispersado radiación solar directa en ella. ^[36]

Una vez conocida la variable sobre la que se realiza la predicción, es interesante saber cómo se seleccionan los datos y se tratan para finalmente crear un modelo que establezca un valor horario de irradiación solar. El modelo empleado se denomina *Set I: Atmospheric Model High Resolution 10-day Forecast*. Este modelo consiste en realizar, para los diez días que siguen al día de estudio, 4 ejecuciones de previsión lanzadas en ese mismo día de estudio: a las 00h00, a las 6h00, a las 12h00 y a las 18h00. Para estos 4 horarios, durante las primeras 90 horas los datos se calculan cada hora. Además, a las 00h00 y a las 12h00 también se realizan previsiones para las 150 horas restantes. Estas se calculan cada 3 horas para el periodo que se extiende desde la hora 93 hasta la hora 140, y cada 6 horas para el periodo que comprende desde la hora 146 hasta la hora 240. Cabe remarcar que 10 días equivalen a 240 horas. ^[37]

En este caso se han escogido los datos de la ejecución de las previsiones a las 00h00. De entre las 240 horas que predice este modelo, se escogen únicamente las primeras 24 horas y este proceso se repite cada día. De este modo se obtiene para cada día una previsión de la irradiación solar por hora, que se comparará con los valores de irradiación solar reales.

Con respecto a los valores de irradiación real, estos se han recogido cada 15 minutos. Cuando ha faltado algún dato, dado que en ocasiones el aparato de medida puede fallar, se toma el último valor de radiación medido. A continuación, se calcula la media de los 4 valores de radiación en una hora, para así poder establecer la comparación con los valores de predicción, que tienen una frecuencia horaria. Por ejemplo, se entiende que el valor de la radiación a las 9h00 de la mañana se calcula haciendo la media de los valores medidos a las 9h00, a las 9h15, a las 9h30 y a las 9h45.

En la Figura 23, se han representado en azul los datos reales de la irradiación solar recibida sobre la planta fotovoltaica, y en naranja, los datos de predicción de esta misma variable. Sobre el eje de las abscisas están representadas las horas del año, siendo las 00h00 del día 24 de junio de 2018 la hora 0, y las 23h00 del día 24 de junio de 2019 la hora 8760.

Sobre esta figura se evidencia que a lo largo de todo el año la irradiación que había sido predicha no siempre se corresponde con la irradiación que finalmente incide sobre los paneles fotovoltaicos de la instalación.

La evolución de este fenómeno a lo largo de una jornada se observa más fácilmente en la Figura 24, donde se ha ampliado la imagen, representando las mismas variables, pero solamente durante el primer día de estudio, es decir, durante la jornada del 23 de junio de 2018.

En ella, se puede observar que la curva de irradiación predicha es bastante suave. El pico de mayor irradiación se sitúa al mediodía dado que se trata de una instalación situada en el hemisferio norte y orientada hacia el sur, con lo que se predice que la curva va a tener esta forma. En contra, la irradiación real presenta algunos picos bruscos, que pueden darse debido, por ejemplo, al paso de nubes por encima de los paneles solares. Además, se puede observar que la predicción se ha adelantado en unos minutos con respecto a la realidad, por lo que se localizan los picos antes, ocasionando el arrastre de los desvíos.

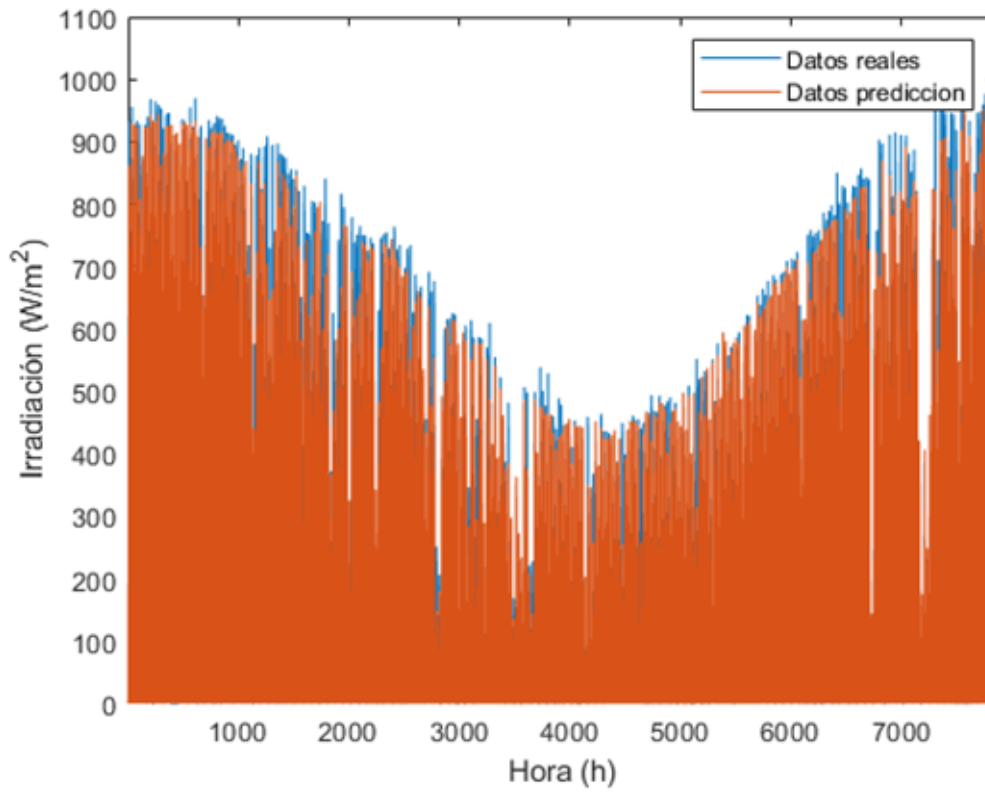


Figura 23: Modelo de irradiación predicha con respecto a la irradiación real.

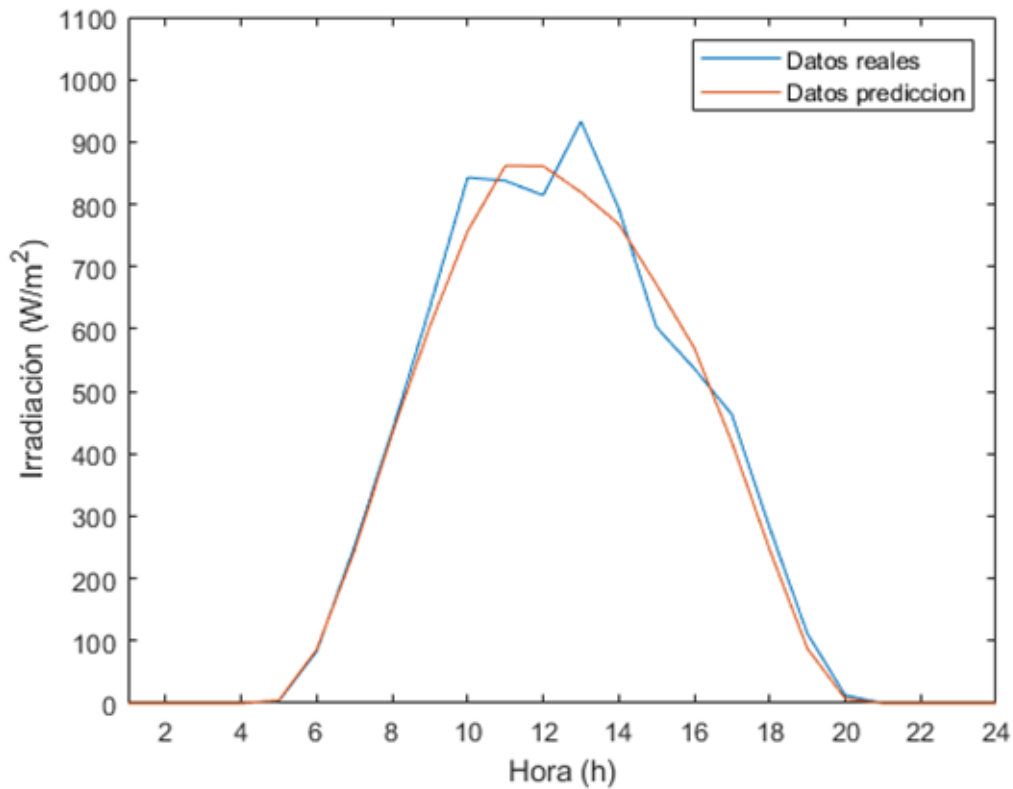


Figura 24: Modelo de irradiación predicha con respecto a la irradiación real. Ampliación a la primera semana de estudio.

Para poder observar mejor esta diferencia, los desvíos en potencia han sido representados sobre la Figura 25. Cabe indicar que la definición de desvío se ha establecido como la diferencia entre la potencia real generada y la potencia que se había previsto generar. Por lo tanto, cuando el desvío sea positivo, el sistema habrá generado más energía de lo que había previsto, y cuando sea negativo, el sistema habrá generado menor energía de lo previsto.

Una ampliación para la misma jornada que anteriormente, el 23 de junio de 2018, se ha representado en la Figura 26. Dado que los desvíos en irradiación son directamente proporcionales a los desvíos en potencia, cada pico positivo corresponde a un periodo en el que la irradiación real es mayor que la predicha, y cada pico negativo corresponde a un periodo en el que la irradiación predicha es mayor que la real. Comparando ambas figuras (24 y 26) se puede verificar esta correspondencia.

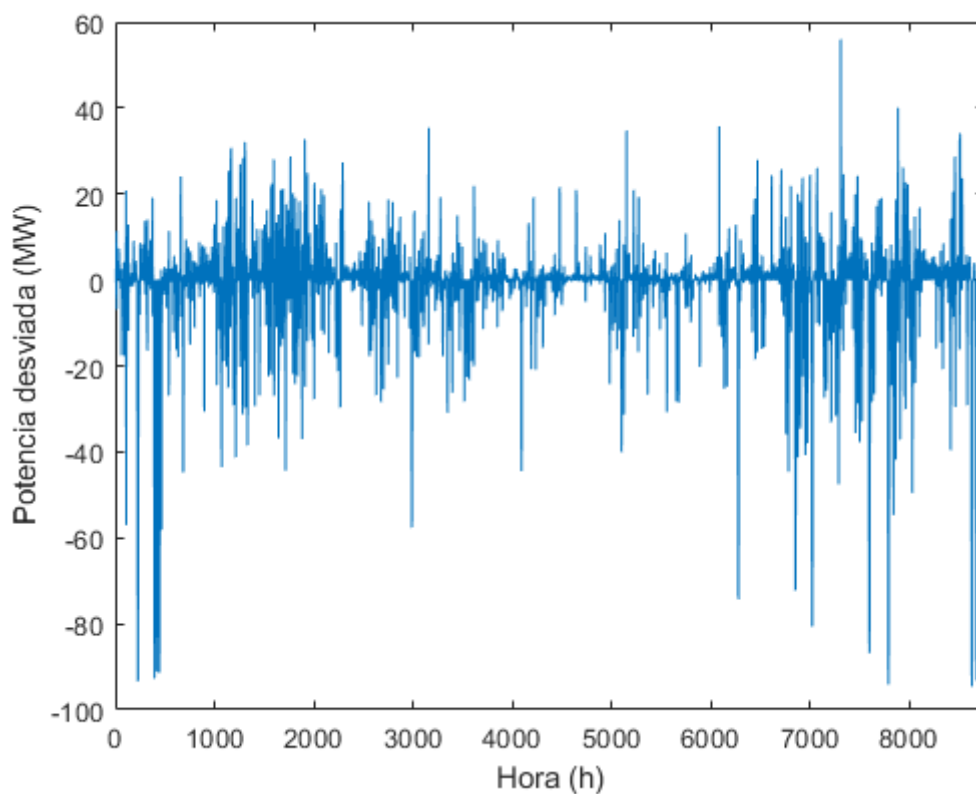


Figura 25: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real.

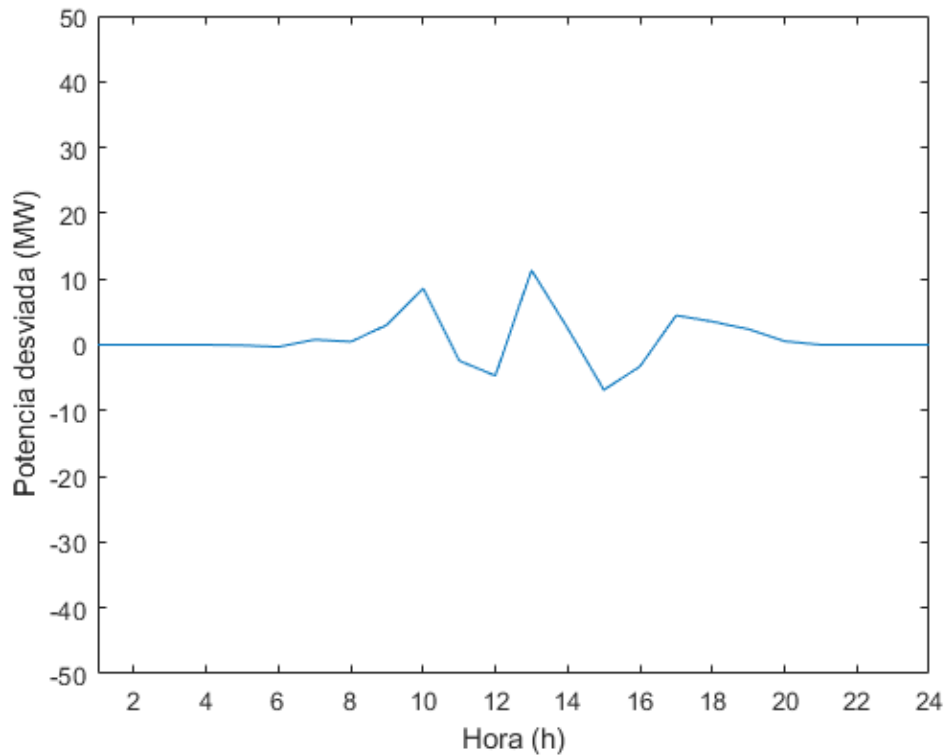


Figura 26: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real. Ampliación a la primera semana de estudio.

La presencia de dichos desvíos conlleva el deber hacer frente a unos costes extra cuando se trate de desvíos que no satisfacen las necesidades del sistema, tal y como ha sido explicado en el apartado 4.2.3. En las Figuras 27 y 28, se han representado estos desvíos en contra de las necesidades del sistema, para el periodo de estudio entero y para su primera jornada, respectivamente. Comparando la Figura 25 con la Figura 27, se puede observar una considerable disminución en el número de los desvíos totales, así como en la Figura 28 se puede observar que durante la primera jornada solamente se deberán liquidar dos desvíos, uno a subir a las 13 h y uno a bajar a la 15 h, ambos de valor inferior a 20 MW.

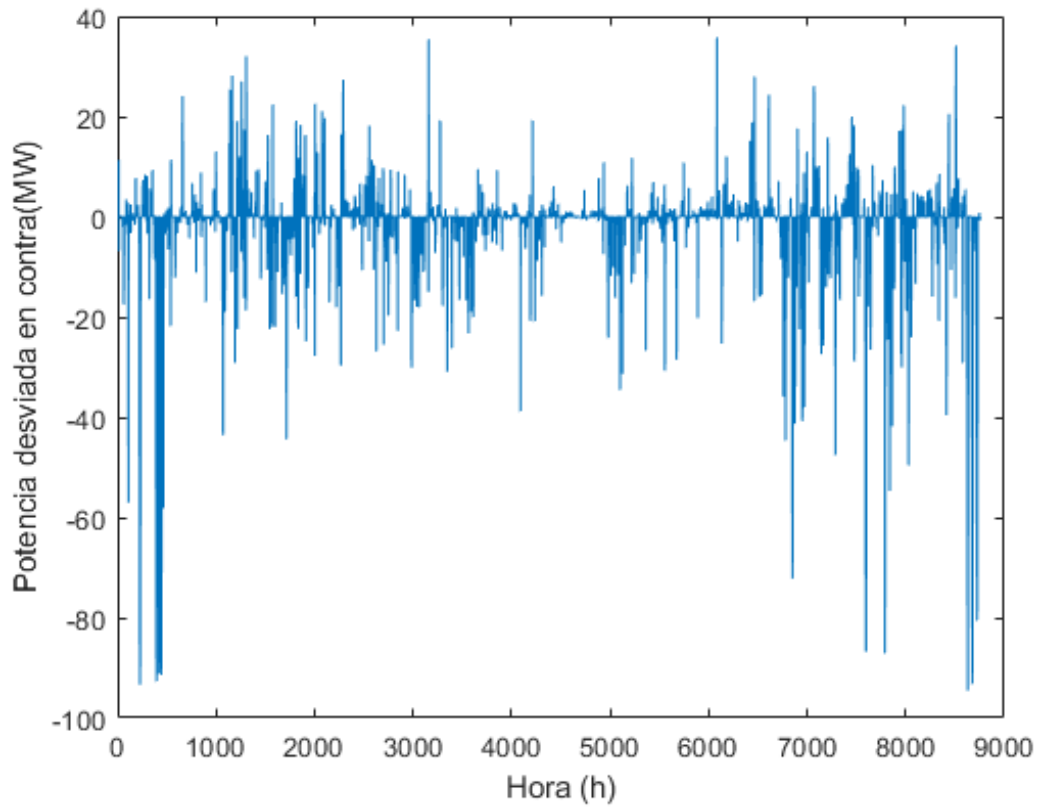


Figura 27: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real, en contra del sistema.

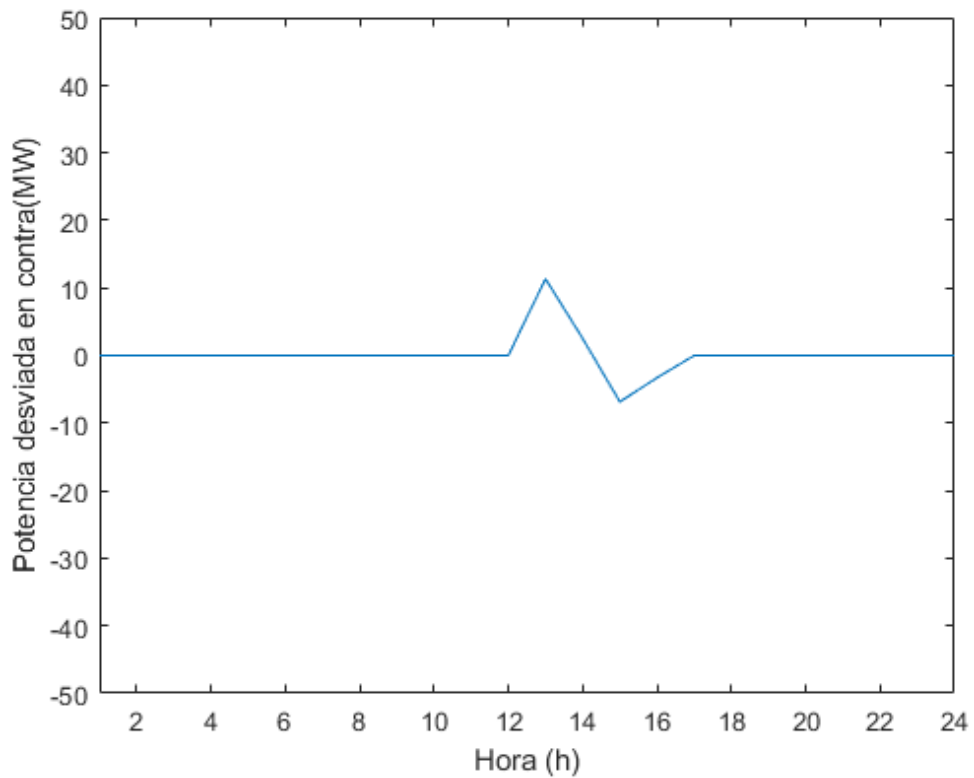


Figura 28: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real, en contra del sistema. Ampliación a la primera semana de estudio.

5.2. Proceso de liquidación de los desvíos en la planta

El cobro de la liquidación de los desvíos se realiza según dos factores: la necesidad del sistema y el sentido de los desvíos de cada una de las plantas generadoras. Un desvío es a subir cuando la oferta es mayor que la demanda, es decir, cuando la producción de la planta es mayor que la que se había previsto. Por el contrario, un desvío es a bajar cuando la oferta es menor que la demanda, es decir, cuando se ha producido menos energía de lo que se había previsto. La liquidación solo se tendrá que llevar a cabo en los casos en los que el desvío, sea a subir o sea a bajar, sea contrario a las necesidades del sistema. En el caso de que el desvío sea en la misma dirección de las necesidades del sistema, su precio será el del mercado diario.

Concretamente, en el caso de las energías renovables, estos desvíos no pueden ser controlados y por tanto es más probable que sean este tipo de tecnologías las que paguen mayores cantidades por desvíos en contra del sistema.

El coste de esta liquidación puede aumentar considerablemente el coste de la instalación. Por esta razón su cálculo es importante. A continuación, se va a explicar el procedimiento llevado a cabo para cada tipo de desvío en la instalación estudiada según la tendencia del sistema.

- Cuando el desvío es a subir:

Si el sistema necesita esta energía porque ha habido más demanda de que la se había previsto, este desvío no supone un sobre coste para el sistema. En el caso contrario, esta energía producida de más es vendida a un precio menor que el precio del mercado diario. El coste de la liquidación del desvío asumido por la planta de producción para la hora del desvío es:

$$\text{Coste liquidación (€)} = \text{Energía desviada (MWh)} * (\text{Precio mercado spot} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) - \text{Precio de los desvíos medidos a subir} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right)) \quad (2)$$

- Cuando el desvío es a bajar:

Si el sistema ha generado energía de más que no ha casado aún por falta de ofertas, este desvío no supone un sobre coste para el sistema. En el caso contrario, esta energía producida de menos deberá ser comprada a un precio mayor al precio del mercado diario. El coste de la liquidación del desvío asumido por la planta de producción para la hora del desvío es:

$$\text{Coste liquidación (€)} = \text{Energía desviada (MWh)} * (\text{Precio de los desvíos medidos a bajar} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) - \text{Precio mercado spot} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right)) \quad (3)$$

La evolución de los precios del mercado diario y del mercado de gestión de desvíos durante el periodo estudiado se han representado sobre la Figura 29. Esta representación sirve para facilitar la comprensión de los costes de liquidación que han sido explicados. Los datos han sido importados de la página web de esios.

Además, la posibilidad de representar los precios del mercado ampliados durante la primera jornada sirve para acabar de vincular todos los conceptos explicados. Esto se ha realizado sobre la Figura 30. Se puede observar que, durante un primer periodo, están representados únicamente el precio de la unidad de energía en el mercado spot y el precio de la unidad de energía medida a subir. Esto quiere decir que en este momento el sistema necesita ‘librarse’ de energía y que por tanto si se ha producido de menos no se penalizará haciendo pagar a la empresa generadora la unidad de energía que les falta al precio de los desvíos medidos a bajar. Se penalizará pagando menos a las empresas que generen de más con respecto a su programa y se hará al precio de los desvíos medidos a subir. Por el contrario, en el siguiente periodo en el que están representados únicamente el precio de la unidad de energía en el mercado spot y el precio de la unidad de energía medida a bajar, el sistema necesita adquirir energía y por tanto no penalizará pagándoles de menos a las empresas que generen de más. Se penalizará cobrando más a las empresas que generen de menos con respecto a su programa y se hará al precio de los desvíos medidos a bajar.

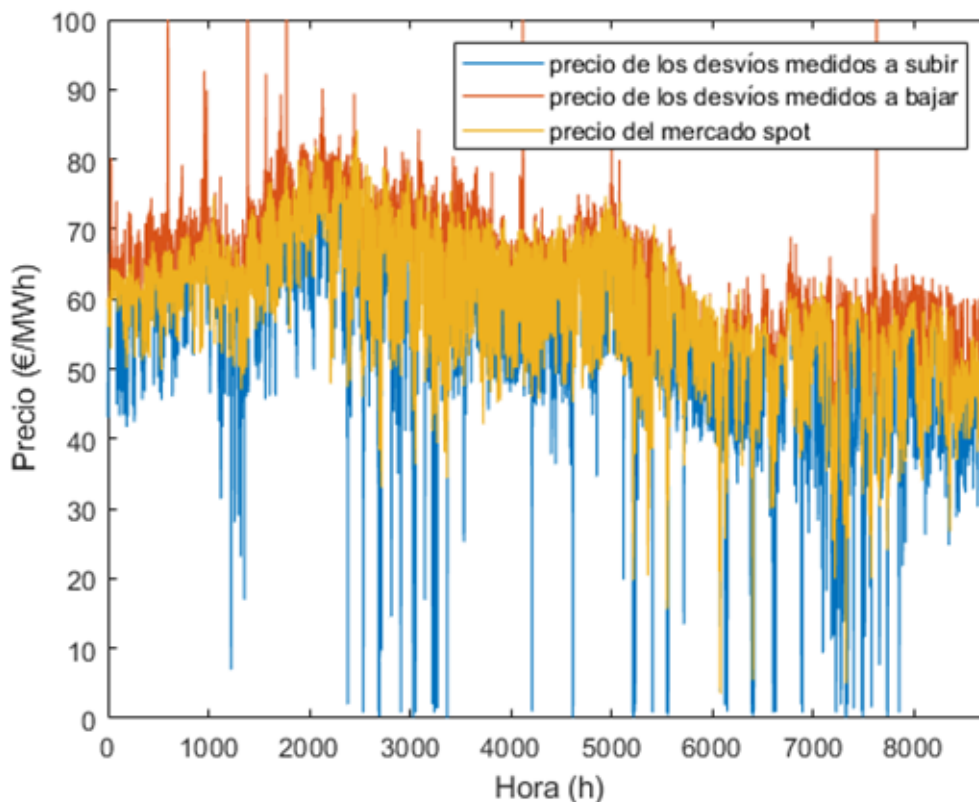


Figura 29: Evolución de los precios del mercado diario y de la gestión de los desvíos.

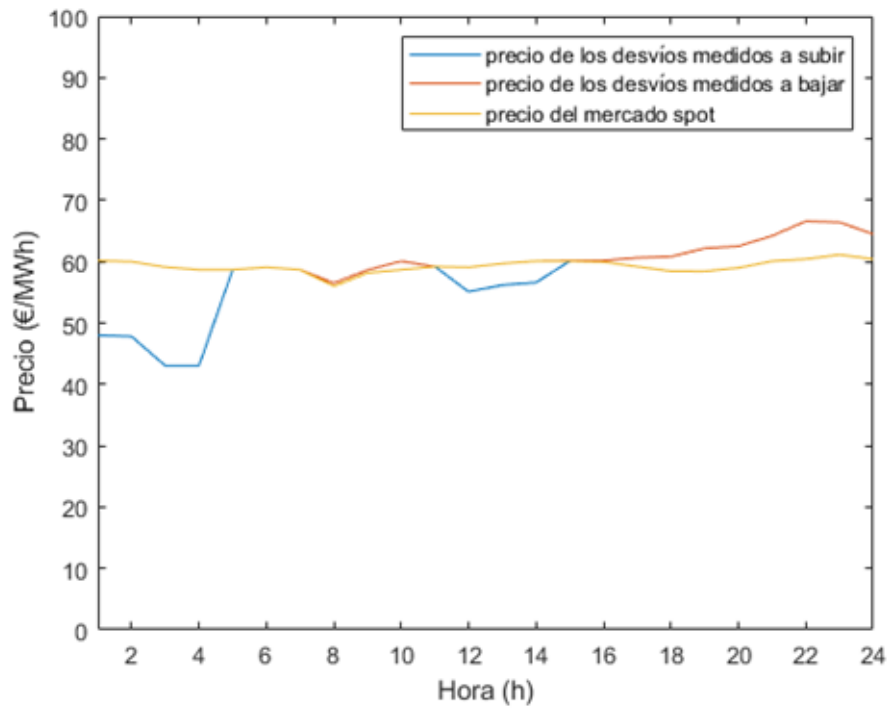


Figura 30: Evolución de los precios del mercado diario y de la gestión de los desvíos. Ampliación a la primera semana de estudio.

5.3. Desvíos potenciales del sistema

Una vez asumido que en las instalaciones de fotovoltaica es inevitable la generación de desvíos con respecto a la producción predicha, es interesante estudiar los periodos en los cuales el coste del desvío es muy elevado con respecto al coste de la unidad de energía (MWh) en el mercado spot. Durante estas horas se procurará reducir la presencia de desvíos ya que estos tendrán un alto coste que puede aumentar considerablemente las penalizaciones por desvíos de la instalación.

Para detectar estos periodos se ha generado un mapa de calor del coste de desvíos con respecto al precio del mercado spot diario en cada hora del año, variable que indica el porcentaje que se cobra de menos o se paga de más respecto al precio del mercado diario. El mapa, representado en la Figura 31, consiste en una representación en 3D de esta variable para cada una de las horas de todos los días del año considerados. Los datos se han descargado de la página web de esios para el periodo estudiado. La escala de color permite distinguir estos puntos de mayor porcentaje.

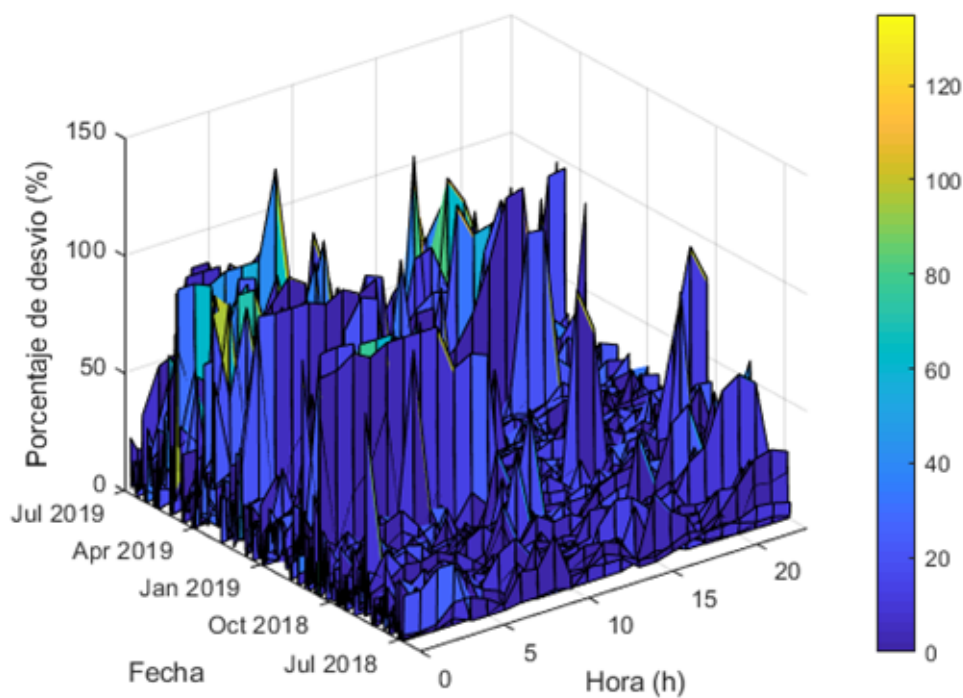


Figura 31: Mapa de calor sobre los desvíos potenciales en los precios de los mercados de desvíos con respecto al precio del mercado spot.

Es interesante fijar la atención en las horas en las que la variable supera el 100 %, es decir, cuando el precio fijado para el desvío supera al doble del precio del mercado en esa hora. Este estudio ha permitido identificar que estos casos se producen cuando en el sistema ha habido desvíos a la baja de forma masiva, y por tanto como esta energía que determinadas plantas no han sido capaces de producir a pesar de haberse comprometido a ello tiene que ser generada por otras empresas que la venden a un precio mucho más caro que el del mercado spot. Este fenómeno se da, a lo largo del año estudiado, únicamente en siete ocasiones, seis de las cuales son horas del mediodía de los meses de febrero, marzo y abril. Al tratarse de horas del mediodía, en las que se suele prever el pico en la generación fotovoltaica, este hecho no debería suponer un obstáculo económico para la instalación estudiada.

Por otro lado, cuando el coste de los desvíos contrarios del sistema se encuentra en torno al 100% se producen en la mayoría de las ocasiones cuando ha habido desvíos a subir de forma masiva. En estos casos, cuando una empresa se desvía produciendo más energía de la que había predicho, a pesar de que esta energía se inyectará de todas formas en la red eléctrica, la empresa generadora recibirá menos ingresos por ello. Este caso en el que el coste de los desvíos contrarios del sistema está al 100% implica que la producirá la electricidad sin recibir beneficio alguno. En este caso, este hecho se da durante las primeras horas de la mañana de los meses de invierno, y por tanto, no deberían afectar sobre la instalación estudiada ya que se trata de horas en las que no se prevé gran generación fotovoltaica.

6. Análisis de soluciones

Tal y como ya se ha avanzado, la solución técnica que se ha planteado en este trabajo para la disminución del coste ligado a los desvíos de la instalación fotovoltaica ha sido el almacenamiento de la energía. Para ello, en un principio, se han tenido en cuenta las características de las distintas alternativas, así como su adecuación a las necesidades del sistema cubierto. Una vez se ha escogido el sistema de almacenamiento electroquímico óptimo, se han planteado distintos métodos de operación o control sobre el mismo.

Nótese que la utilización de los sistemas de almacenamiento es junto al aumento de la interconexión internacional un factor clave para el incremento de la producción con energías renovables. A nivel europeo, estos dos proyectos están actualmente mucho más respaldados por la Unión Europea que años atrás debido a que son necesarios para poder alcanzar los objetivos que esta institución se ha planteado.

Una muestra de este apoyo es el prácticamente extinto programa Horizonte 2020. Este programa consistía en fomentar la investigación a nivel europeo, y comprendía el periodo entre los años 2014 y 2020. Sus objetivos principales fueron crear una ciencia de excelencia, desarrollar tecnologías y sus respectivas aplicaciones para mejorar la competitividad europea con respecto al resto de potencias mundiales y dedicar parte de esta investigación a las problemáticas que afectan a los ciudadanos europeos ^[38]. Para ello, contaron con un presupuesto inicial de 34.000 millones de euros invertidos en un inicio para el conjunto de los proyectos, de los cuales 1.340 millones de euros fueron asignados a proyectos de almacenamiento en la red o de movilidad de bajas emisiones. Posteriormente, en 2019, se añadirían a este presupuesto, 114 millones de euros para proyectos en baterías. ^[39]

6.1. Principio del almacenamiento de la energía

La energía eléctrica no puede ser almacenada como tal, sino que su almacenamiento consiste en la transformación de la energía eléctrica en otro tipo de energía como, por ejemplo, la energía química o la energía mecánica. Cuando vuelve a ser necesaria la energía eléctrica, la transformación se revierte. Este proceso tiene ligada una determinada eficiencia, siempre dependiente del método de almacenamiento empleado. Además, existen otros conceptos ligados a los sistemas de almacenamiento que cabe recalcar.

La capacidad nominal es la capacidad teórica del dispositivo de almacenamiento, mientras que la capacidad operativa es la capacidad que realmente tiene el dispositivo dado que en su mayoría todas ellas poseen un estado mínimo de carga, es decir, un porcentaje mínimo de carga que no permite que la batería se descargue completamente. Además, la capacidad operativa también está ligada a la eficiencia.

Las definiciones de capacidad operativa y de carga mínima son:

$$\begin{aligned} \text{Capacidad operativa (MWh)} = \\ \text{Capacidad nominal (MWh)} * (1 - \text{Estado Mínimo de Carga}) \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{Carga mínima (MWh)} = \text{Capacidad nominal (MWh)} * \text{Estado Mínimo de Carga} \end{aligned} \quad (5)$$

El Estado de Carga, o State of Charge (SOC), es el porcentaje de carga en el dispositivo en un instante dado con respecto a la capacidad nominal, mientras que la Profundidad de Descarga, o Depth of Discharge (DOD), es el porcentaje de descarga del dispositivo con respecto a la capacidad nominal en un instante dado.

Finalmente, el número de ciclos máximo de cualquier sistema de almacenamiento son el número de veces que el sistema se puede cargar y descargar completamente a lo largo de su vida.

6.2. Alternativas de almacenamiento

Las distintas tecnologías de almacenamiento se distinguen principalmente por el tipo de energía en la que se transforma la energía eléctrica durante el periodo de almacenamiento. Sin embargo, también existen otros factores como la capacidad de almacenamiento o el tiempo de carga y de descarga, que resultarán determinantes a la hora de escoger una tecnología u otra.

Partiendo de la clasificación según el tipo de energía de transformación, los sistemas de almacenamiento son, entre otros, los presentados a continuación.^[2]

- Almacenamiento en forma de energía hidráulica: saltos de agua artificiales.

La energía eléctrica excedente de las centrales de generación se utiliza para bombear agua desde un depósito de un embalse situado a un nivel bajo hasta un embalse artificial situado a mayor altura. La diferencia de altura entre estos dos embalses es habitualmente de 300 a 500 metros. Cuando se necesita la energía eléctrica se revierte el proceso, dado que las bombas encargadas de bombear el agua hasta el embalse superior son reversibles. Esta tecnología es la más madura.

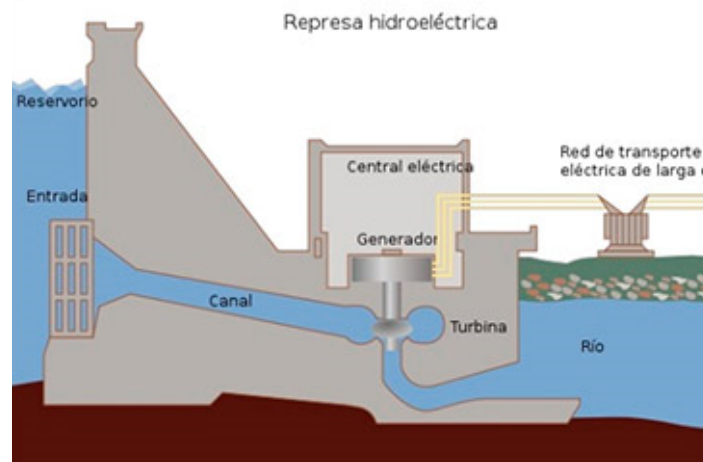


Figura 32: Almacenamiento en forma de energía hidráulica, salto de agua artificial.

- **Almacenamiento en forma de energía térmica: tanques de sales fundidas a altas temperaturas.**

Se trata de un sistema de almacenamiento propio de las centrales termo solares. Se utilizan espejos que concentran la radiación solar en un foco situado en lo alto de una torre atravesada por sales frías que se calientan al recibir esta radiación y se hacen pasar por un intercambiador que calienta agua para generar vapor que mueve una turbina generando electricidad. Cuando la demanda no es muy alta se almacenan las sales a altas temperaturas en tanques aislados térmicamente. Se estima que se puede cubrir la demanda hasta 5 horas más tarde de la puesta del Sol gracias a esta tecnología.

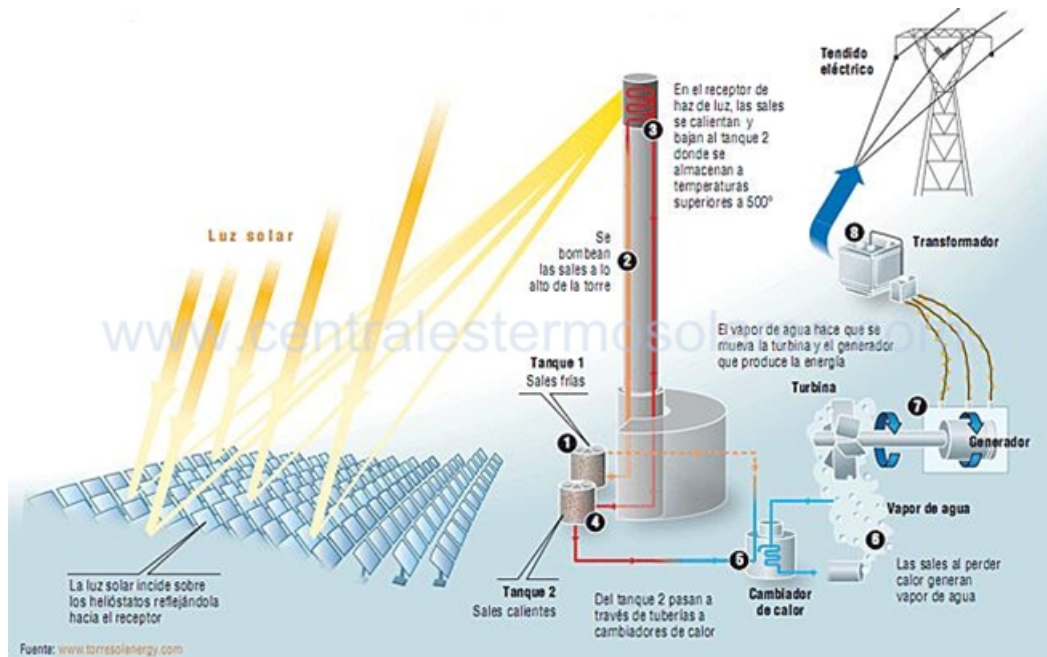


Figura 33: Almacenamiento en forma de energía térmica, tanques de sales fundidas a altas temperaturas.

- **Almacenamiento en forma de energía mecánica: volante de inercia.**

El volante de inercia es un sistema de almacenamiento mecánico que se sitúa típicamente sobre el cigüeñal y se encarga de estabilizar la velocidad del sistema mediante el almacenamiento de energía. En el caso de su aplicación para el almacenamiento de energía eléctrica, lo que se hace es utilizar esta energía en exceso para provocar la rotación del volante, convirtiéndola en energía cinética. Esta energía cinética es posteriormente transformada en energía eléctrica en un proceso inverso. La cantidad de energía almacenada en cada volante de inercia viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_{\text{volante de inercia}} = \frac{1}{2} * I * \omega^2 \quad (6)$$

Siendo I la masa angular del volante de inercia y ω su velocidad angular.

Este tipo de sistemas de almacenamiento se plantea para casos en los que se necesita un gran número de ciclos diarios, larga vida (más de 20 años o millones de ciclos), poco mantenimiento y respuesta rápida a la demanda en almacenamiento o entrega de energía.

La importancia del material del rotor recae en que un motor más pesado implica una velocidad de rotación inferior.

Su eficiencia de transformación de un tipo de energía en otros varía entre el 85% y el 90% según el modelo. ^[40]

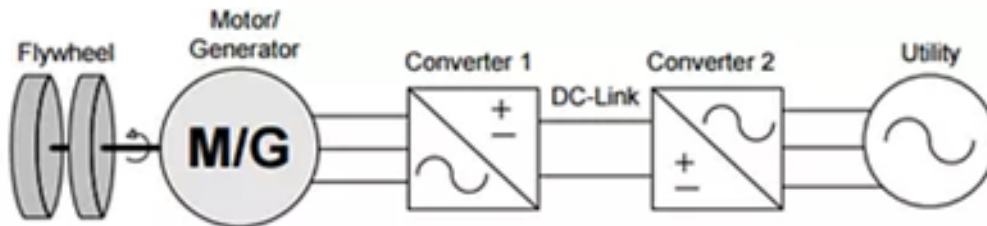


Figura 34: Almacenamiento en forma de energía mecánica, volante de inercia.

- Almacenamiento en forma de aire comprimido.

El almacenamiento en aire comprimido, también conocido como CAES (Compressed Air Energy Storage), se basa en el uso de la energía excedente para comprimir el aire en tanques situados en el subsuelo. Cuando se requiere de esta energía almacenada, se emplea el aire para hacer girar un generador que produce de nuevo la energía eléctrica. ^[41]

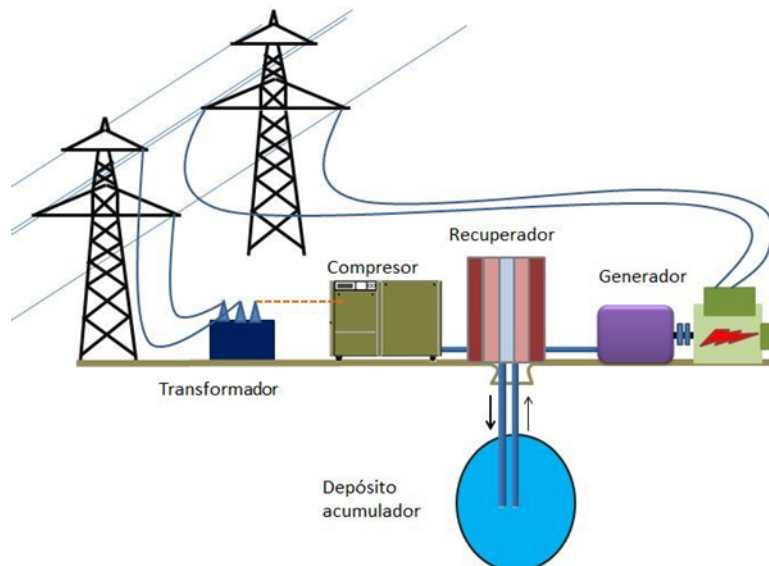


Figura 35: Almacenamiento en forma de aire comprimido.

- **Almacenamiento en forma de energía química: baterías y supercondensadores.**

Las baterías almacenan la energía química en energía eléctrica a través de procesos electroquímicos. Estas baterías, también conocidas como baterías secundarias, realizan también la transformación opuesta. ^[42]

Las tecnologías más comercializadas actualmente son las baterías de plomo-ácido, níquel-hierro, níquel-cadmio, níquel-hidruro metálico, iones de litio, y polímero de litio. Entre estas destacan las baterías de ion-litio por su elevada densidad de energía y potencia específica. Además, tienen altas eficiencias de transformación, del orden de 99%, y no tienen efecto memoria. Este es un fenómeno que reduce la capacidad de las baterías con cargas incompletas, degradando la capacidad de operación de la batería para cargas posteriores y se da cuando una batería que no ha sido totalmente descargada se vuelve a cargar. Esta segunda carga sobre una batería parcialmente cargada hace que se creen unos cristales en su interior que reducen su capacidad de funcionamiento. ^[43]

Además, entre las baterías de ion-litio, se distinguen seis familias: litio cobalto oxido (LCO), litio metal fosfato (LFP), litio níquel cobalto aluminio oxido (NCA), litio manganeso oxido (LMO), litio níquel manganeso (NMC) y litio titanio (LTO). Las propiedades de estas seis familias de baterías de ion litio se muestran en la Figura 36. ^[40]

	LCO	LMO	LFP	NMC	NCA	LTO	
Specific Energy (Wh/kg)	Yellow	Red	Red	Green	Dark Green	Red	
Specific Power (W/kg)	Yellow	Green	Dark Green	Green	Green	Dark Green	
Life cycles	Red	Red	Green	Yellow	Red	Dark Green	
Safety	Red	Light Green	Green	Yellow	Red	Green	
Stability/Performance	Light Green	Red	Green	Green	Green	Green	
Cost (€/Wh)	Red	Yellow	Yellow	Light Green	Light Green	Red	
Grading of the characteristics:	Excellent	Very good	Good	Medium	Bad	Very bad	Awful
	Dark Green	Green	Light Green	Yellow	Orange	Red	Dark Red

Figura 36: Comparativa de propiedades de las distintas familias de baterías de ion litio.

Las tecnologías han sido ordenadas, de izquierda a derecha, según su antigüedad de uso.

Los diferentes aspectos en los que se les ha evaluado son: la energía específica, la potencia específica, el número de ciclos a lo largo de su vida, la seguridad, el funcionamiento y el coste.

La potencia específica se define como la potencia por unidad de masa mientras que la energía específica se define como la cantidad de energía almacenable o entregable por unidad de masa. Por ejemplo, las tecnologías de LFP y LTO alcanzan altas potencias, pero su capacidad de entrega o almacenaje de dicha potencia es baja. ^[44]

En lo relativo a los supercondensadores, el principio de funcionamiento consiste en el almacenamiento de la energía en forma de campo eléctrico dentro de un condensador de potencia.

La cantidad de energía almacenada en cada supercondensador viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_{\text{supercondensador}} = \frac{1}{2} * C * V^2 \quad (7)$$

Siendo C la capacitancia y V el voltaje.

Cuando un supercondensador intercambia energía con la red, su voltaje varía y la energía absorbida o entregada depende del valor de la capacitancia y de la diferencia de cuadrados entre el nuevo y el anterior voltaje.

Otros datos para destacar son la eficiencia de transformación, que varía entre el 92% y el 98% según el modelo, y el ratio de auto descarga diario, que tiene un valor de aproximadamente el 15%. Esta cifra es muy elevada dado que significa que el 15% de la energía almacenada diariamente se pierde. ^[33]

Como ya se podrá evidenciar en la Figura 39, tienen una potencia mucho mayor a las de las baterías y además tienen rápidas respuestas a la demanda en energía, sin embargo, su capacidad de almacenamiento es mucho menor. Otra desventaja es que a pesar de que los valores de capacitancia han aumentado durante los últimos años, los valores de voltaje son muy pequeños, del orden de 3 V por unidad de almacenaje. Esto implica que para poder almacenar cantidades elevadas de energía se debe conectar varios condensadores en serie, lo que, además de ser más costoso aumenta el riesgo de fallo en el sistema dado que el fallo de un único supercondensador puede arriesgar el funcionamiento del conjunto.

- Almacenamiento en forma de hidrógeno: pilas de combustible.

El almacenamiento en forma de hidrógeno consiste en la transformación de la electricidad generada en exceso en hidrógeno y oxígeno mediante una reacción química con el agua. Esta reacción se conoce como hidrólisis. La reacción inversa se realiza mediante una pila de combustible. Con este sistema, se pueden alcanzar rendimientos de transformación de hasta el 50%, y rendimientos globales de hasta el 85% si se aprovecha el calor generado por la pila (cogeneración).

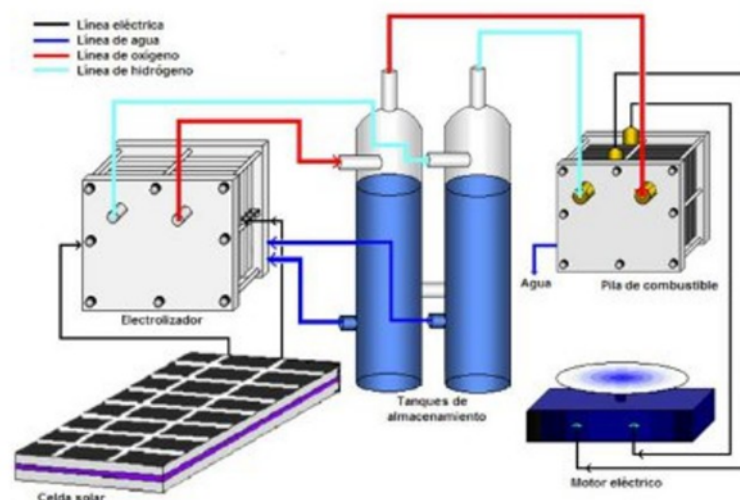


Figura 37: Almacenamiento en forma de hidrógeno, pila de combustible.

En lo que respecta al potencial de almacenamiento de las tecnologías que han sido expuestas, la Figura 39 ^[44] consiste en un diagrama en el que estas tecnologías se clasifican según su densidad másica de potencia o potencia específica (eje horizontal) y su densidad másica de energía o energía específica (eje vertical). Las líneas transversales representan el tiempo de descarga. Este diagrama se llama diagrama de Ragone. Estos tres factores son clave para la decisión del tipo de tecnología adecuada a cada sistema de generación.

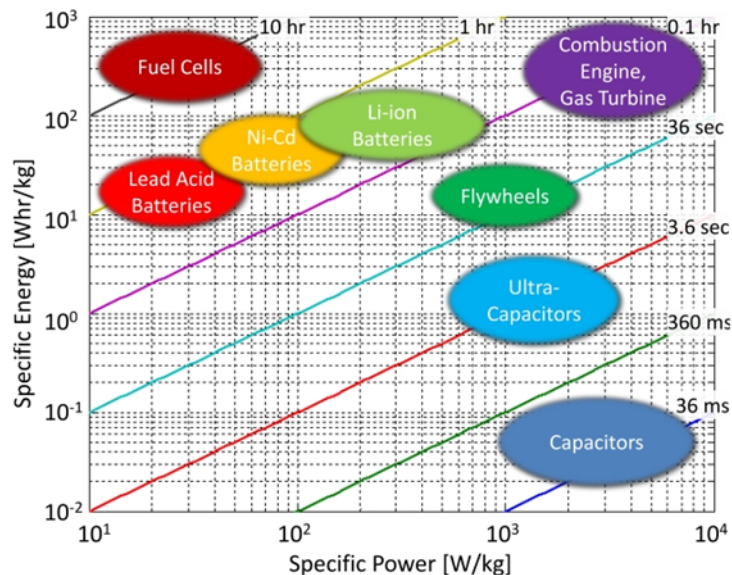


Figura 39: Diagrama de Ragone.*

Anteriormente se ha hablado del programa Horizonte 2020 para el fomento de la investigación en distintos campos que aún están por desarrollar. La Figura 40 ^[39] incluye una gráfica sobre la que se ha representado la inversión en el proyecto Horizonte 2020 según el tipo de tecnología investigada. Estos porcentajes indican indirectamente cuáles son las tecnologías sobre las que se espera obtener mayores avances en los próximos años y cuáles son las que representan los intereses futuros, dado que son estas en las que mayores cantidades de dinero se ha invertido.

Como puede ser observado, un alto porcentaje de la inversión en sistemas de almacenamiento ha sido destinada a las pilas de combustible o de hidrógeno, y otro alto porcentaje a las baterías y supercondensadores, especialmente a las baterías de iones de litio, las cuales han recibido más de la mitad de esta beca.

* *Flywheel*: volante de inercia, *Ultra-capacitor*: supercondensador, *Combustion engine*: motor de combustión, *Gas turbine*: turbina de gas, *Fuel cell*: pila de combustible.

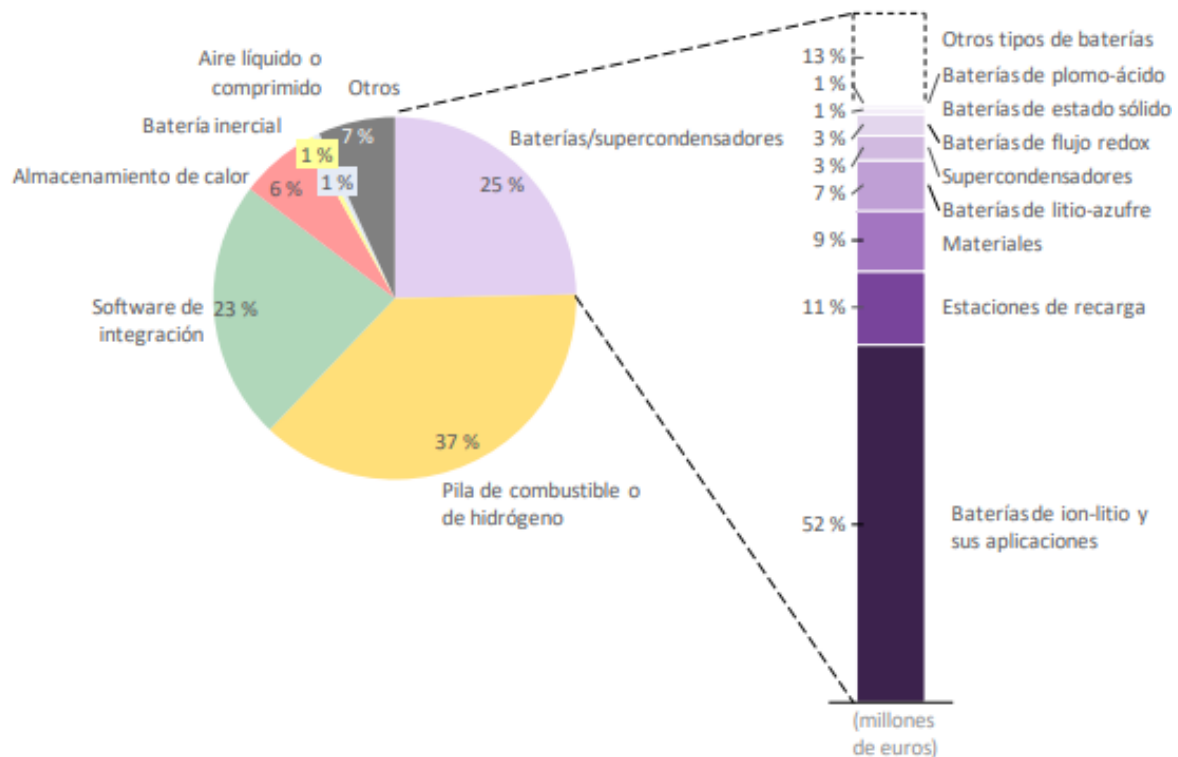


Figura 40: Inversión económica por Horizonte 2020 en las distintas tecnologías de almacenamiento.

En el caso de la planta fotovoltaica estudiada se ha considerado que el sistema de almacenamiento ideal es una batería de ion-litio. Sobre el diagrama de Ragone, se puede observar que se trata de un dispositivo que es capaz de almacenar grandes cantidades de energía. Como inconvenientes, se trata de una tecnología que no se caracteriza por su rapidez de descarga, que no tolera bien las temperaturas elevadas y que además se considera que sigue siendo cara para muchas aplicaciones. Sin embargo, puede ser ya afirmado que las necesidades futuras de descarbonización impulsarán, y están ya impulsando, la investigación y el desarrollo de esta tecnología, lo que además de mejoras con respecto a sus propiedades actuales provocará la disminución de su precio. Concretamente, se ha observado que cada vez que la producción en este tipo de baterías se ha doblado, se ha producido una disminución del 21% respecto a su coste anterior.

En base a las necesidades de la instalación y a las propiedades de cada una de las familias de baterías de ion litio que han sido presentadas, en una posterior discusión se analizará, en el apartado del análisis económico, cuál de las familias es la más adecuada.

7. Resultados finales

Una vez escogida la tecnología de almacenamiento que va a ser estudiada para la compensación de los desvíos de la planta fotovoltaica, se han planteado distintas posibilidades de control y operación de la planta para resolver cuál se adapta mejor a las necesidades del sistema en base a los distintos conceptos que se han explicado anteriormente alrededor de esta tecnología. Estas se explicarán a continuación junto con la metodología de resolución empleada en los cálculos realizados a través de la herramienta de cálculo Matlab y las variables a partir de las que se han obtenido los resultados principales del estudio. Posteriormente, se expondrán los resultados.

7.1. Alternativas de operación de las baterías

Las alternativas de operación de las baterías son las variables con las que se ha ido jugando con la finalidad de determinar su adecuación al sistema estudiado. Estas son, básicamente: la capacidad nominal del sistema de almacenamiento y el porcentaje de inicialización de la batería en la primera hora de estudio.

- Capacidad del sistema de almacenamiento (MWh):

La capacidad de almacenamiento de la batería es el factor principal que define la energía máxima que podrá ser almacenada por la misma. Asimismo, una vez la batería está cargada, indica la cantidad máxima de energía que ésta puede dar al sistema.

Una vez calculados los desvíos horarios máximos, se han planteado distintas capacidades de batería, todas ellas capaces teóricamente de cubrir los máximos desvíos de potencia tanto a subir como a bajar en el sistema por hora. Evidentemente, el hecho de que la batería pueda o no pueda cubrir un desvío dependerá de su carga en la hora anterior y del sentido del desvío. La batería nunca podrá cargarse más allá de su capacidad operativa ni descargarse más allá de su estado mínimo de carga.

- Inicialización de la batería: Porcentaje y método.

La inicialización de la batería consiste en la carga o descarga con respecto a la hora anterior del dispositivo a un valor determinado que se considera óptimo para las necesidades del sistema.

Este proceso implica un coste si se trata de una carga, ya que esta energía debe ser comprada a la red. Por el contrario, si se debe descargar la batería esta energía es vendida a la red y por lo tanto se considera un ahorro. Se considerará que ambas transacciones son realizadas a precio del mercado spot de la hora estudiada.

$$\text{Coste inicialización (€)} = \pm \text{Precio Mercado Spot} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) * \text{Energía a cargar / descargar} \quad (8)$$

7.2. Método de almacenamiento

Se han planteado dos modos de almacenamiento de la energía derivada de los desvíos de la instalación fotovoltaica con respecto al modelo de predicción empleado.

El primero de ellos consiste en dejar simplemente que las baterías almacenen y entreguen la energía desviada, tanto aquella desviada a favor o como aquella desviada en contra de las necesidades del sistema, por sí solas sin necesidad de cargarlas o descargarlas. Su carga inicial se corresponde con el estado mínimo de carga y en caso de cargarse completamente, lo hará como máximo al valor de la capacidad operativa. A pesar de que puede que no alcance los mejores resultados, este método evitará los costes derivados de la inicialización de una batería de tan elevada capacidad como las que se van a tratar. Se realizará el estudio con cinco capacidades de batería distintas.

El segundo método consiste en la inicialización diaria de la batería a un porcentaje de carga dado. Además de funcionar del mismo modo que en el caso explicado anteriormente, la batería se cargará o descargará diariamente a un estado determinado. Para ello se probará con cinco estados de carga diferentes, el 5% (estado mínimo de carga), el 25%, el 50%, el 75% y el 100% (capacidad operativa), todos ellos con respecto a la capacidad operativa de la batería. El estudio se llevará a cabo para las mismas cinco capacidades de batería que anteriormente. Este modo de funcionamiento implica el tener que comprar o vender energía diariamente con el fin de alcanzar el estado de carga deseado. La acción se lleva a cabo a medianoche, una hora en la que la planta permanece parada debido a que no es una hora de producción fotovoltaica, con lo que podría aprovecharse para cargar o descargar la batería.

Para realizar los cálculos en Matlab, que han sido adjuntados en anexo, se han distinguido tres tipos de desvíos: los desvíos a subir, que son valores positivos según la definición que se le ha dado al desvío, los desvíos a bajar, que son negativos, y los desvíos nulos, que son las horas en las que la irradiación real cumple con lo predicho.

Cuando un desvío es positivo, se estudia si la suma de su estado de carga en la hora anterior más el desvío de la hora presente es mayor o menor que la capacidad operativa de la batería. En caso de que dicha suma sea menor, toda la potencia desviada puede ser almacenada en la batería con lo que la carga de la batería pasa a ser el resultado de dicha operación y las pérdidas por liquidación son nulas. En el caso contrario, la batería se carga hasta alcanzar su máximo, la capacidad operativa, y la diferencia entre la potencia desviada y el desvío compensado debe ser liquidada, generando unas pérdidas.

Cuando un desvío es negativo, se estudia si la suma de su estado de carga en la hora anterior más el desvío de la hora presente es mayor o menor que la carga mínima de la batería. En caso de que dicha suma sea mayor, toda la potencia desviada puede ser entregada al sistema por la batería con lo que la carga de la batería pasa a ser el resultado de dicha operación y las pérdidas por liquidación son nulas. En el caso contrario, la batería se descarga hasta alcanzar su mínimo de carga y la diferencia entre la potencia desviada y el desvío compensado debe ser liquidada, generando unas pérdidas.

De tratarse de un desvío nulo la carga continúa siendo igual a la de la hora anterior con lo que únicamente es interesante definirlos por separado en el caso de la metodología de inicialización diaria dónde de coincidir con una de las primeras horas de cada día deberá tenerse en cuenta el coste de su inicialización.

En el segundo de los métodos, para cada uno de los tipos de desvíos se distingue si la hora estudiada es la primera hora de estudio, la primera hora de alguno de los días del estudio o una del resto de horas dado que el valor de su coste de inicialización dependerá de ello. Si se trata de cualquier hora que no sea la medianoche, esta variable será nula, y de lo contrario deberá calcularse su precio que puede ser positivo o negativo dependiendo si se vende o si se compra potencia, respectivamente.

Además, en cada ocasión se distingue si el desvío cubierto es a favor o en contra de las necesidades del sistema para el posterior cálculo de los porcentajes de desvíos cubiertos, que servirán como resultado principal del estudio. Para ello, se comprueba si el desvío genera costes de liquidación, un cálculo que se ha realizado anteriormente y que permite distinguir fácilmente de qué clase de desvío se trata.

En cuanto a la presentación de los resultados, se va a realizar una comparativa de los resultados de porcentaje de desvíos totales cubiertos, porcentaje de desvíos en contra cubiertos y los costes de liquidación causados por los desvíos no cubiertos. A esto se suman los costes de inicialización, en el segundo método.

La definición del porcentaje de desvíos cubiertos viene dada por la Ecuación 9, mientras que la definición del porcentaje de desvíos en contra cubiertos viene dada por la Ecuación 10. Los costes de liquidación de los desvíos no cubiertos se corresponden con el sumatorio de los costes horarios de la liquidación de aquellos desvíos que no se llegan a cubrir por la batería. Este valor viene definido por las Ecuaciones 2 y 3.

$$\text{Porcentaje desvíos cubiertos (\%)} = \frac{\sum \text{Desvíos cubiertos (MWh)}}{\sum \text{Desvíos totales (MWh)}} \quad (9)$$

$$\text{Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (\%)} = \frac{\sum \text{Desvíos en contra cubiertos (MWh)}}{\sum \text{Desvíos en contra totales (MWh)}} \quad (10)$$

Cabe comentar con qué capacidades de batería se ha decidido trabajar. Tal y como se ha explicado anteriormente, se han planteado capacidades de batería capaces de cubrir los desvíos máximos por hora tanto a subir como a bajar en la instalación. Estos son, 55,97 MWh a subir y 94,55 MWh a bajar. Estos valores significan respectivamente la energía máxima por hora que se le va a pedir almacenar a la batería por hora y la energía máxima que la batería va a tener que entregar a la red por hora. Aun así, la capacidad horaria de la batería dependerá de la carga en la batería en la hora anterior. Es por esta razón que se tiende a probar con capacidades nominales de batería mayores que las de estos desvíos máximos, para que en el caso de que la batería no estuviera cargada del todo pudiera llegar a entregar los 95 MWh o que en el caso de que no estuviera descargada del todo pudiera llegar a almacenar los 56 MWh. Para ello se ha llevado a cabo el estudio con las siguientes capacidades: 150 MWh, 200 MWh, 250 MWh, 300 MWh y 400 MWh.

Para todos los casos se toma un estado mínimo de carga del 5%. Esto implica que la capacidad operativa de la batería sea cual sea su capacidad nominal será:

$$\text{Capacidad operativa (MWh)} = 0,95 * \text{Capacidad nominal (MWh)}$$

Y su carga mínima será:

$$Carga\ mínima\ (MWh) = 0,05 * Capacidad\ nominal\ (MWh)$$

A pesar de que en un primer razonamiento ya se pueda determinar que será aquella batería de mayor capacidad nominal la que obtendrá finalmente los mejores resultados, es interesante ver hasta qué punto estos resultados son mejores que otras baterías de menor capacidad dado que el precio del sistema de almacenamiento aumenta considerablemente de una capacidad a otra.

7.2.1. Método de almacenamiento de la energía sin inicialización diaria

El procedimiento que se ha descrito anteriormente como el primer modelo de almacenamiento ha permitido alcanzar los resultados que se muestran a continuación. Los resultados principales se encuentran recogidos en una tabla al final de cada subapartado. Cada uno de estos subapartados corresponde a una capacidad de almacenamiento de batería estudiada. Además, se han elaborado gráficas de las variables de carga, porcentaje de desvíos totales cubiertos y porcentaje de desvíos en contra de las necesidades del sistema cubiertos, con el objetivo de obtener una imagen más visual del funcionamiento de los sistemas de almacenamiento. Finalmente, se ha realizado una discusión acerca de los mismos.

7.2.1.1. Batería de 150 MWh

La Figura 41 muestra el estado de carga de una batería de capacidad nominal de 150 MWh.

Se puede observar que la batería se carga y descarga al máximo de su capacidad en repetidas ocasiones. Este hecho indica que esta capacidad de batería no llegará a cubrir todos los desvíos ya que cuando se descarga o carga al máximo, parte del desvío a bajar o a subir respectivamente, no es cubierto por falta de capacidad. Se esperan mayores porcentajes de desvíos cubiertos para superiores capacidades de batería. Sus máximos de carga y de descarga son la capacidad operativa y la carga mínima, respectivamente.

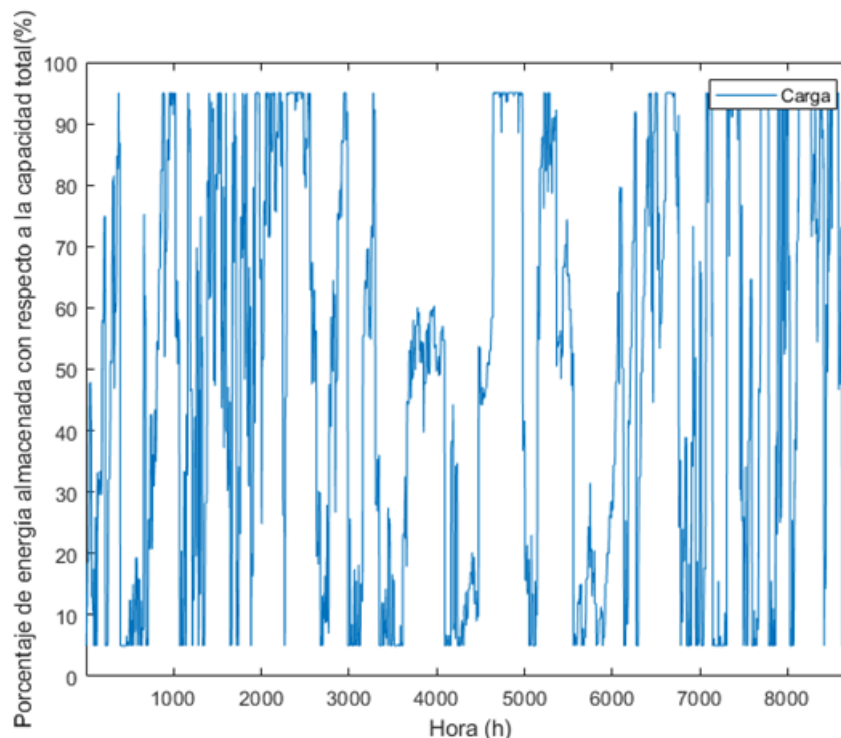


Figura 41: Porcentaje de carga anual de la batería de 150 MWh.

La Figura 42 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 150 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema. Se puede observar que esta capacidad de batería puede llegar a cubrir la gran mayoría de los desvíos a subir de la instalación, sin embargo, gran parte de los desvíos a bajar quedan lejos de ser entregados. Esto se debe a la magnitud de los segundos, que, en ocasiones, alcanzan valores de casi 100 MWh.

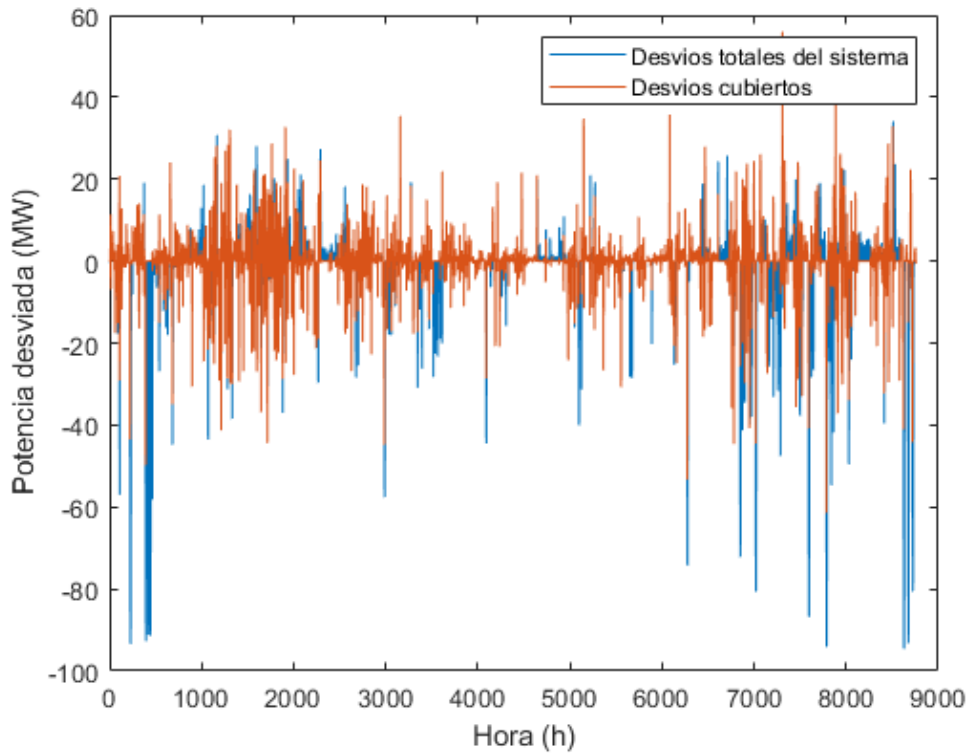


Figura 42: Desvíos totales cubiertos por la batería de 150 MWh.

Dentro de los desvíos cubiertos, en la Figura 43 se han querido representar aquellos que iban en contra de las necesidades del sistema y que han sido cubiertos, con respecto al total de los mismos.

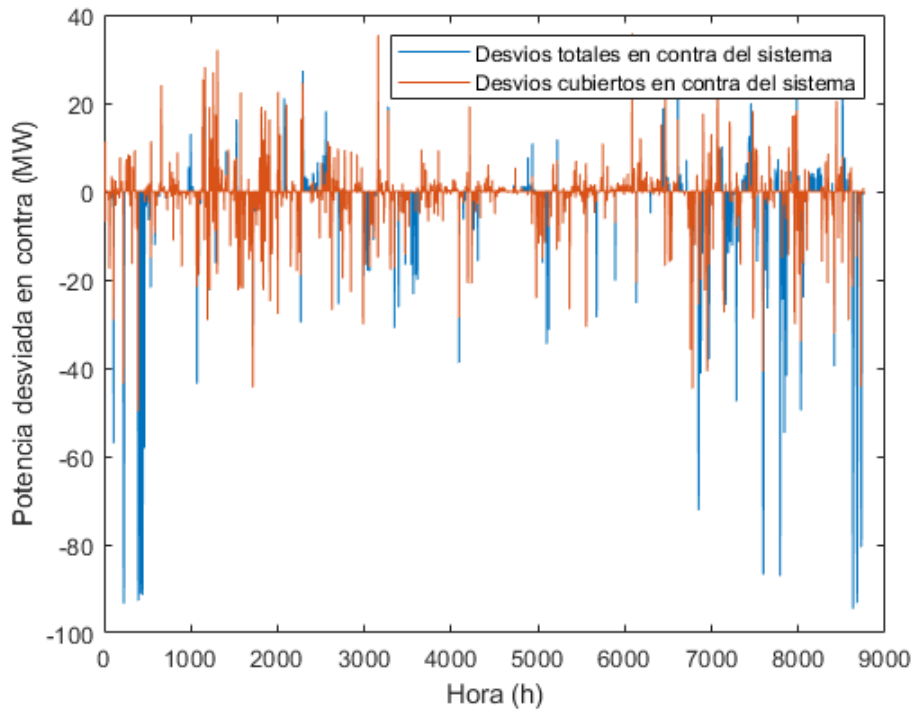


Figura 43: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 150 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos y de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos para una batería de 150 MWh se muestran en la Tabla 1.

Porcentaje de desvíos totales cubierto (%)	Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	Liquidación de desvíos no cubiertos (€)
53	46,1	65.557

Tabla 1: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 150 MWh.

7.2.1.2. Batería de capacidad de 200 MWh

La Figura 44 muestra el estado de carga de una batería de capacidad nominal de 200 MWh.

Tal y como ocurría en el caso anterior, la batería se carga y descarga al máximo de su capacidad en repetidas ocasiones, siendo sus máximos de carga y de descarga, la capacidad operativa y la carga mínima, respectivamente. Aun así, a medida que la capacidad de la batería aumenta, el número de estas cargas y descargas completas irá disminuyendo. Este hecho ya se puede observar en esta Figura 44 si se compara con la Figura 41 pero será más notable en los siguientes apartados.

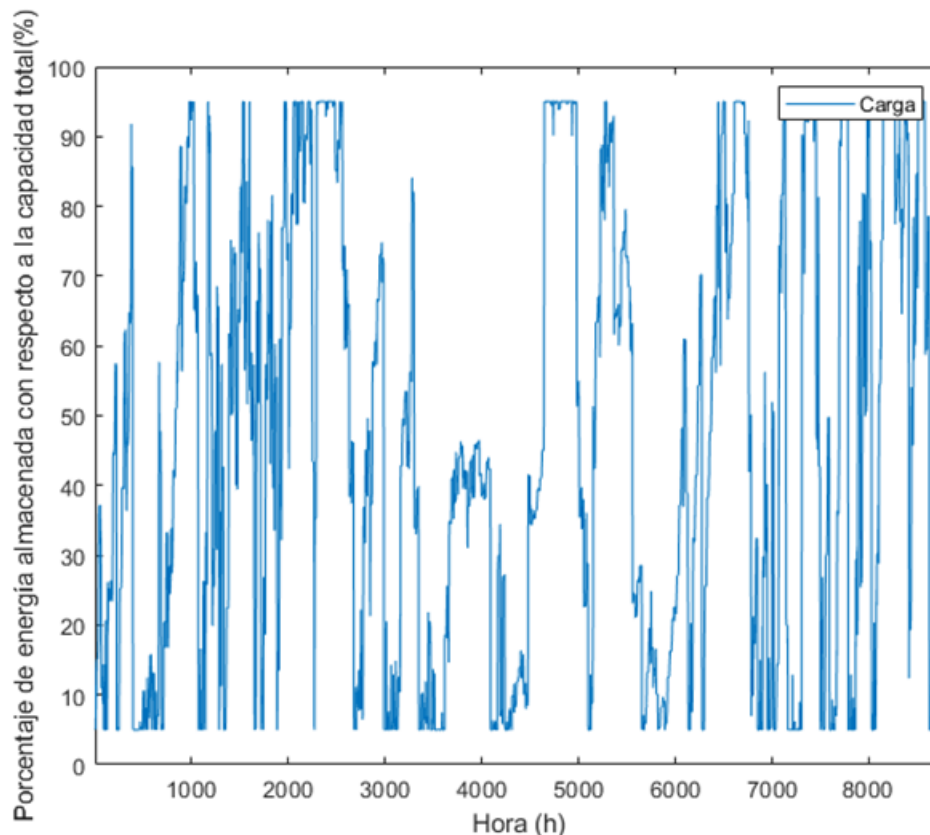


Figura 44: Porcentaje de carga anual de la batería de 200 MWh.

La Figura 45 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 200 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

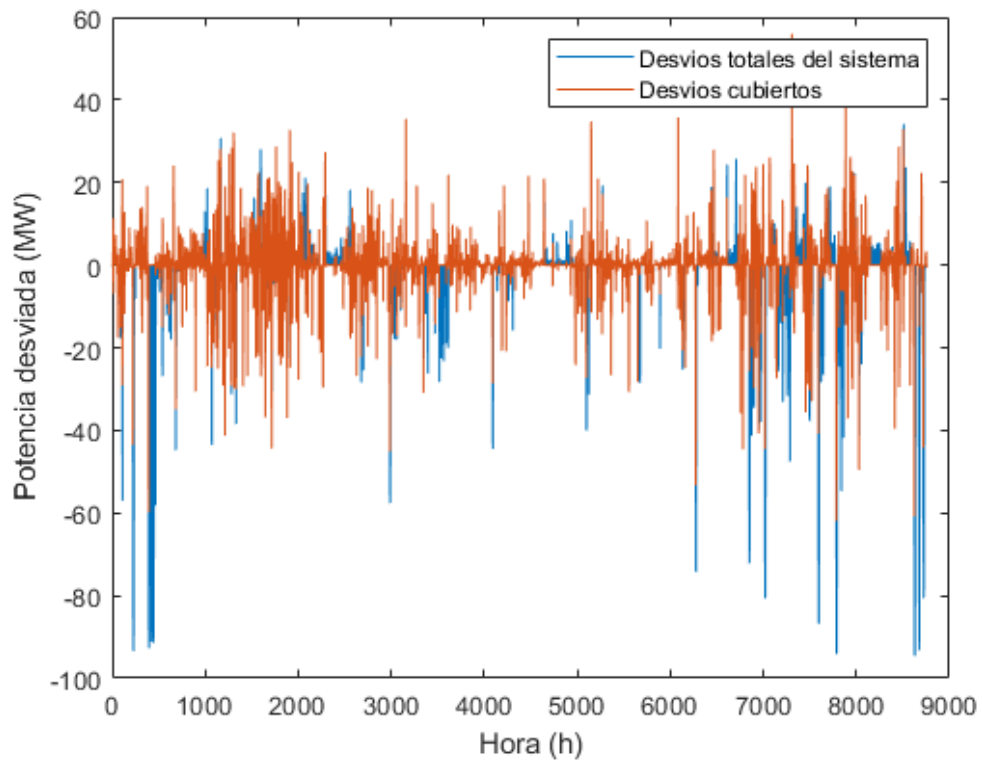


Figura 45: Desvíos totales cubiertos por la batería de 200 MWh.

La Figura 46 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 200 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

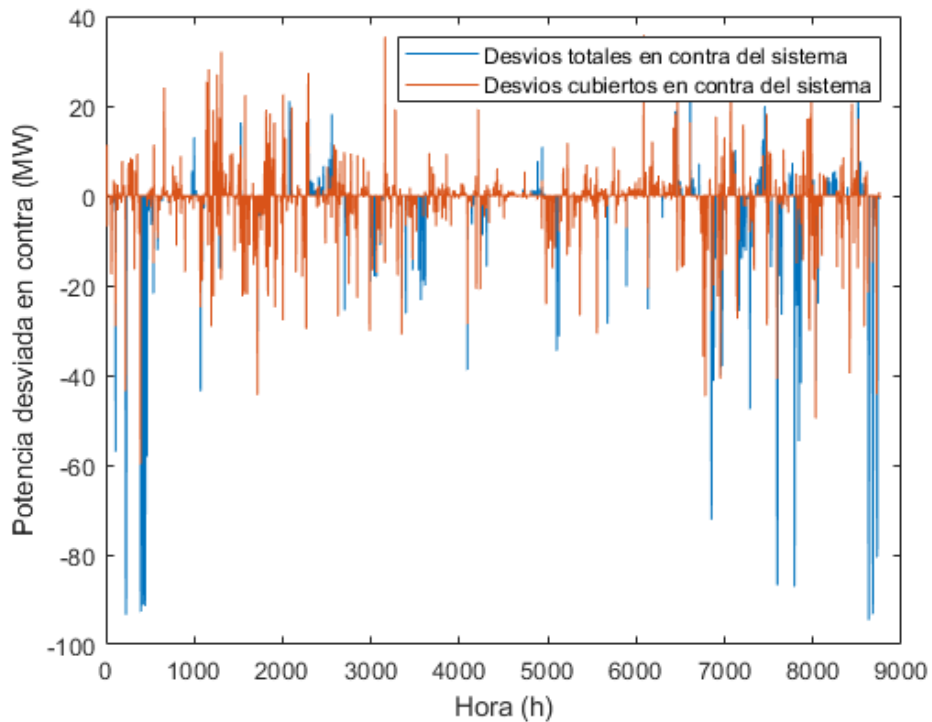


Figura 46: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 200 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos y de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos para una batería de 200 MWh se muestran en la Tabla 2.

Porcentaje de desvíos totales cubierto (%)	Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	Liquidación de desvíos no cubiertos (€)
57,4	49,8	59.465

Tabla 2: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 200 MWh.

7.2.1.3. Batería de capacidad de 250 MWh

La Figura 47 muestra el estado de carga de una batería de capacidad nominal de 250 MWh.

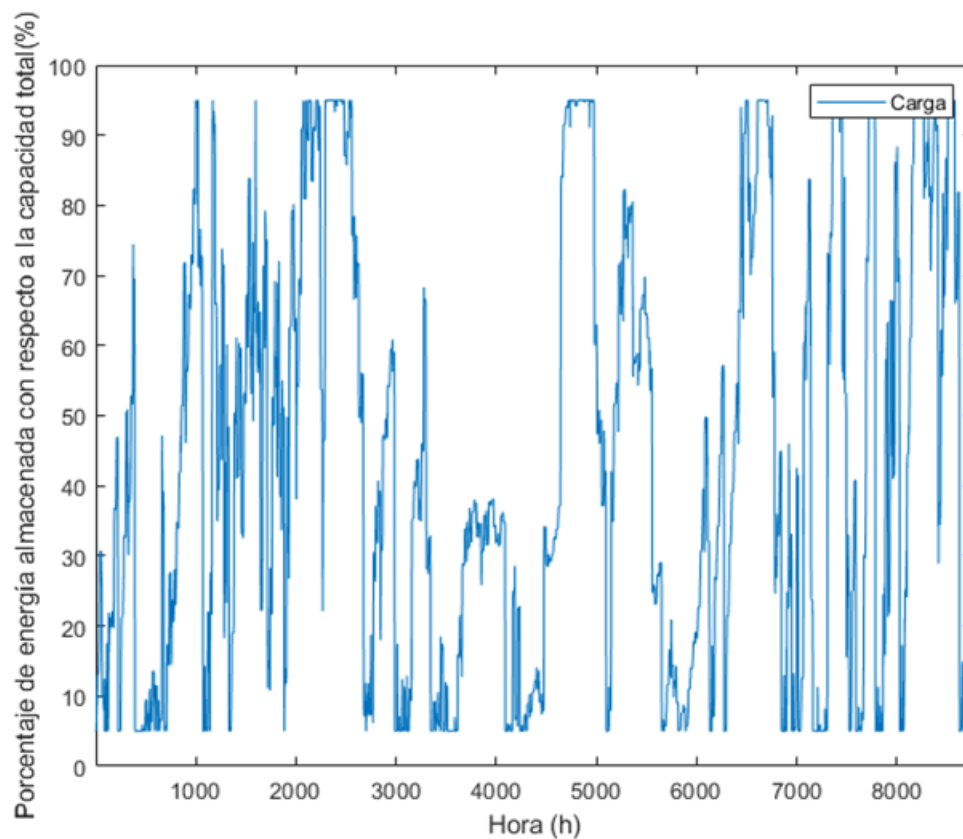


Figura 47: Porcentaje de carga anual de la batería de 250 MWh.

La Figura 48 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 250 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

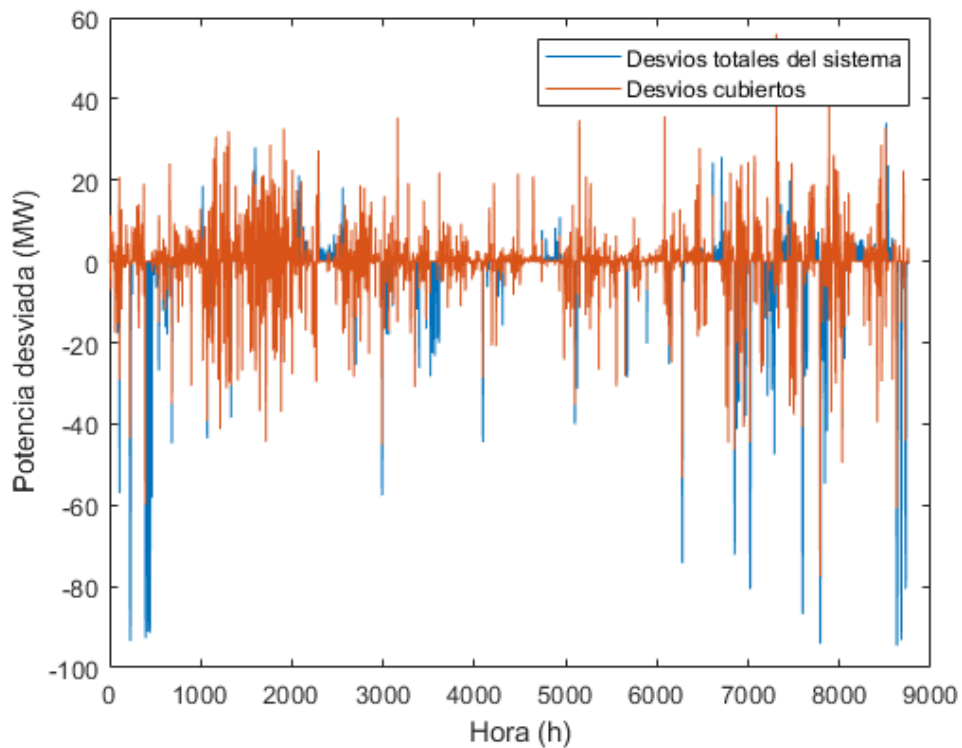


Figura 48: Desvíos totales cubiertos por la batería de 250 MWh.

La Figura 49 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 250 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

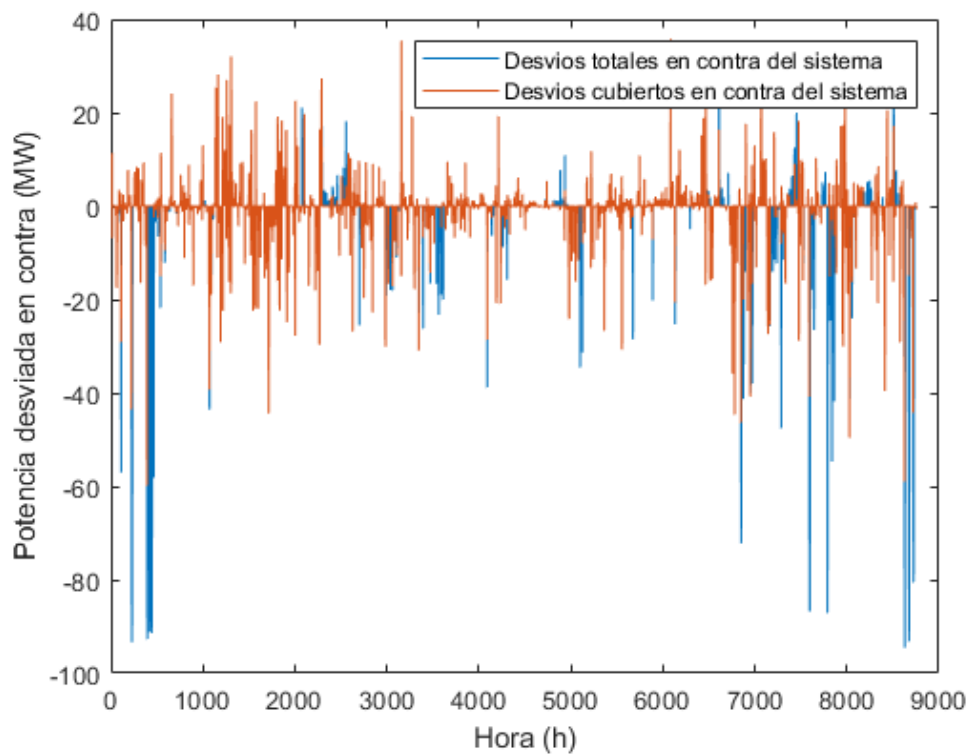


Figura 49: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 250 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos y de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos para una batería de 250 MWh se muestran en la Tabla 3.

Porcentaje de desvíos totales cubierto (%)	Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	Liquidación de desvíos no cubiertos (€)
60,4	52	56.396

Tabla 3: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 250 MWh.

7.2.1.4. Batería de capacidad de 300 MWh

La Figura 50 muestra el estado de carga de una batería de capacidad nominal de 300 MWh.

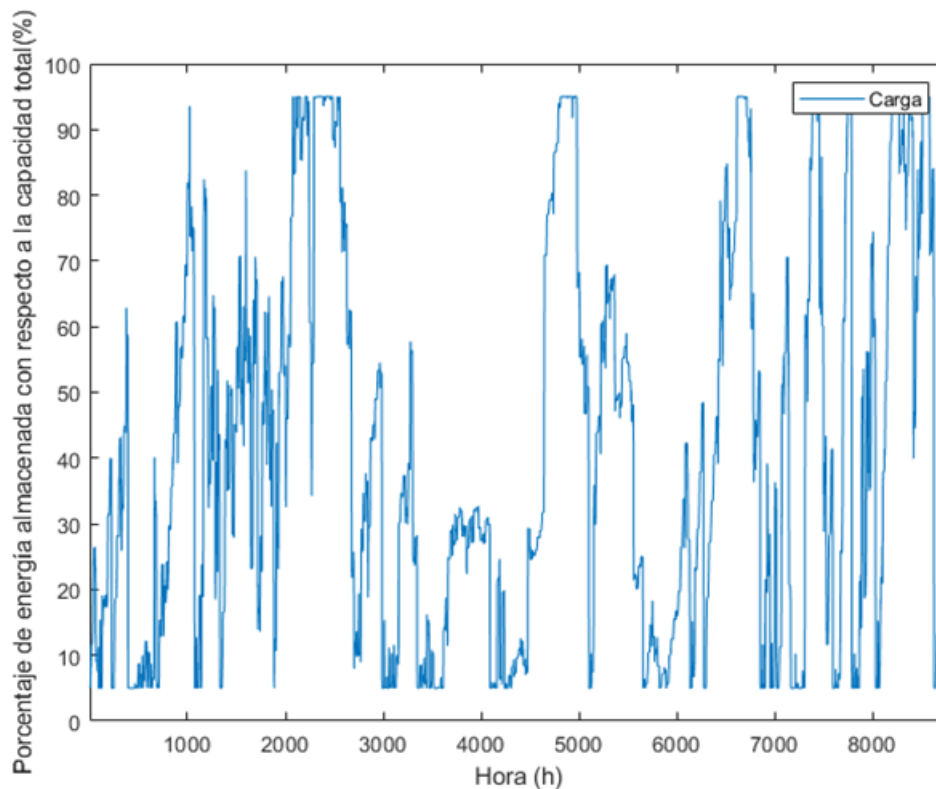


Figura 50: Porcentaje de carga anual de la batería de 300 MWh.

La Figura 51 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 300 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

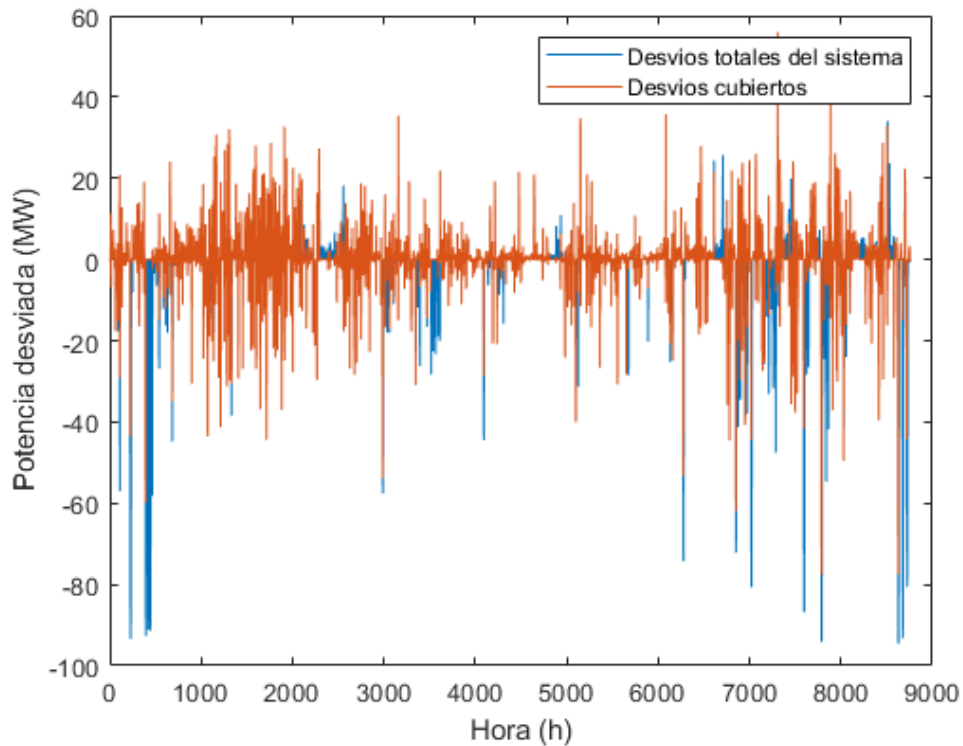


Figura 51: Desvíos totales cubiertos por la batería de 300 MWh.

La Figura 52 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 300 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

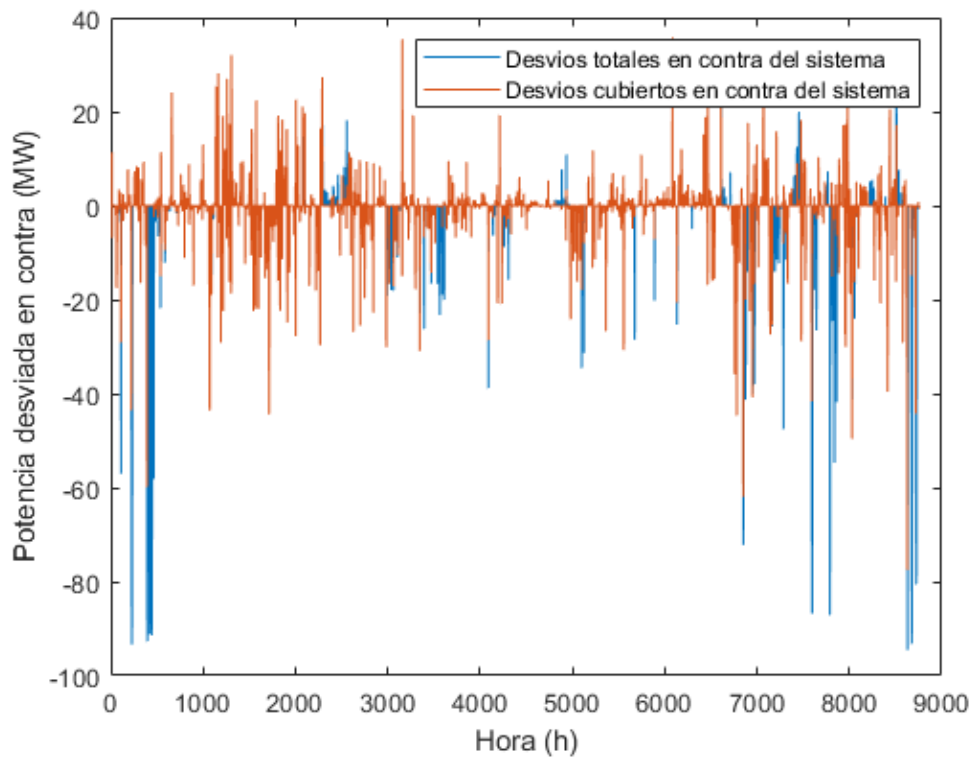


Figura 52: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 300 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos y de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos para una batería de 300 MWh se muestran en la Tabla 4.

Porcentaje de desvíos totales cubierto (%)	Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	Liquidación de desvíos no cubiertos (€)
62,4	53,7	54.090

Tabla 4: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 300 MWh.

7.2.1.5. Batería de capacidad de 400 MWh

La Figura 53 muestra el estado de carga de una batería de capacidad nominal de 400 MWh.

En el caso de anteriores propuestas de capacidades de batería se ha mencionado que cada carga y descarga completa implican un desvío a subir y a bajar, respectivamente, que no ha sido cubierto. Aun trabajando con esta elevada capacidad de batería, 400 MWh, se puede comprobar sobre la Figura 53 que las descargas totales son múltiples y por tanto se puede estimar que la batería no llegará a cubrir la totalidad de los desvíos a bajar de la instalación.

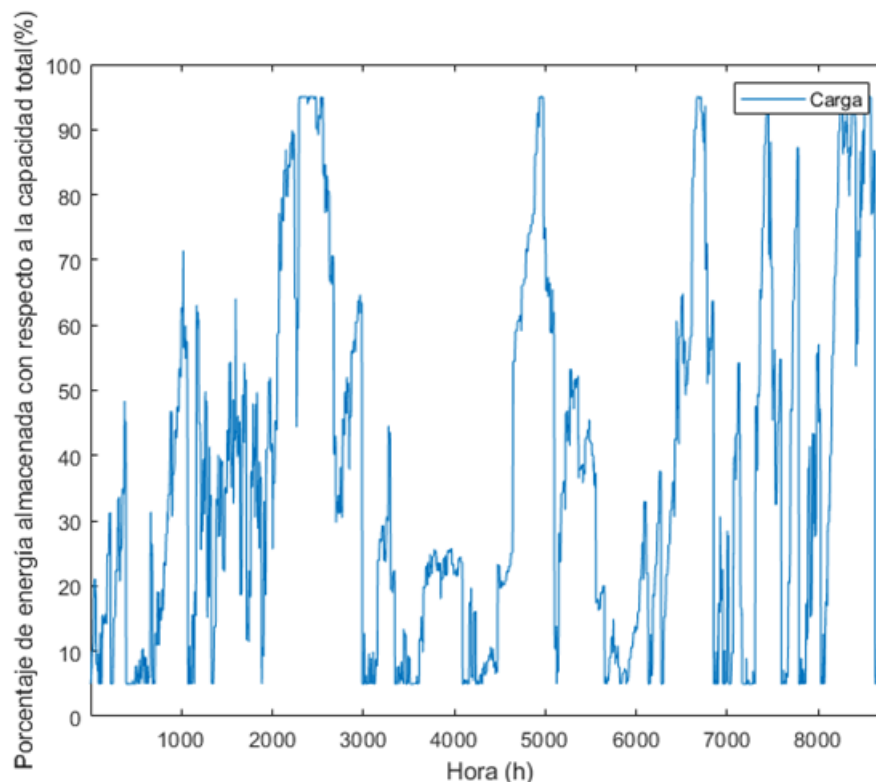


Figura 53: Carga unitaria de la batería de 400 MWh.

La Figura 54 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 400 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

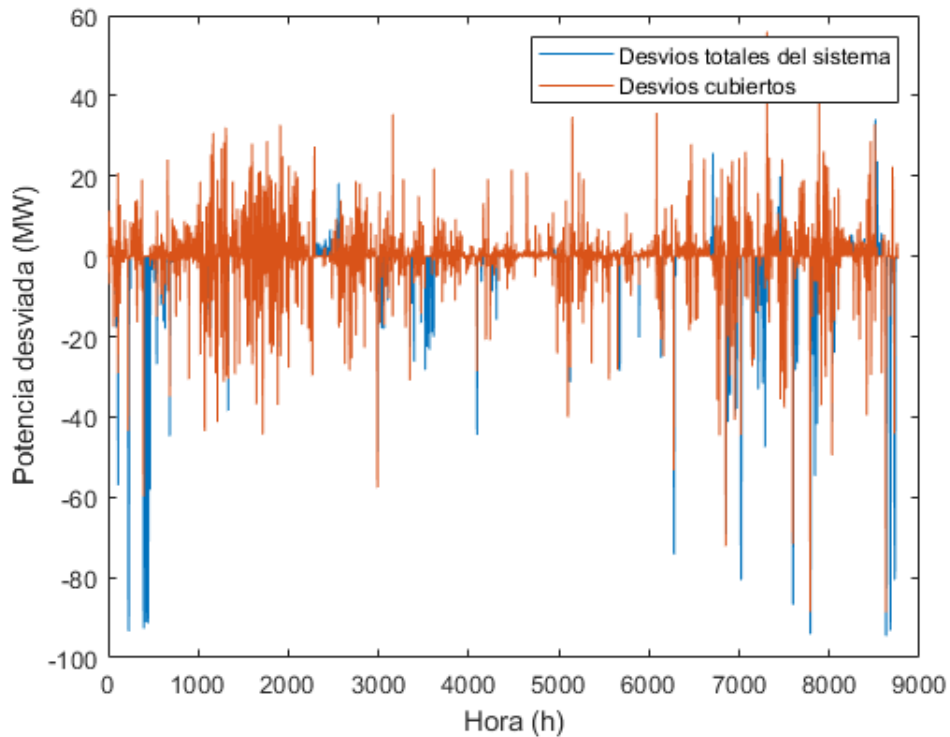


Figura 54: Desvíos totales cubiertos por la batería de 400 MWh.

La Figura 55 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 400 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

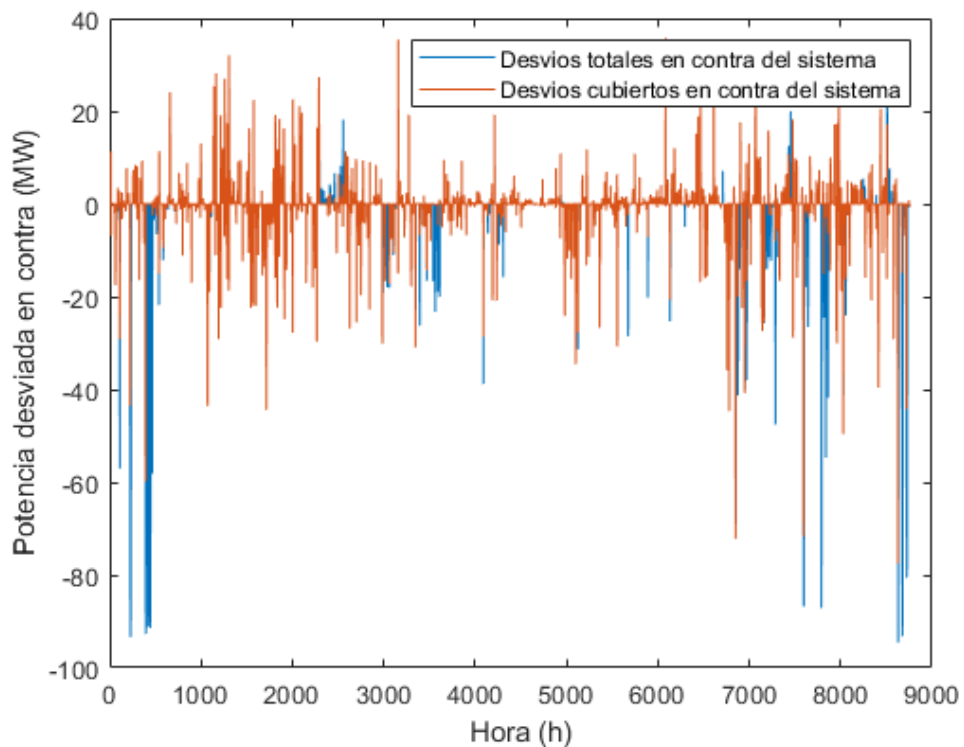


Figura 55: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 400 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos y de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos para los distintos porcentajes iniciales de carga de una batería de 400 MWh se muestran en la Tabla 5.

Porcentaje de desvíos totales cubierto (%)	Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	Liquidación de desvíos no cubiertos (€)
65,7	57	49.551

Tabla 5: Resultados del estudio sin inicialización de las baterías para una capacidad de 400 MWh.

7.2.1.6. Discusión

Una vez presentados los resultados obtenidos para cada una de las capacidades de batería consideradas, se procede al análisis comparativo de los mismos.

Tal y como era previsible, la batería de mayor capacidad es la que cubre un mayor porcentaje de los desvíos de la instalación, tanto los desvíos totales como los desvíos contrarios al sentido de las necesidades del mercado.

En lo referente a las pérdidas por desvíos no cubiertos, es observable que cuanto mayor es el porcentaje de desvíos en contra cubiertos, menor valor tiene esta variable. Esto es lógico dado que cuando la batería cubre un porcentaje mayor de estos desvíos, los costes de la liquidación de aquellos que no pueden llegar a cubrirse disminuyen. No obstante, dado que cada hora tiene un coste de liquidación propio que depende la situación del sistema en ese intervalo, los resultados obtenidos tampoco eran obvios antes de realizar el estudio.

En cuanto al porcentaje de desvíos en contra cubiertos, que es el que más interés supone desde el punto de vista técnico, varía desde aproximadamente un 46% hasta un 57% entre, respectivamente, las capacidades de 150 MWh y 400 MWh. Se trata de un buen dato si se tiene en cuenta que el modo de almacenamiento no ha requerido de ningún estudio de seguimiento de las tendencias de los desvíos de la instalación específico, por ejemplo basándose en datos recopilados a lo largo de los años, sin embargo, que la batería únicamente llegue a cubrir el 57% de los desvíos en contra y el 66% de los desvíos totales deja un margen bastante amplio que puede ocasionar problemas de estabilidad de la red, además de pérdidas por liquidación de desvíos. Por otra parte, este 11% de diferencia supone una mayor garantía de estabilidad de red, pero desde el punto de vista económico, se traduce en un ahorro de 16.000 € anuales que en comparación con el precio de la unidad de energía de almacenamiento es una cifra muy pequeña dado que se está tratando con grandes capacidades.

7.2.2. Método de almacenamiento de la energía con inicialización diaria

El procedimiento que se ha descrito anteriormente como el segundo modelo de almacenamiento ha permitido alcanzar los resultados que se muestran a continuación. Los resultados principales se encuentran recogidos en una tabla al final de cada subapartado. Cada uno de estos subapartados corresponde a una capacidad de almacenamiento de batería estudiada. Dentro de estos, se distinguirá además entre los distintos porcentajes de inicialización de la batería ya que los resultados serán distintos para cada uno de ellos. Como en el estudio anterior, se han elaborado gráficas de las variables de porcentaje de desvíos totales cubiertos y de porcentaje de desvíos en contra de las necesidades del sistema cubiertos, con el objetivo de obtener una imagen más visual del funcionamiento de los sistemas de almacenamiento. Finalmente, se ha realizado una discusión acerca de los mismos.

La Figura 56 permite entender cómo va a evolucionar la carga de las baterías con el actual método de almacenamiento. Evidentemente, los desvíos que van a ser capaces de cubrir dependerán de la capacidad de cada una de ellas, y por tanto también lo hará el recorrido de carga o de descarga desde la carga de la hora anterior hasta alcanzar el estado de reinicialización. En esa misma hora de inicialización (primera hora de cada día del año), la batería también deberá tratar de cumplir con el desvío horario que se le presente.

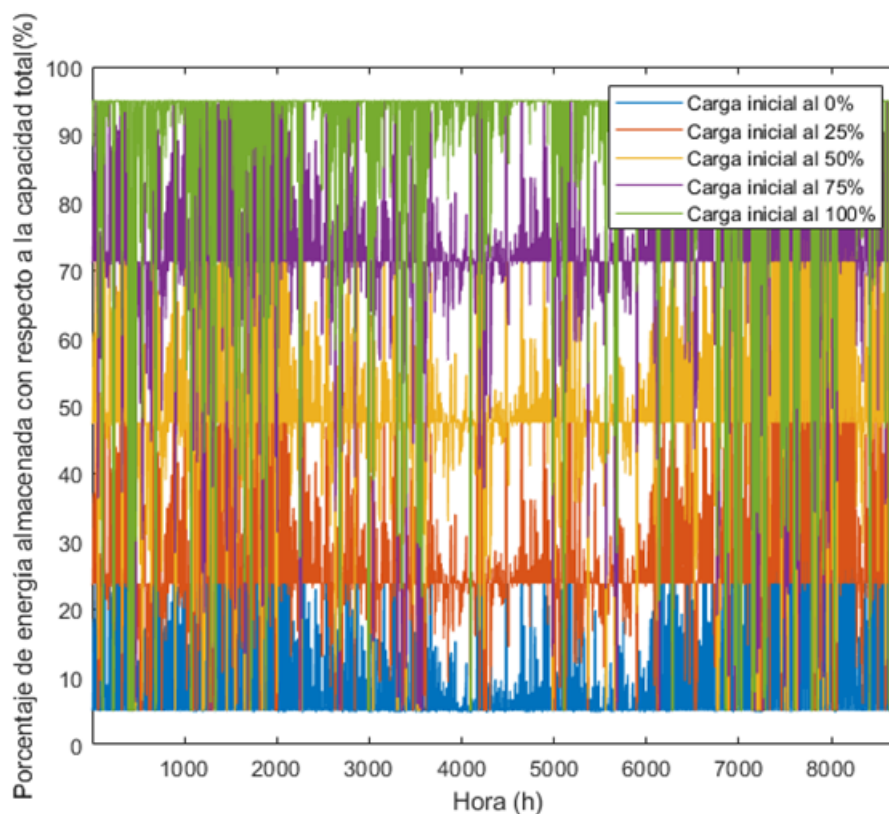


Figura 56: Evolución de la carga de una batería en un sistema de almacenamiento con inicialización diaria.

En este caso, que se trata de una batería de capacidad de 150 MWh, se puede observar que esta se llega incluso a descargar por completo cuando la carga diaria inicial es del 100%. Esto implica que incluso comprando cada día al mercado aproximadamente 150 MW, la batería los emplea por completo cubriendo desvíos a bajar, lo cual permite hacerse una idea de la cantidad de ocasiones en las que una batería puede compensar un déficit de producción en una instalación fotovoltaica. Evidentemente, para mayores capacidades de baterías, menor será el número de ocasiones en las que se produzcan descargas completas.

Tal y como puede ser comprobado, cuando una batería se inicializa diariamente a un estado de carga bajo, en su mayoría cubrirá desvíos a subir, mientras que cuando una batería se inicializa diariamente a un estado de carga elevado, cubrirá un mayor número de desvíos a bajar. Es por esta razón que la solución que tendrá mejores resultados será aquella que tenga la energía de inicialización más próxima, en magnitud y sentido, a la tendencia de los desvíos.

Los resultados obtenidos, sobre los cuales se discutirá posteriormente, se muestran a continuación.

7.2.2.1. Batería de capacidad de 150 MWh

La Figura 57 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 150 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

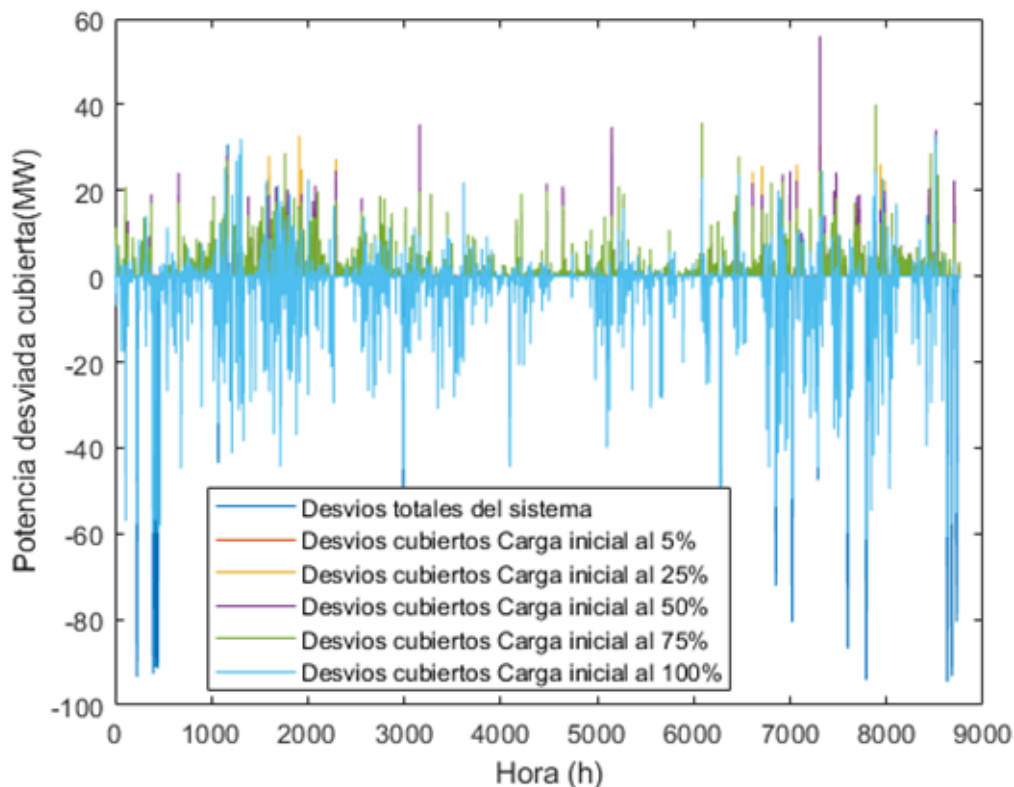


Figura 57: Desvíos totales cubiertos por la batería de 150 MWh.

La Figura 58 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 150 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

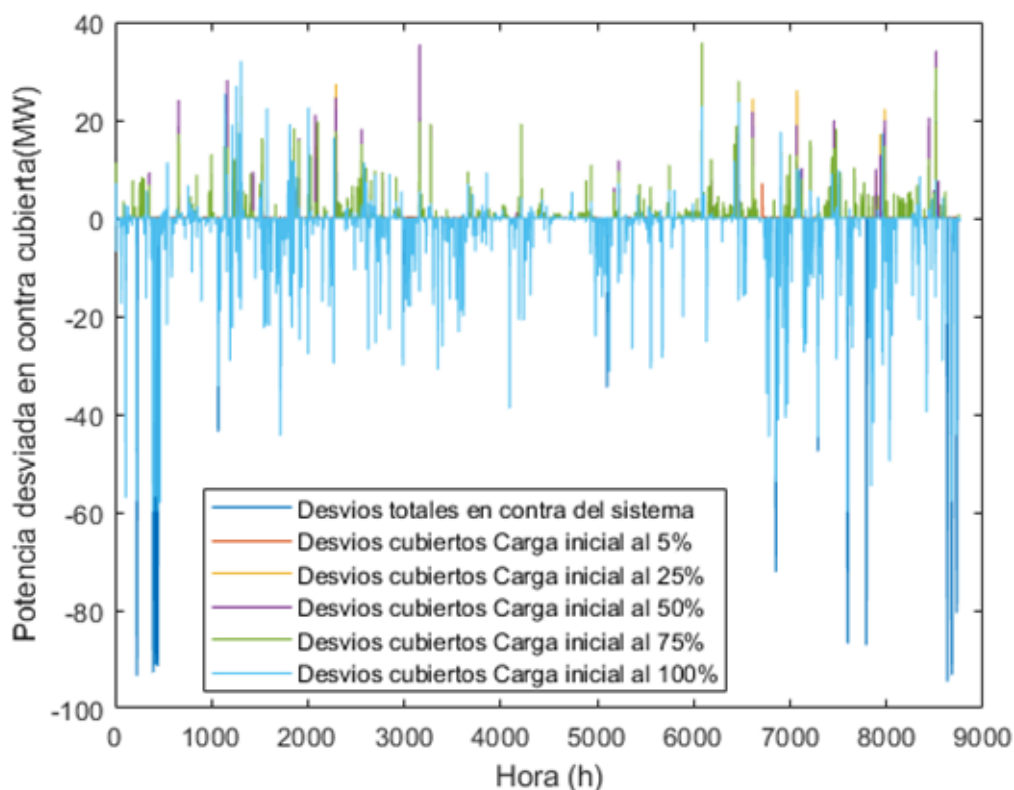


Figura 58: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 150 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos, de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos y de costes de inicialización, para los distintos porcentajes iniciales de carga de una batería de 150 MWh se muestran en la Tabla 6.

	5%	25%	50%	75%	100%
Porcentaje de desvíos cubiertos (%)	43,4	56,1	63,5	64,3	49,1
Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	32,9	47,7	57,5	60,5	50,9
Liquidación de desvíos no cubiertos (€)	67.762	53.679	42.938	39.131	56.938
Coste inicialización (€)	429	2.144	4.287	6.431	8.574

Tabla 6: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 150 MWh.

7.2.2.2. Batería de capacidad de 200 MWh

La Figura 59 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 200 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

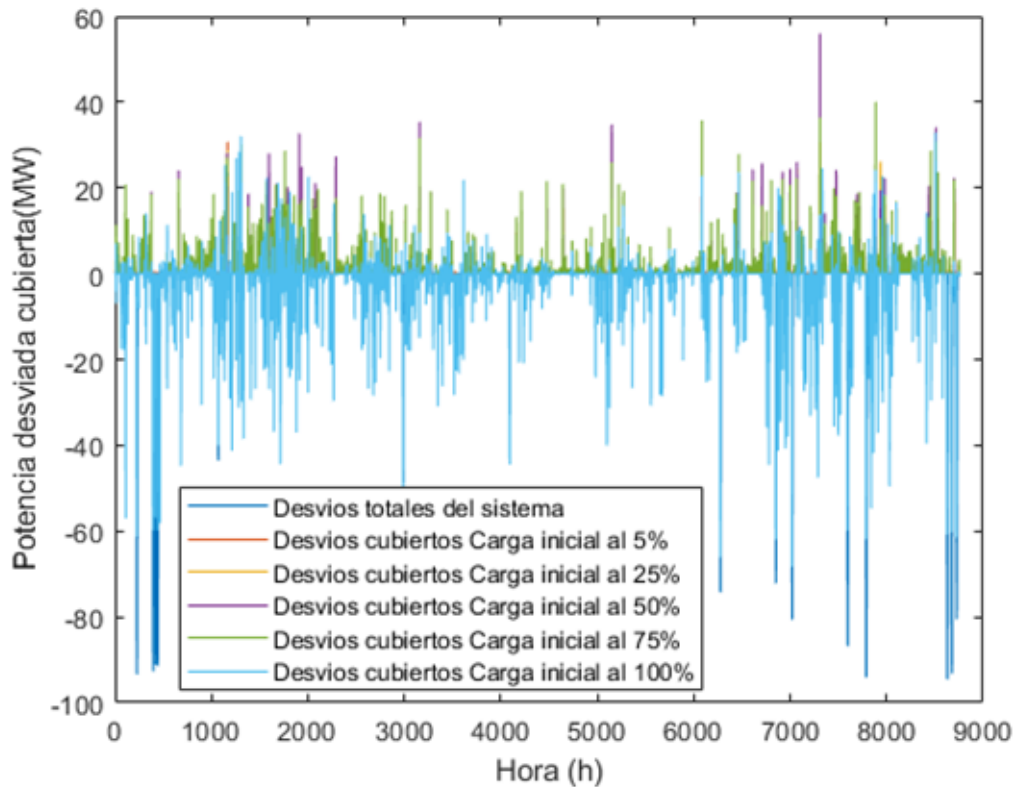


Figura 59: Desvíos totales cubiertos por la batería de 200 MWh.

La Figura 60 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 200 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

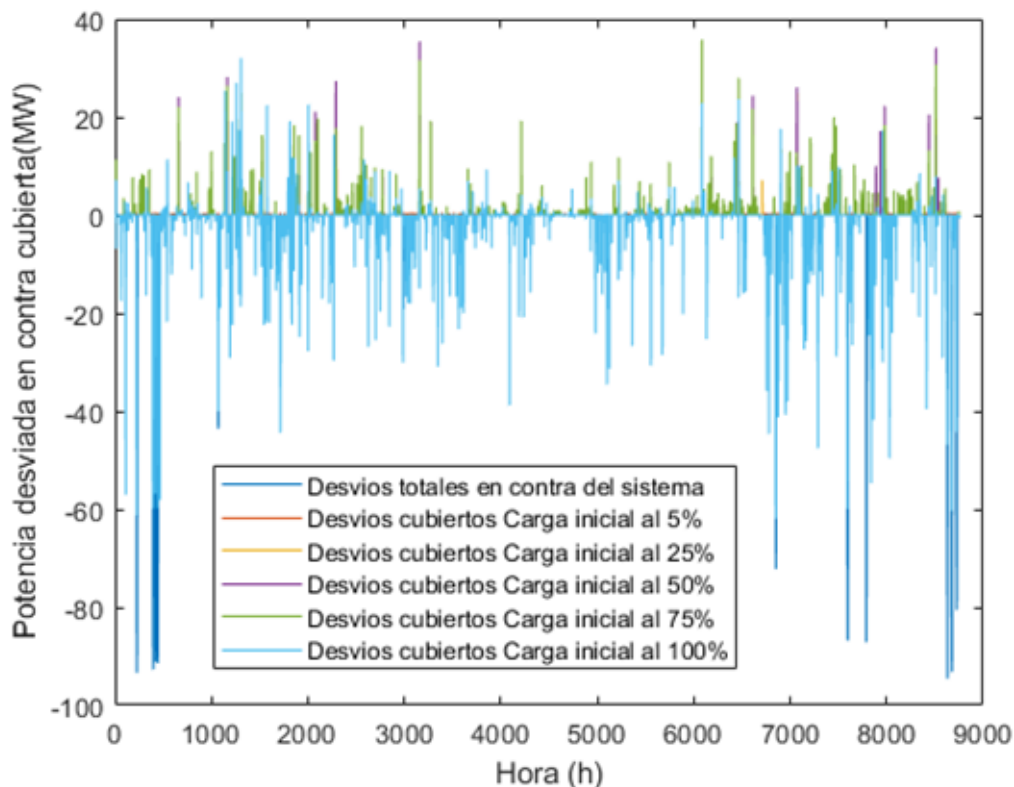


Figura 60: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 200 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos, de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos y de costes de inicialización, para los distintos porcentajes iniciales de carga de una batería de 200 MWh se muestran en la Tabla 7.

	5%	25%	50%	75%	100%
Porcentaje de desvíos cubiertos (%)	43,8	59,6	68,7	70,2	52,4
Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	33,1	57,6	63,1	65,6	54,8
Liquidación de desvíos no cubiertos (€)	67.742	49.788	35.571	32.576	53.155
Coste inicialización (€)	572	2.858	5.716	8.574	11.432

Tabla 7: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 200 MWh.

7.2.2.3. Batería de capacidad de 250 MWh

La Figura 61 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 250 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

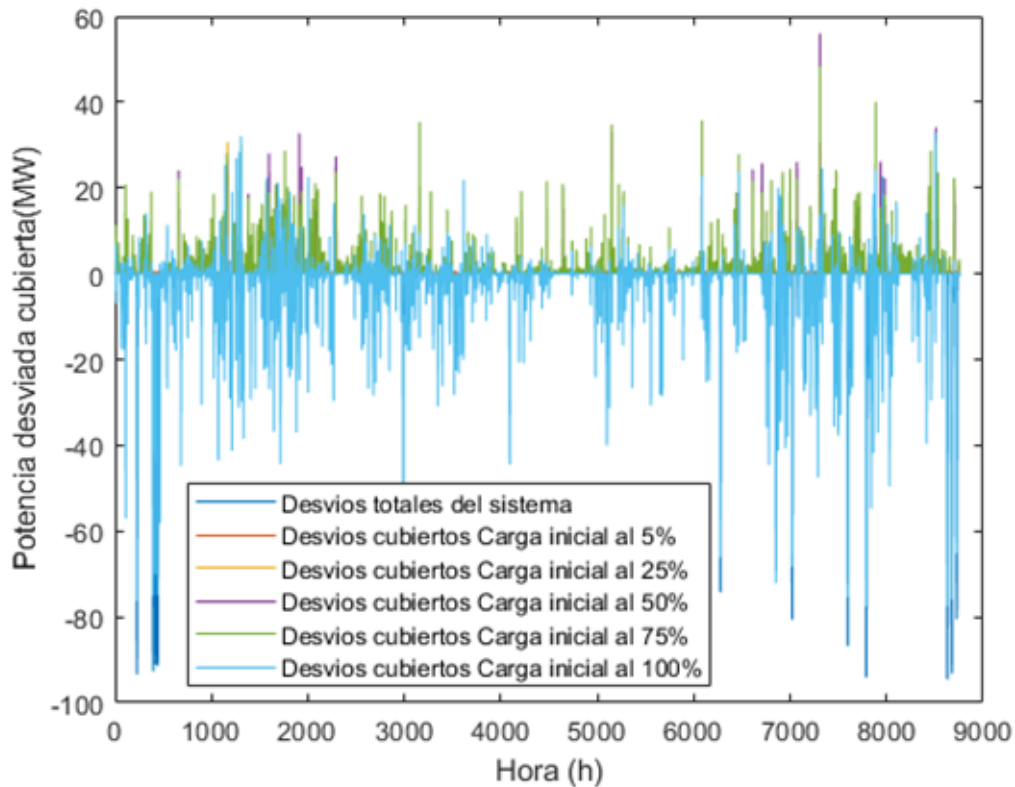


Figura 61: Desvíos totales cubiertos por la batería de 250 MWh.

La Figura 62 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 250 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

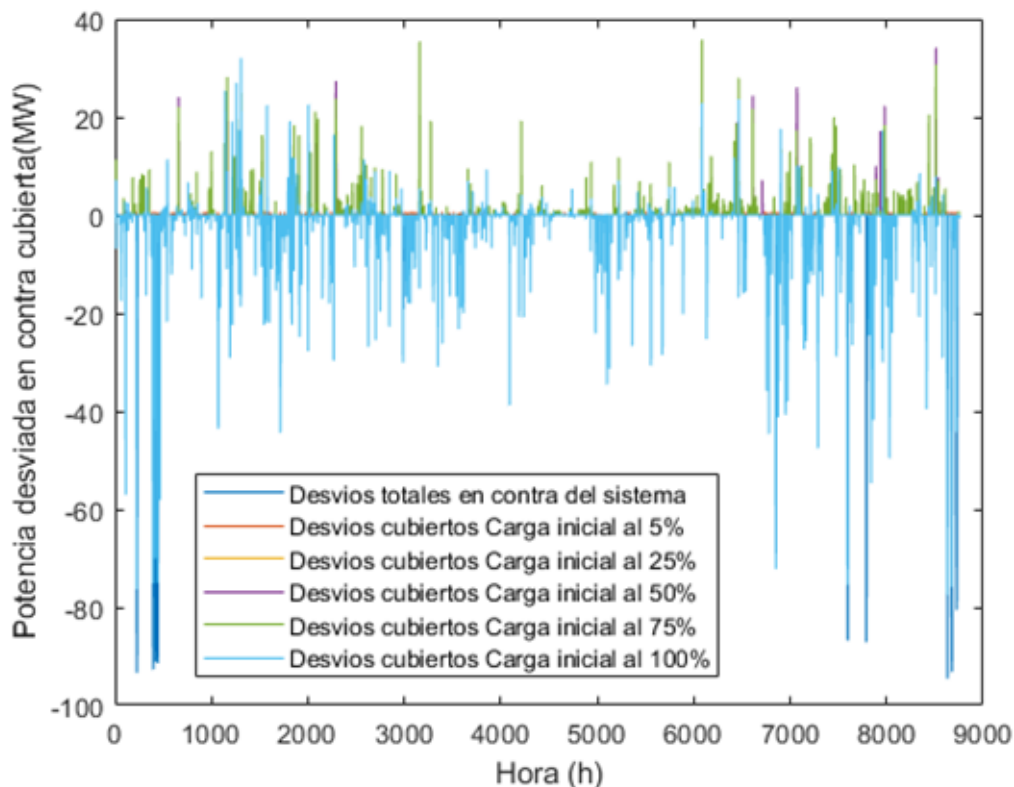


Figura 62: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 250 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos, de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos y de costes de inicialización, para los distintos porcentajes iniciales de carga de una batería de 250 MWh se muestran en la Tabla 8.

	5%	25%	50%	75%	100%
Porcentaje de desvíos cubiertos (%)	43,9	62,4	72,3	74,1	58,9
Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	33,2	54,8	66,4	69,6	57,4
Liquidación de desvíos no cubiertos (€)	67.853	46.264	31.152	27.796	51.007
Coste inicialización (€)	715	3.573	7.145	10.718	14.290

Tabla 8: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 250 MWh.

7.2.2.4. Batería de capacidad de 300 MWh

La Figura 63 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 300 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

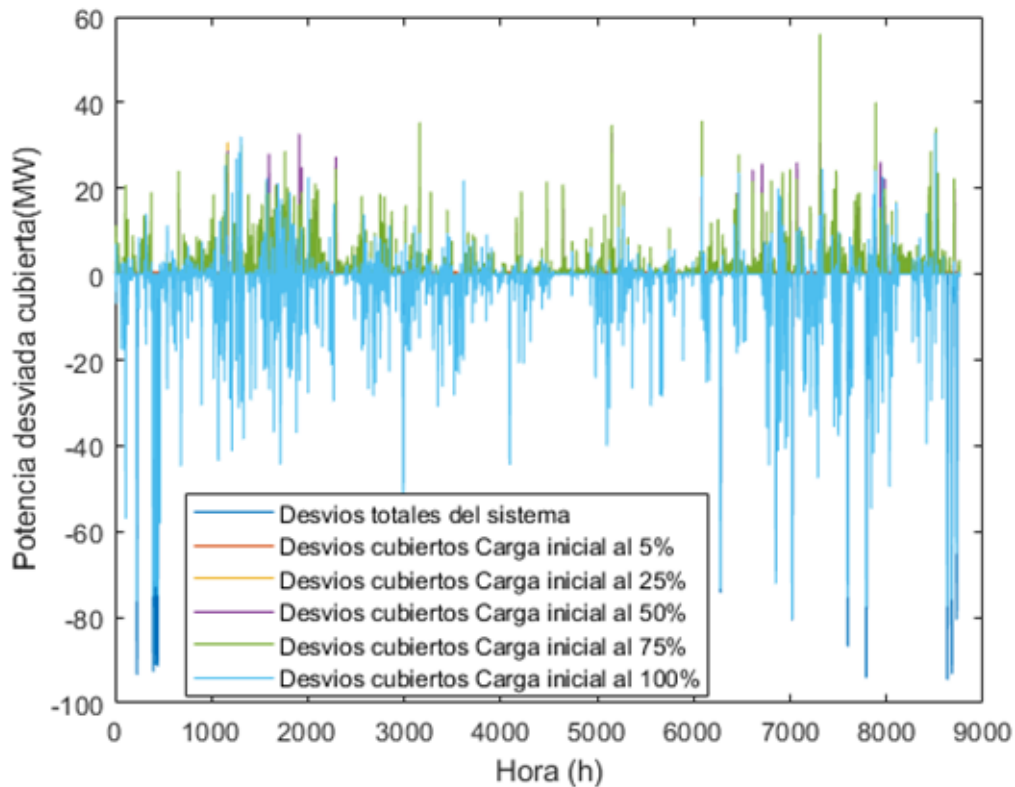


Figura 63: Desvíos totales cubiertos por la batería de 300 MWh.

La Figura 64 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 300 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

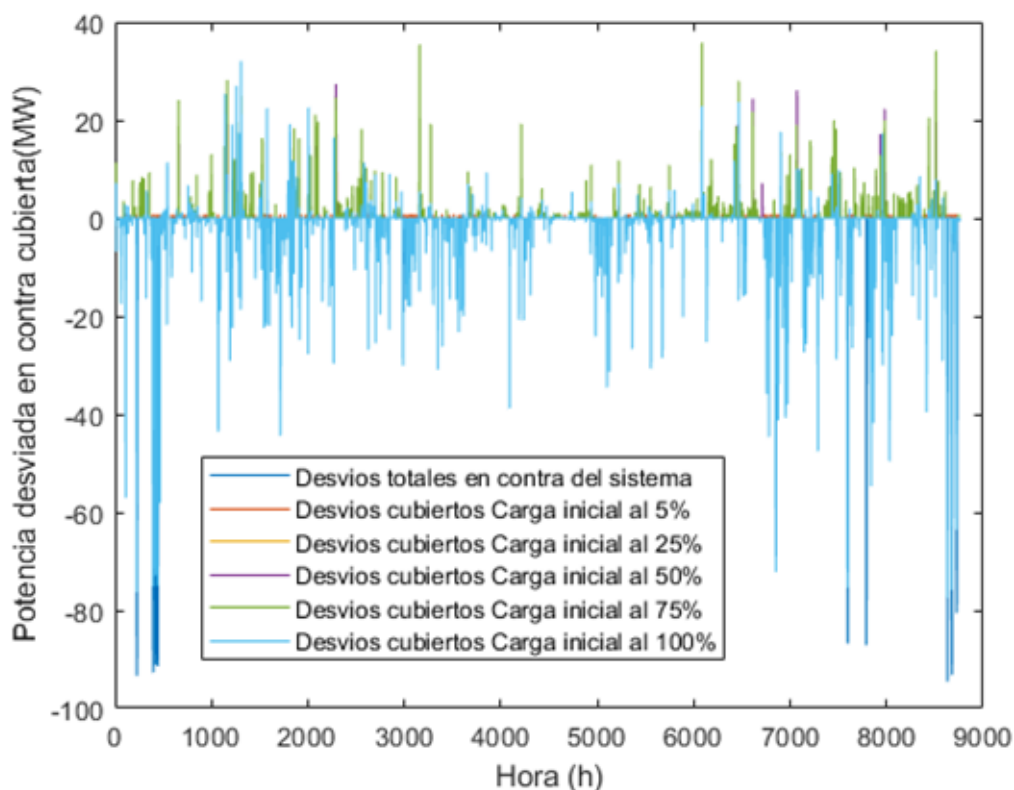


Figura 64: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 300 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos, de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos y de costes de inicialización, para los distintos porcentajes iniciales de carga de una batería de 300 MWh se muestran en la Tabla 9.

	5%	25%	50%	75%	100%
Porcentaje de desvíos cubiertos (%)	44	64,6	74,7	77,1	56,9
Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	33,3	57,4	68,6	72,7	59,5
Liquidación de desvíos no cubiertos (€)	67.964	43.272	28.478	24.810	49.256
Coste inicialización (€)	857	4.287	8.574	12.861	17.148

Tabla 9: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 300 MWh.

7.2.2.5. Batería de capacidad de 400 MWh

La Figura 65 muestra los desvíos cubiertos para una batería de capacidad nominal de 400 MWh con respecto a los desvíos totales del sistema.

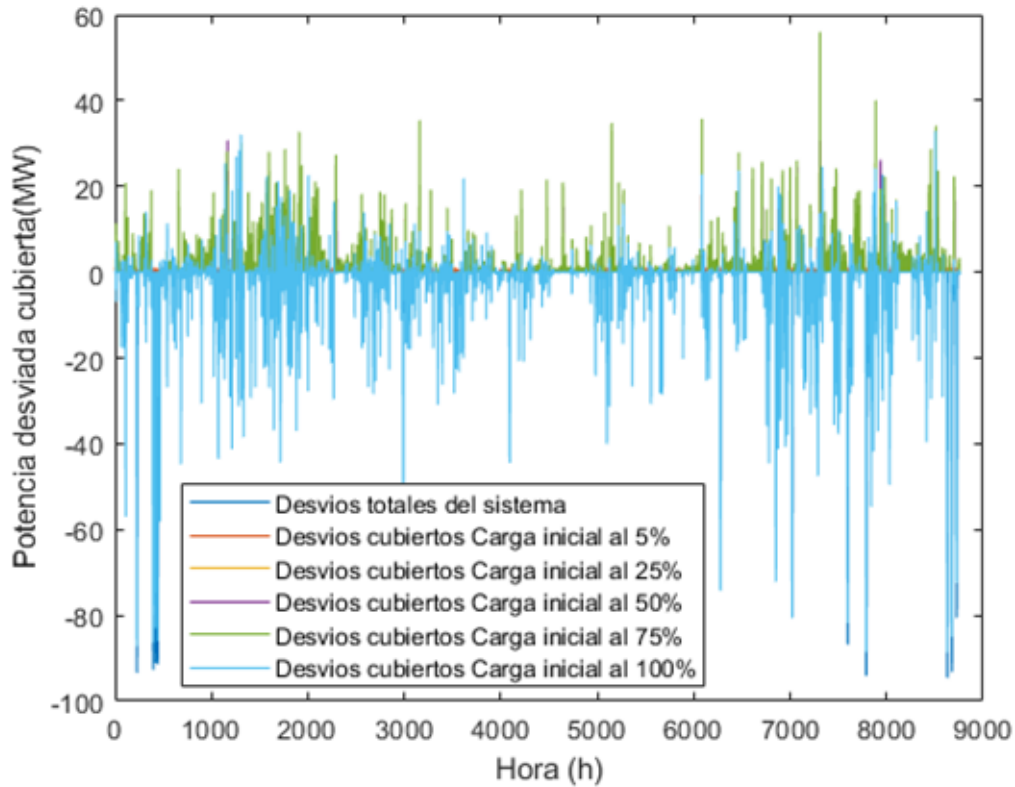


Figura 65: Desvíos totales cubiertos por la batería de 400 MWh.

La Figura 66 muestra los desvíos en contra cubiertos para una batería de capacidad nominal de 400 MWh con respecto a los desvíos en contra totales del sistema.

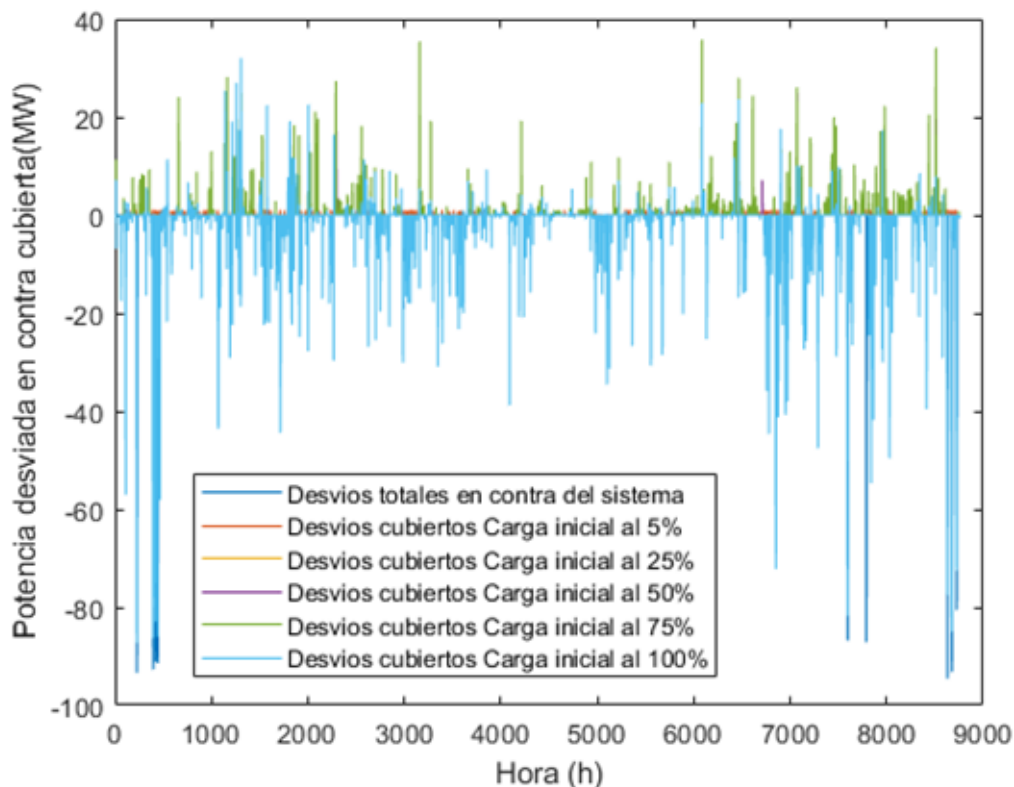


Figura 66: Desvíos en contra cubiertos por la batería de 400 MWh.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos cubiertos, de costes de liquidación debidos a los desvíos no cubiertos y de costes de inicialización, para los distintos porcentajes iniciales de carga de una batería de 400 MWh se muestran en la Tabla 10.

	5%	25%	50%	75%	100%
Porcentaje de desvíos cubiertos (%)	44,1	68,3	78,1	81,7	60,7
Porcentaje de desvíos en contra cubiertos (%)	33,4	61,8	72,4	77	63,8
Liquidación de desvíos no cubiertos (€)	68.188	37.686	24.534	20.901	45.187
Coste inicialización (€)	1.143	5.716	11.432	17.148	22.865

Tabla 10: Resultados del estudio con inicialización de las baterías para una capacidad de 400 MWh.

7.2.2.6. Discusión

Una vez presentados los resultados obtenidos para cada una de las capacidades de batería consideradas, se procede al análisis comparativo de los mismos.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos total compensado resultan, tal y como se esperaba, mayores cuanto más elevada es la capacidad de la batería. Sin embargo, entre distintos porcentajes de carga inicial varían de manera que los resultados más elevados se obtienen para una batería inicializada diariamente a un porcentaje de carga del 75% sobre su capacidad nominal. Los resultados obtenidos para una inicialización diaria del 50% son solamente un poco inferiores a estos, con lo que se podría decir que estos dos porcentajes son los óptimos en lo que a cobertura de desvíos se refiere.

Los resultados obtenidos de porcentaje de desvíos en contra cubiertos en función de los porcentajes de carga a los que se inicializa la batería son similares a los anteriores. Su estudio ha permitido llegar a las siguientes conclusiones. La inicialización al estado de carga mínimo da unos resultados de entorno al 30% ya que, tal y como se puede observar sobre cualquiera de las figuras anteriores y también había sido predicho, esta batería al ser descargada diariamente podrá cubrir un número reducido de desvíos a bajar de la instalación. A medida que el porcentaje de inicialización aumenta también lo hace el porcentaje de desvíos cubiertos en contra, excepto en el caso de la inicialización al 100% donde el resultado desciende con respecto a la inicialización al 75%. Este cambio de tendencia se debe a que, a la inversa de una inicialización al 100%, la batería no es capaz de cubrir un gran número de desvíos a subir de la instalación ya que se carga diariamente al completo y por tanto su espacio libre de almacenamiento se reduce. Sin embargo, no obtiene resultados tan bajos como la inicialización al 5% porque los numerosos desvíos a bajar de la instalación descargan total o parcialmente la batería de manera que a pesar de llenarse diariamente también puede permitirse cubrir ciertos desvíos a subir.

Una vez ha quedado establecido que el porcentaje óptimo se encuentra entre el 75% y 100%, se ha lanzado el programa para porcentajes de inicialización intermedios obteniendo que para un porcentaje del 80% los resultados son prácticamente iguales a los del 75%, y es a partir de este cuando los resultados comienzan a descender. Se considera pues que los resultados son idénticos para los porcentajes de inicialización del 75% y del 80%.

En resumen, desde un punto de vista técnico, los mejores resultados para ambas variables se obtienen para una batería de capacidad de 400 MWh y una inicialización diaria al 75% de la capacidad nominal de la batería. El hecho de poder instalar una batería de tales características vinculada a la planta fotovoltaica sería un éxito dado que se conseguiría cubrir casi un 80% de los desvíos que generan costes de liquidación y prácticamente un 82% de los desvíos totales. Esto supondría que en únicamente 172 de las 8.760 horas totales del estudio se producirían desvíos en la instalación, un resultado muy positivo.

Sin embargo, tal y como, se ha explicado en el anterior método, las baterías de tan grandes capacidades suponen altos costes que si no son compensados con el ahorro en costes de liquidación de los desvíos no les resultan rentables a las empresas generadoras. En este caso, a las pérdidas que prevalecen en el sistema tras la instalación de la batería se les debe sumar los costes de inicialización anuales. Por ejemplo, en el caso de una batería de 400 MWh inicializada al 75% los costes de inicialización son de 17.148 € que junto con los costes de liquidación de desvíos suman 38.049 €. Estos parámetros se tendrán en cuenta en el siguiente apartado cuando se estudie la viabilidad económica de esta metodología de almacenamiento.

8. Análisis económico

Una vez estudiado el comportamiento y la capacidad de las baterías de cubrir los desvíos en contra del sistema y conocidas las pérdidas que prevalecen, así como los costes de inicialización en el caso de que los haya, se va a analizar la viabilidad económica de cada una de las propuestas de almacenamiento y además se va a discutir acerca de la familia de baterías de ion litio que se considera más adecuada para la aplicación.

8.1. Coste de los desvíos anuales sin baterías

El primer paso para llevar a cabo el análisis económico es conocer el coste de los desvíos anuales en ausencia de sistema de almacenamiento para así poder estimar cuánto mejora cuando este está instalado.

El coste de los desvíos anuales en ausencia de baterías es la suma del coste de liquidación de todos los desvíos contrarios a las necesidades del sistema previamente a la instalación de cualquier tipo de sistema de almacenamiento.

A partir de los datos en potencia desviada mostrados en la Figura 25, se han aplicado las Ecuaciones 1 y 2 para el cálculo del coste de la liquidación de los desvíos y, por tanto, el cálculo de las pérdidas que estos generan. Para las potencias positivas, dado que se trata de desvíos a subir, se ha aplicado la Ecuación 1, y para las potencias negativas, dado que se trata de desvíos a bajar, se ha aplicado la Ecuación 2. Dado que los desvíos a favor de las necesidades del sistema tienen el precio del mercado diario spot, en su caso, el resultado de la aplicación de ambas ecuaciones dará un coste de liquidación nulo.

La potencia total desviada es:

$$Potencia\ desviada\ total\ (MW) = 31.722\ MW$$

De la cual la potencia desviada en contra es:

$$Potencia\ desviada\ en\ contra\ total\ (MW) = 17.098\ MW$$

Lo que origina un coste de liquidación de los desvíos de:

$$Coste\ de\ liquidación\ de\ los\ desvíos\ (€) = 114.013\ €$$

La potencia total desviada a subir es:

$$Potencia\ desviada\ a\ subir\ (MW) = 11.088\ MW$$

De la cual potencia desviada a subir en contra es de:

$$Potencia\ desviada\ en\ contra\ a\ subir\ (MW) = 4.179,8\ MW$$

Lo que origina un coste de liquidación de los desvíos de:

$$Coste\ de\ liquidación\ de\ los\ desvíos\ a\ subir\ (€) = 38.224\ €$$

La potencia total desviada a bajar es:

$$\text{Potencia desviada a bajar (MW)} = 20.634 \text{ MW}$$

De la cual potencia desviada a bajar en contra es de:

$$\text{Potencia desviada en contra a bajar (MW)} = 12.919 \text{ MW}$$

Lo que origina un coste de liquidación de los desvíos de:

$$\text{Coste de liquidación de los desvíos a bajar (€)} = 75.789 \text{ €}$$

Con estos resultados, se puede observar que la mayoría de los desvíos de la instalación que van en contra de las necesidades del sistema son a bajar, concretamente el 73,2% del total, y originan el 66,5% de los costes por liquidación de desvíos contrarios a las necesidades del sistema en ausencia de la instalación de un sistema de almacenamiento. Consecuentemente, es necesario, para que la respuesta del sistema de almacenamiento sea óptima tanto desde el punto de vista técnico como desde el punto de vista económico, que la batería que se introduzca sea capaz de cubrir la gran mayoría de los mismos.

Además, se ha contabilizado el número de horas a lo largo del año en las que, independientemente de si se trata de desvíos a subir o a bajar, el desvío ha sido a favor o en contra de las necesidades del sistema. Se trata de 6.223 horas en las que el desvío ha sido a favor de las necesidades del sistema y 2.537 horas en las que el desvío ha sido en su contra. Estos datos llevan a reparar en los grandes costes que pagan las instalaciones de fotovoltaica, o cualquier tipo de instalación basada en energías renovables, por pocas que sean las horas en las que se desvían contraviniendo el sentido de las necesidades del sistema.

8.2. Viabilidad los métodos de almacenamiento estudiados

Una vez sabido de dónde proceden los costes de liquidación de los desvíos, es interesante estudiar la viabilidad económica de los distintos métodos de almacenamiento que se han planteado para solucionar el problema que sufre la instalación fotovoltaica.

Con respecto al primer método de almacenamiento cabe destacar que independientemente de la capacidad de la batería que se haya utilizado, las gráficas de desvíos en contra cubiertos muestran que la gran mayoría de los desvíos a subir en contra son cubiertos mientras que queda una gran parte de los desvíos a bajar en contra que quedan lejos de ser compensados. Dado que son estos desvíos la mayor fuente de pérdidas por liquidación de la instalación, los costes de liquidación aún en presencia del sistema de almacenamiento continúan siendo elevados. En el mejor de los casos, la introducción de una batería de 400 MWh de capacidad, los costes de liquidación anuales cubiertos son de 64.442 €, que suponen el 56% de los costes de liquidación totales en ausencia de batería. Aun tratándose de un dato bastante positivo, deja un gran margen de gastos a pagar por la empresa generadora para compensar, en su mayoría, de energía que no se llega a producir. Esto, sumado con los costes a cubrir por instalación y mantenimiento del sistema de almacenamiento hacen que este método no sea el más indicado para gestionar el almacenamiento de la energía desviada.

Por su parte, el segundo método obtiene resultados bastante más elevados de desvíos en contra cubiertos, lo cual reduce los costes de liquidación anuales en gran proporción. Sin embargo, dado que la inicialización de la batería supone un coste, en ocasiones elevado, se deberá tener en cuenta a la hora de hablar sobre la viabilidad económica del proyecto. Precedentemente, se ha determinado que los mejores resultados técnicos se obtienen para una batería de 400 MWh inicializada al 75%. Tras la introducción de esta batería, la instalación pasaría a tener unos costes finales de 38.049 €, lo que supone un 33% de los costes en ausencia de batería y llega a cubrir el 77% de los desvíos. Se puede decir que se trata de un buen tandem de resultados aunque ya que se está estudiando la viabilidad económica es interesante comparar estos datos con los de batería que deja los menores costes finales tras su introducción. Esta es la batería de capacidad de 400 MWh inicializada al 50% de su capacidad nominal, que deja tras su instalación unos costes finales de 35.996 €, reducción que resulta de alcanzar un porcentaje del 78,1% en desvíos totales compensados y un 72,4% en desvíos en contra compensados. Evidentemente, sus costes de liquidación son mayores que los del caso anterior pero son sus costes de inicialización los que se reducen. Aunque se trate de una elección más económica, debido a la escasa diferencia de costes finales entre ambas opciones comparada con los costes totales de la instalación en ausencia de batería, se considera que la primera opción es la más viable, en el conjunto técnico y económico, por su mayor número de desvíos totales compensados.

En resumen, el método de inicialización diaria de las baterías es mejor al método de sin inicialización tanto en cuanto a desvíos compensados como en cuanto a costes finales de la instalación. Debido a que son los desvíos a bajar los que mayores costes de liquidación le suponen a la instalación, la inicialización diaria a cargas elevadas hace que la batería tenga la carga almacenada suficiente como para poder llegar a suministrar a la instalación de energía en la mayoría de las ocasiones en las que la necesita. Asimismo, el hecho de que pueda llegar a descargarse hace que tenga espacio libre para almacenar energía cuando sea necesario.

En lo referente a los costes, la inicialización no genera gastos tan altos como para que su aplicación no sea rentable aunque el parámetro de viabilidad económica vendrá determinado siempre por el coste del sistema de almacenamiento.

8.3. Parámetros de rentabilidad y selección del almacenamiento añadido

En base a las necesidades de la instalación y a las posibilidades y/o restricciones presentadas anteriormente para las distintas tecnologías de ion litio, el objetivo de este apartado es seleccionar, entre ellas, cuál es la que mejor se adapta a las necesidades técnicas y económicas del sistema.

Partiendo de que la vida útil de las baterías de ion litio depende de la función que se les dé y se encuentra entre unos 5 y 15 años, se considerará que la vida útil de la batería con la que se trabajará sea cual sea su familia, será de 10 años. Se debe tener en cuenta que la instalación en la que se requiere la introducción de este tipo de sistema de almacenamiento es una planta fotovoltaica y que por tanto está expuesta a temperaturas elevadas dado que se busca un terreno que cumpla con estas condiciones para maximizar los beneficios. Este hecho contrasta con las necesidades de las baterías de ion litio, que no pueden ser sometidas a altas temperaturas. Es por esta razón que se considera que la batería va a sufrir una degradación y por tanto se toma un periodo de vida útil intermedio.

Evidentemente, se buscará una batería que cumpla con buenos resultados en cuanto a los parámetros de estabilidad y de seguridad. Partiendo de esa premisa, se descartarían las familias LCO, LMO y NCA, dado que fallan en una de estas dos características. Las familias que se barajarían son LFP, NMC y LTO.

Puede ser observado en la tabla de propiedades de las familias (Figura 36) que las familias LFP y LTO no poseen una buena energía específica, por el contrario, la familia NMC sí que lo hace. Se entiende como energía específica la energía que puede almacenar o entregar la batería por unidad de masa. Sobre la Figura 25, en la que se muestran los desvíos en la potencia real generada con respecto a la predicha que van en contra del sistema, se puede observar que la instalación en la que se trabaja necesita de grandes entregas y almacenamientos de energía por hora, del orden de 40 MWh y de 100 MWh respectivamente, y por tanto es coherente descartar las familias LFP y LTO dado que poseen bajas energías específicas. Consecuentemente, la familia de baterías de ion litio que mejor se adapta a las necesidades del sistema es la familia NMC.

En lo referente a los precios, el coste por kWh de capacidad energética oscila entre los 180 y los 450 €/kWh para las baterías NMC, de 250 a 550 €/kWh para las baterías LFP, y de 850 a 1200 €/KWh para las baterías LTO. De esta manera, partiendo de un precio medio de 315 €/kWh, el coste de la batería sería como mínimo, en el caso de tratarse de una batería de 150 MWh, de 47.250.000 €.

Evidentemente, en comparación con el coste de la liquidación de los desvíos y aunque se consideren estos desvíos para un periodo de vida de 10 años, con lo que este valor aumentaría a 1.140.130 €, desde un punto de vista económico, es inviable introducir una batería para cubrirlos. Aun consiguiendo que la batería cubriese la totalidad de los desvíos, el proyecto continuaría estando lejos de ser viable económicamente. Dos de los objetivos que quedan evidenciados tras la realización de este proyecto son la creación de modelos de predicción más fiables y de modelos de almacenamiento más completos para que la fotovoltaica pueda introducirse con mayor seguridad en el mercado, pero aun así como ya se ha visto que sin una disminución de los precios de las baterías nunca se llegará a obtener beneficio económico de este tipo de instalaciones.

Dado que tanto a nivel mundial como europeo y nacional se va a promover una electricidad limpia obtenida a través de sistemas renovables, en un futuro no tan lejano se establecerá la obligación de que las instalaciones de energías renovables incluyan sistemas de almacenamiento para cubrir sus desvíos, no solamente debido a los costes que deben afrontar por su liquidación sino también para garantizar la estabilidad de la red. De entre todas las tecnologías de almacenamiento, las baterías de ion litio son la opción más ventajosa y una en las que más se está investigando, y por tanto se prevé que sus precios descendan de forma acelerada en los próximos años. Como ya se ha expuesto anteriormente, se ha observado que cuando se ha doblado la producción de esta tecnología, su precio ha descendido un 21%. Estos datos permiten ser optimistas ya que aunque ahora mismo su instalación sea inviable, no se descarta que en un futuro deje de serlo.



Figura 67: Baterías de ion litio conectadas a una planta fotovoltaica y a una planta eólica.

9. Alternativas futuras

Actualmente se descarta la posibilidad de introducir una batería para cubrir los desvíos de la instalación ya que no es viable desde un punto de vista económico. A pesar de ello, existen distintas alternativas y posibilidades futuras que cabe explorar debido a la integración masiva que se pretende llevar a cabo de las energías renovables en el mercado eléctrico y su dependencia en sistemas de almacenamiento que les garanticen la estabilidad de red.

Entre ellas, se va a proponer la participación en otros servicios de ajuste y la optimización del modelo actual de predicción. Además, se va a investigar acerca de la futura disminución de los precios de las baterías de ion litio.

9.1. Optimización del modelo actual de predicción

Partiendo de la premisa de que los modelos de predicción aumentarán su precisión en el futuro, se va a plantear si la introducción del sistema de almacenamiento sería rentable para una instalación que tuviera la mitad de los desvíos horarios. Se partirá entonces de los desvíos calculados, los cuales se dividirán por la mitad y se estudiará la capacidad de una batería para cubrirlos. Tal y como se ha realizado en el estudio original, se plantearán diversas capacidades de batería y diversos porcentajes de carga inicial.

La Figura 68 representa los nuevos desvíos de potencia horaria en contra de las necesidades del sistema a lo largo del año en el caso de un modelo de previsión óptimo.

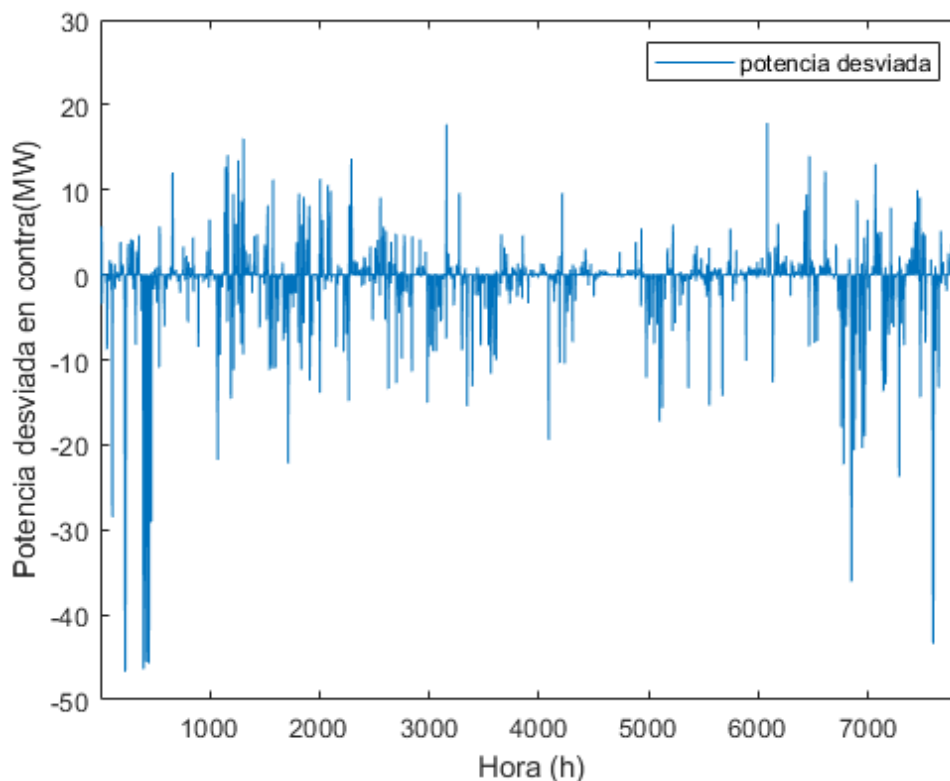


Figura 68: Desvíos de la potencia predicha con respecto a la potencia real, en contra del sistema, para un modelo optimizado.

Previsiblemente, los nuevos resultados de potencia desviada, tanto a subir como a bajar como la total, y los nuevos costes de liquidación, son la mitad de los obtenidos en el modelo original. Estos valores son presentados a continuación.

La potencia total desviada es:

$$Potencia\ desviada\ total\ (MW) = 15.861\ MW$$

De la cual la potencia desviada en contra es:

$$Potencia\ desviada\ en\ contra\ total\ (MW) = 8.549\ MW$$

Lo que origina un coste de liquidación de los desvíos de:

$$Coste\ de\ liquidación\ de\ los\ desvíos\ (€) = 57.007\ €$$

La potencia total desviada a subir es:

$$Potencia\ desviada\ a\ subir\ (MW) = 5.544\ MW$$

De la cual potencia desviada a subir en contra es de:

$$Potencia\ desviada\ en\ contra\ a\ subir\ (MW) = 2.089,9\ MW$$

Lo que origina un coste de liquidación de los desvíos de:

$$Coste\ de\ liquidación\ de\ los\ desvíos\ a\ subir\ (€) = 19.112\ €$$

La potencia total desviada a bajar es:

$$Potencia\ desviada\ a\ bajar\ (MW) = 10.317\ MW$$

De la cual potencia desviada a bajar en contra es de:

$$Potencia\ desviada\ en\ contra\ a\ bajar\ (MW) = 6.459\ MW$$

Lo que origina un coste de liquidación de los desvíos de:

$$Coste\ de\ liquidación\ de\ los\ desvíos\ a\ bajar\ (€) = 37.894\ €$$

Debido a que los desvíos horarios de potencia son en este caso la mitad de los anteriores, se puede afirmar que los nuevos valores máximos de potencia desviada en una hora serán de valor de 17,875 MW a subir y de 47,275 MW a bajar. Este hecho implica que las capacidades de las baterías necesarias para cubrirlos serán menores y, por tanto, implicarán menores costes. Aun así, dado que el coste de liquidación de los desvíos es ahora menor, se puede ya predecir que será difícil que la instalación de una batería al precio actual sea rentable.

El método de almacenamiento empleado para este análisis es el almacenamiento con inicialización diaria de las baterías debido a que es el que mejores resultados ha obtenido en el estudio previo.

Los resultados, en cuanto a proporciones, son similares a los del estudio anterior. La mejor combinación en cuanto a capacidad e inicialización es una batería de 100 MWh inicializada al 75%. En este caso, al contrario que en el anterior, esta opción es también la que más bajos costes deja tras su introducción, con lo que es también la elección más viable desde el punto de vista económico. Se llegarían a cubrir el 70,2% de los nuevos desvíos totales del sistema y el 65,6% de los desvíos en contra. Aunque inferiores a los porcentajes obtenidos anteriormente, se trata de buenos resultados dada la magnitud de los desvíos actuales. Cualquier batería de capacidad inferior a los 50 MWh se descarta para esta aplicación ya que no llegan a cubrir la mitad de los desvíos independientemente de cuál sea su porcentaje de inicialización.

9.2. Evolución de los precios de las baterías de ion litio

La disminución progresiva de los precios de las baterías de ion litio es una realidad que ha venido experimentándose durante los últimos años, causada por las múltiples aplicaciones para las que se está encontrando uso a esta tecnología. Destaca en este sentido su uso en las plantas de generación renovable para ofrecer o capacitar a estas plantas con distintos tipos de servicios de cara a la red eléctrica. Otro importante motor de esta tendencia ha sido el aumento de la presencia de los coches eléctricos en el mercado, quienes necesitan de una batería para funcionar. En los últimos años los gobiernos han tratado de promover su compra a partir de incentivos económicos a los compradores como parte de los objetivos de descarbonización de los transportes. Aun así, su coste continúa siendo elevado dado que en él está incluido el precio del sistema de almacenamiento. El interés de esta industria es, como en el caso de las empresas de generación en energías renovables, la disminución del precio de estos dispositivos de almacenamiento.^[45]

En la Figura 69 se muestra una evolución del precio de mercado de las baterías de ion litio en base a datos reales desde el año 2010 hasta el año 2016. A partir de este año, se trata de una aproximación hasta el año 2030 en base a la evolución anterior. Según esta, en el año 2026 se debería alcanzar un precio del kWh de almacenaje de valor de 100 \$, o lo que es lo mismo, 84,75 €. Según los datos mostrados, se experimentará un descenso de 900 \$/kWh en un periodo de 20 años, aunque algunos indicadores recientes indican que esta cifra se alcanzará antes de finalizar la próxima década.

La estimación mostrada en la gráfica no diferencia entre los distintos tipos de familias de baterías de ion litio, tal y como se ha hecho anteriormente, sino que trabaja con un precio estándar. A pesar de ello, se puede observar que este precio ronda en 2020 los 180 \$/kWh, o 152 €/kWh, lo que implica una estimación a la baja si se compara con los datos presentados anteriormente dado que para este año se ha registrado un mínimo de 180 €/kWh en el caso de la tecnología más barata.

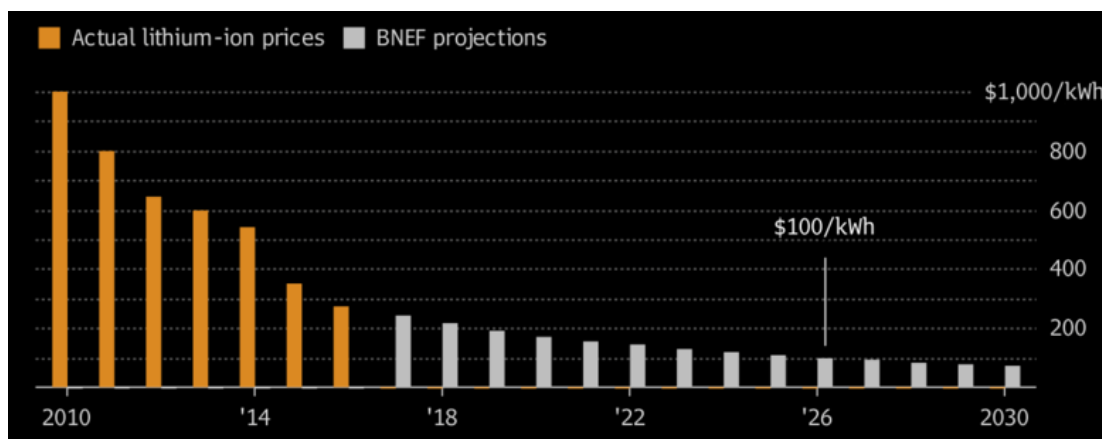


Figura 69: Evolución del precio de mercado de la tecnología ion litio (Fuente: Bloomberg).

Asimismo, también se ha podido observar una mejora en lo referente a la energía específica o densidad energética en este tipo de baterías. Las inversiones en investigación desde los comienzos de su explotación han conseguido que esta variable aumente, haciendo que la evolución de la cantidad de potencia almacenable y/o entregable por hora sea creciente a lo largo de los años.

No obstante, a pesar de que las optimistas proyecciones futuras de bajada de precios y de mejora de la densidad energética, parece difícil que la aplicación aquí analizada acabe saliendo rentable por sí misma si no se combina con otros servicios de cara a red y se utiliza algún tipo de sistema de control avanzado que permita reducir en gran manera la cantidad de almacenamiento necesario.

9.3. Participación en otros servicios de ajuste

Al pie de lo indicado en el apartado anterior, una opción que se antoja obligatoria es la participación de la instalación, con batería introducida, en otros servicios de ajuste (servicios complementarios) de manera paralela a la utilización del sistema de almacenamiento para la gestión de los desvíos de la instalación. Su combinación con la posible optimización de los métodos de predicción y control, más la futura reducción de los precios de las baterías de ion litio, podría ser la solución a los altos costes que, tal y como se ha concluido, implica la introducción actual de baterías a la instalación.

Debido a que la participación en los servicios complementarios denominados de control primario y terciario de frecuencia no es remunerada a excepción de que la oferta sea casada, y además es de carácter obligatorio con lo que no implica el tener que tomar decisión alguna, se plantea la participación de la instalación estudiada en el servicio de control secundario. Dicha participación se puede llevar a cabo tanto mediante la presentación de ofertas de potencia a subir como mediante la presentación de ofertas de potencia a bajar.

La ventaja de la participación de una instalación fotovoltaica en este mercado es que puede ofertar su energía a bajo coste dado que se trata de una energía que de no ser vendida se pierde. El mercado de regulación secundaria, tal y como lo hace el mercado diario, ordena sus ofertas en sentido creciente de precios y, por tanto, es muy probable que las ofertas de este tipo de instalaciones sean casadas. Sin embargo, tal y como ocurre en otros mercados, la presentación de una oferta que finalmente no es garantizada se penaliza. La desventaja es que la fluctuación de la fuente de energía de la que depende esta instalación puede hacer que se dé esta situación.

Tratando los datos obtenidos a través del análisis, se ha determinado que de las 8.760 horas comprendidas en el periodo estudiado, durante 6.223 horas los desvíos se producen en el sentido de las necesidades del sistema, con lo que no generan un gasto extra a la instalación. Dado que cumplen con los requisitos del sistema en ese instante, pueden ponerse además de al servicio del sistema de gestión de desvíos, al servicio el sistema de regulación secundaria. Esta opción necesita de la observación de tendencias, es decir, de la creación de modelos que garanticen que no se generan ofertas que en la hora de la casación no puedan garantizarse. Sin embargo, si esto pudiera realizarse, dichos desvíos generarían una fuente de ingresos paralela que reduciría los altos costes ligados a la compra de la batería.

Evidentemente, los desvíos que son en contra de las necesidades del sistema no pueden participar en este mercado con lo que sus costes de liquidación se mantendrían.

10. Conclusión

El estudio realizado con el objetivo de dimensionar un sistema de almacenamiento asociado a una instalación fotovoltaica de 100 MW ha determinado que, actualmente, la introducción de dicho sistema no sería viable económicamente ni siquiera explorando técnicas de control de la planta híbrida más avanzadas que los analizados en el presente trabajo de final de grado.

Desde un punto de vista económico, el todavía alto precio de las baterías de ion litio en el mercado actual hace que su coste sea muy elevado en comparación con los costes que se derivan de la liquidación de los indeseados pero inevitables desvíos de las plantas fotovoltaicas contrarios a las necesidades del sistema.

Desde un punto de vista técnico, el método de almacenamiento que se ha seleccionado tras el planteamiento de dos metodologías diferentes, incluso para la capacidad y porcentaje de inicialización de la batería que obtienen mejores resultados, no es capaz de cubrir la totalidad de los desvíos que se le demanda. Aun así, presenta buenos resultados que si el coste del sistema de almacenamiento no fuera tan elevado harían que el proyecto pudiera ponerse en marcha.

Estos hechos hacen que plantear asumir tan alto gasto para que finalmente no se llegue a cubrir totalmente los desvíos, no tenga mayor sentido. Evidentemente, pueden existir otras metodologías de almacenamiento en baterías que consigan alcanzar un porcentaje más elevado de desvíos cubiertos y tengan una suma de costes finales inferior. Sin embargo, aun consiguiéndose esto, la introducción de dicho sistema de almacenamiento continuaría sin ser viable en términos económicos hoy en día.

No obstante, el avanzado desarrollo de diversas aplicaciones que necesitan de la tecnología de ion litio para funcionar ha provocado durante los últimos años un decrecimiento muy notable de su coste. Además, una vez introducidas baterías, u otro sistema de almacenamiento, en una planta fotovoltaica, estos equipos no se utilizarían simplemente para reducir desvíos sino que serían también usados para otras aplicaciones ya en marcha (arbitraje de energía, control de tensión) o incluso en un futuro cercano para otros servicios complementarios (control de frecuencia, emulación de inercia, capacidad de arranque en vacío) cuya normativa y regulación están en discusión ahora mismo. Es por esta razón que la viabilidad económica de esta instalación tiene un futuro esperanzador. Este hecho, junto con la estabilidad de red que la introducción de baterías garantiza a las estaciones de generación renovable y el constante crecimiento de su presencia en el mercado eléctrico, permite pensar que la aplicación que se ha estudiado a través de este proyecto presenta un futuro prometedor.

Bibliografía

- [1] wwwreees. (2019). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2019*.
- [2] *Curso | SOLAR201x | edX*. (s.f.). Obtenido de <https://courses.edx.org/courses/course-v1:UPValenciaX+SOLAR201x+3T2019/course/#block-v1:UPValenciaX+SOLAR201x+3T2019+type@chapter+block@Unidad1>
- [3] *Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica*. (s.f.). Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/instalacion-conectada-red>
- [4] *Módulo Fotovoltaico: Parámetros Fundamentales*. (s.f.). Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-parametros-fundamentales/>
- [5] *Solar energy*. (s.f.). Obtenido de <https://www.irena.org/solar>
- [6] *El espectacular crecimiento conseguido en 2019 posiciona al sector fotovoltaico como un motor de la recuperación económica – UNEF*. (s.f.). Obtenido de <https://unef.es/2020/07/el-espectacular-crecimiento-conseguido-en-2019-posiciona-al-sector-fotovoltaico-como-un-motor-de-la-recuperacion-economica/>
- [7] *(No Title)*. (s.f.). Obtenido de http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_pari_s_agreement.pdf
- [8] *Future of solar photovoltaic*. (s.f.). */publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic*.
- [9] *¿Quiénes son los líderes mundiales en energías renovables? - Negocios %*. (s.f.). Obtenido de <https://negocios.com.ar/tendencias/quienes-son-los-lideres-mundiales-en-energias-renovables/>
- [10] *Las renovables tras la crisis del COVID-19* (s.f.). Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/las-renovables-dan-el-sorpasso-a-los-combustibles-fosiles-en-la-ue-generan-mas-electricidad-durante-el-primer-semestre-gracias-a-la-crisis-de-la-covid-19/>
- [11] *(No Title)*. (s.f.). Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/1998/12/30/pdfs/A44077-44089.pdf>
- [12] (s.f.). *PRESENTE: LA INDUSTRIA FV ESPAÑOLA*.
- [13] *Qué es UNEF – UNEF*. (s.f.). Obtenido de <https://unef.es/que-es-unef/>
- [14] *Optimización energética. Objetivo 20-20-20*. (s.f.). Obtenido de <https://www.cerem.es/blog/optimizacion-energetica-objetivo-20-20-20>
- [15] Núm. (s.f.). *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO 2019*.
- [16] *Fotovoltaica - El Real Decreto de Autoconsumo entra en el último Consejo de Ministros previo al comienzo de la campaña electoral - Energías Renovables, el periodismo de las*

- energías limpias.* (s.f.). Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-real-decreto-de-autoconsumo-entra-en-20190405>
- [17] *REData | Red Eléctrica de España.* (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- [18] Press, E. (s.f.). La producción de las renovables alcanzó el 40% en España en 2019, tras elevar un 20% su potencia instalada.
- [19] *REData | Red Eléctrica de España.* (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/evolucion-renovable-no-renovable>
- [20] Núm. (s.f.). *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO 2020.*
- [21] *La Moncloa. 22/02/2019. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 [Consejo de Ministros].* (s.f.). Obtenido de <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/Paginas/enlaces/220219-plan.aspx>
- [22] *Evolución del mercado solar | Blog SOLARNUB Energía Fotovoltaica.* (s.f.). Obtenido de <https://blog.solarnub.com/evolucion-del-mercado-solar/>
- [23] *2.3. Actividades reguladas y actividades en libre competencia | Energía y Sociedad.* (s.f.). Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/2-3-actividades-reguladas-y-actividades-en-libre-competencia/>
- [24] Wiley Publishing Inc, w. (s.f.). *La operación del sistema eléctrico para dummies.*
- [25] *¿Qué es un contrato bilateral en el sector eléctrico? - Energya.* (s.f.). Obtenido de <https://www.energyavm.es/que-es-un-contrato-bilateral-en-el-sector-electrico/>
- [26] *¿Cómo funciona la cámara de compensación? ¿Es verdaderamente útil? - Rankia.* (s.f.). Obtenido de <https://www.rankia.com/blog/operativa-con-futuros/2353199-como-funciona-camara-compensacion-verdaderamente-util>
- [27] *mercado_diario.* (s.f.).
- [28] *6.1. Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad | Energía y Sociedad.* (s.f.). Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- [29] (s.f.). *DETALLE DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO INTRADIARIO.*
- [30] *6.5. Mecanismos de ajuste de demanda y producción | Energía y Sociedad.* (s.f.). Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>
- [31] *Operación del sistema eléctrico | Red Eléctrica de España.* (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [32] *Red Eléctrica de España | Refuerzo de las interconexiones.* (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>

- [33] Beltran, H., Cardo-Miota, J., Segarra-Tamarit, J., & Pérez, E. (s.f.). *Optimized battery sizing for PV capacity firming using deep learning irradiance forecasts for different electricity market structures*.
- [34] PICASSO. (s.f.). Obtenido de https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/#main-targets-of-the-project
- [35] *About home | ECMWF*. (s.f.). Obtenido de <https://www.ecmwf.int/en/about>
- [36] (No Title). (s.f.). Obtenido de <https://www.ecmwf.int/sites/default/files/elibrary/2015/18490-radiation-quantities-ecmwf-model-and-mars.pdf>
- [37] *Set 1 - Atmospheric Model high resolution 10-day forecast (HRES) | ECMWF*. (s.f.). Obtenido de https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/set-1#i-a_fc
- [38] *¿Qué es Horizonte 2020? / Horizonte2020*. (s.f.). Obtenido de <https://eshorizonte2020.es/que-es-horizonte-2020>
- [39] (No Title). (s.f.). Obtenido de https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/BRP_ENERGY/BRP_ENERGY_ES.pdf
- [40] Beltran, H., Harrison, S., Egea-Álvarez, A., & Xu, L. (2 de 7 de 2020). Techno-Economic Assessment of Energy Storage Technologies for Inertia Response and Frequency Support from Wind Farms. *Energies*, 13(13), 3421.
- [41] *CAES: Sistema de almacenado de aire comprimido |*. (s.f.). Obtenido de <https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/caes-sistema-almacenado-aire>
- [42] *Especial Baterías Parte I: El ABC de las baterías | forococheselectricos*. (s.f.). Obtenido de <https://forococheselectricos.com/2013/02/especial-baterias-parte-i-el-abc-de-las.html>
- [43] *Efecto memoria - Wikipedia, la enciclopedia libre*. (s.f.). Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_memoria
- [44] *2 -Ragone Plot of Energy Storage Devices [5,6] | Download Scientific Diagram*. (s.f.). Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/Ragone-Plot-of-Energy-Storage-Devices-5-6_fig2_306240899
- [45] *El precio de las baterías está disminuyendo más de lo previsto*. (s.f.). Obtenido de <https://pasatealoelectrico.es/2017/12/14/el-precio-de-las-baterias-esta-descendiendo-mas-de-lo-previsto/>

ANEXO

ANEXO: Código Programación en Matlab

En este anexo se van a adjuntar todos los fragmentos de código asociados a cada una de las operaciones que han permitido alcanzar los resultados expuestos.

En un primer subanexo (A.1) se van a explicar el significado de todos los vectores y variables de cada uno de los fragmentos para que su lectura pueda ser comprendida.

A continuación, el segundo de ellos (A.2) recoge todos los cálculos e importaciones de datos ligados a la determinación de los desvíos de la instalación con respecto a las predicciones.

En el tercer subanexo (A.3) se han recogido los cálculos realizados para la creación del mapa de calor. Este requiere de datos tanto del segundo subanexo como del cuarto, dado que el mapa de calor trata los datos de precios del mercado spot y de los mercados de desvíos en contra a subir y a bajar.

El cuarto subanexo (A.4) recoge todos los cálculos e importaciones de datos ligados a la determinación de los costes de liquidación de los desvíos en contra de las necesidades del sistema.

Finalmente, los últimos dos subanexos (A.5 y A.6) recogen todos los cálculos en cuanto al almacenamiento de la energía a través de las baterías para poder finalmente estudiar la rentabilidad de su introducción en el sistema. En el primero, A.5, se encuentran los cálculos ligados al método de almacenamiento sin inicialización diaria de la batería y en el segundo de ellos, el A.6, los cálculos ligados al método de almacenamiento con inicialización diaria de la batería.

A. 1. Presentación de vectores y variables

- potencia_desviada [MW]: vector que contiene la potencia desviada en cada hora en la instalación con respecto a la potencia prevista.
- max_1 [MW]: máxima potencia desviada a subir del sistema, independientemente de si el desvío es a favor o en contra del sistema (hora en la que más energía sobra).
- min_1 [MW]: máxima potencia desviada a bajar del sistema, independientemente de si el desvío es a favor o en contra del sistema (hora en la que más energía falta).
- potencia_total_desviada [MW]: potencia total desviada, independientemente de si el desvío es a favor o en contra del sistema.
- perdidadesviosvec [€]: vector que recoge los costes de liquidación diarios de los desvíos.
- perdidadesviotot [€]: suma del coste de la liquidación del conjunto de pérdidas por los desvíos totales en contra de las necesidades del sistema.
- perdidassubir_tot [€]: suma del coste de la liquidación del conjunto de pérdidas por los desvíos a subir en contra de las necesidades del sistema.
- perdidassubir_tot [€]: suma del coste de la liquidación del conjunto de pérdidas por los desvíos a bajar en contra de las necesidades del sistema.
- potencia_desviada_encontra_vec [MW]: vector que contiene la potencia desviada de las horas en las que el desvío ha sido en contra del sistema, y contiene 0 cuando el desvío es a favor de las necesidades del sistema.
- potencia_desviada_encontra_subir [MW]: potencia total desviada a subir en contra de las necesidades del sistema.
- potencia_desviada_encontra_bajar [MW]: potencia total desviada a bajar en contra de las necesidades del sistema.
- max_2 [MW]: máxima potencia desviada a subir en contra de las necesidades del sistema (hora en la que más energía sobra)
- min_2 [MW]: máxima potencia desviada a bajar en contra de las necesidades del sistema (hora en la que más energía falta)
- capacidadnominal [MWh]: vector que recoge los valores de capacidad nominal estudiados.
- estadomincarga: porcentaje, sobre la capacidad operativa, de carga mínima.
- porcentajessobreeltotalinicial [%]: porcentajes de carga inicial de la batería.

- **costeinicializacion [€]:** vector que recoge el coste de inicialización horario de la batería durante las primeras horas de cada día y en el resto de horas tiene un valor nulo. Lo hace para cada capacidad y estado de carga estudiados.
- **carga [MW]:** vector que recoge la carga horaria de la batería. Lo hace para cada capacidad y estado de carga estudiados.
- **desviocompensado [MW]:** vector que recoge la magnitud del desvío compensado horario de la batería. Lo hace para cada capacidad y estado de carga estudiados.
- **desvionocompensado [MW]:** vector que recoge la magnitud del desvío no compensado horario de la batería. Lo hace para cada capacidad y estado de carga estudiados.
- **desviocontracomp [MW]:** dentro de los desvíos compensados, se trata del vector que recoge la magnitud del desvío en contra compensado horario de la batería. Lo hace para cada capacidad y estado de carga estudiados.
- **perdidas [€]:** vector que recoge las pérdidas por liquidación de desvíos en contra de la batería. Lo hace para cada capacidad y estado de carga estudiados.
- **perdidassegunestadodecargainicial [€]:** sumatorio de las pérdidas que prevalecen en el sistema tras la instalación de la batería, para un estado de carga inicial de una capacidad de batería dada.
- **desviocompensadototal [MW]:** sumatorio de los desvíos compensados por la batería, en valor absoluto, para un estado de carga inicial de una capacidad de batería dada.
- **perdidascapacidad [€]:** tabla que clasifica las pérdidas que prevalecen en el sistema tras la instalación de la batería, en filas según la capacidad nominal y en columnas según el estado de carga inicial.
- **porcentajedesvioscompensados [%]:** tabla que clasifica el porcentaje de desvíos compensados por la batería, en filas según la capacidad nominal y en columnas según el estado de carga inicial.
- **porcentajedesviosencontracompensados [%]:** tabla que clasifica el porcentaje de desvíos en contra compensados por la batería, en filas según la capacidad nominal y en columnas según el estado de carga inicial.
- **costeinicializacion_tabla [€]:** tabla que clasifica el coste de inicialización de la batería, en filas según la capacidad nominal y en columnas según el estado de carga inicial.

A. 2. Cálculo de desvíos horarios e importación de precios horarios

- COMPARACION DE LOS VALORES REALES Y DE PREDICCIÓN DE LA INSTALACION

```
clear all
load real %importación de los datos reales de irradiación
load ecmwfTOAclearskyUJInew %importación de los datos predichos de irradiación

j=1;
for i= 4177:12936
    prediccion(1,j)=j;
    prediccion(2,j)= irradsECMWF(i);
    j=j+1;
end

%dato que los datos reales de irradiación han sido recogidos cada 15 min y se ha comprobado que faltan datos, se
estima que estos datos que faltan son...

realTimescorr=realTimes(1);
realDatacorr=realData(1);

for i=2:length(realData)
    if (realTimes(i)-realTimes(i-1))>1.05*15/24/60 %pongo el 1.05 porque a veces es unas décimas de segundo más de
15 mins, pero lo consideramos correcto

        %Si hay un salto, calculo de cuantas muestras para añadir tiempos:
        Nm=round((realTimes(i)-realTimes(i-1))*60*24/15);
        for j=1:Nm %en el bucle añado las muestras que faltan sabiendo que son cada 15 minutos (15/24/60 en días)
            realTimescorr= [realTimescorr realTimes(i-1)+15*j/24/60];
            realDatacorr=[realDatacorr realData(i-1)]; %en estas muestras que faltan, me quedo con la última medida real
que teníamos como mejor aproximación
        end
    end
end
```

```
else %si el salto no es mayor a 15 minutos, está bien
    realTimescorr=[realTimescorr realTimes(i)];
    realDatacorr=[realDatacorr realData(i)];
end
end

A=[];
n=1;

%cálculo de la media horaria de los valores reales para poder compararlos con los predichos

for z= 2113:4:37152
    media_horaria_real(1,n)= n;
    A= [realDatacorr(z),realDatacorr(z+1),realDatacorr(z+2),realDatacorr(z+3)];
    media_horaria_real(2,n)= mean(A);%media del valor de irradiacion horario
    n=n+1;
end

%diferencia entre la irradiación recibida realmente y la que se predijo, que definirá el desvío

for i=1:length(prediccion)

    diferencia_irradiacion(i)=media_horaria_real(2,i)-prediccion(2,i);

end

% representación gráfica de las dos irradiaciones

x1 = media_horaria_real(1,:);
y1 = media_horaria_real(2,:); %representacion horaria de los valores reales

x2 = prediccion(1,:);
```

ANEXO

```
y2 = prediccion(2,:); %representacion horaria de los valores de prediccion
```

```
figure(1)  
plot(x1,y1,x2,y2)  
xlabel('Hora (h)')  
ylabel('Irradiancia (W/m^2)')  
legend('Datos reales','Datos prediccion')  
axis([1 8760 0 1100]);
```

- POTENCIA TOTAL GENERADA

```
%transformación de los valores de irradiación reales a potencia (en MW), considerando que para una irradiación de  
1000 W/m2 la potencia producida es de 100 MW
```

```
potencia=[];
```

```
for i=1:length(media_horaria_real)  
    potencia(i)= media_horaria_real(i)/10;%[MW]  
end
```

- POTENCIA TOTAL DESVIADA

```
%transformación de los valores de irradiación desviada a potencia (en MW), considerando que para una irradiación de  
1000 W/m2 la potencia producida es de 100 MW
```

```
potencia_desviada=[];
```

```
for i=1:length(diferencia_irradiacion)  
    x3(i)=i;  
    potencia_desviada(i)= diferencia_irradiacion(i)/10;%[MW]  
end
```

```
max_1=max(potencia_desviada); % [MW]
```

```
min_1=min(potencia_desviada); % [MW]
```



```
figure(2)
plot(potdesvio)
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Potencia desviada (MW)')
potencia_total_desviada=sum(abs(potencia_desviada));% [MW]
```

A. 3. Mapa de calor

```
%importación de la web de esios de la variable del coste de los desvíos contrarios con respecto al precio del
mercado spot diario

texto=fileread('export_CosteDelDesvíosContrarioRespectoAlPrecioDelMercadoSPOTDiario_2020-05-26_19_19.json');
vars=jsondecode(texto);

for i=1:length(vars)
    fecha(i)=datetime(vars(i).datetime, 'yyyy-mm-ddTHH:MM:SS');
    x(i)=i;
    valor(i)=vars(i).value;
end

for m=1:365
    for j=1:24
        z(m,j)= valor(j+24*(m-1));
    end
end

datos=datevec(fecha);

Year=datos(1:24:length(vars),1);
M=datos(1:24:length(vars),2);
D=datos(1:24:length(vars),3);

for i=1:365
    t(i)=datetime(Year(i),M(i),D(i)); % definición de la fecha (año/mes/día)
end

y=[0:23]; % definición de la hora

figure(1)
```

```
colormap default
surf(y,t,z)
colorbar
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Fecha')
zlabel('Porcentaje de desvío (%)')

%casos para los que el porcentaje de pérdidas es mayor que 100
w=1;
for z=1:length(vars)
    if valor(z)>100
        num1(w)=datetime(vars(z).datetime, 'yyyy-mm-ddTHH:MM:SS');
        potenciadesviada1(w)=potencia_desviada(z);
        dif1(w)=valor_SPOT(z)-valor_SUBIR(z);
        dif2(w)=valor_BAJAR(z)-valor_SPOT(z);
        w=w+1;
    else
        w=w;
    end
end

x1=datevec(num1); %fechas y horas para las que el porcentaje es mayor que 100
potenciadesviada1; %potencia desviada cuando el porcentaje es mayor que 100

%casos para los que el porcentaje de perdidas es alrededor de 100
h=1;
for z=1:length(vars)
    if valor(z)<101 && valor(z)>97
        num2(h)=datetime(vars(z).datetime, 'yyyy-mm-ddTHH:MM:SS');
        potenciadesviada2(h)=potencia_desviada(z);
        dif3(h)=valor_SPOT(z)-valor_SUBIR(z);
        dif4(h)=valor_BAJAR(z)-valor_SPOT(z);
        h=h+1;
    else
        h=h;
    end
end
```

```
end  
end
```

```
x2=datevec(num2); %fechas y horas para las que el porcentaje es aproximadamente 100  
potenciadesviada2; %potencia desviada cuando el porcentaje es aproximadamente 100
```


A. 4. Análisis económico

- GRAFICAS PRECIO DE LOS DESVIOS Y PRECIO DEL MERCADO SPOT

```
% PRECIO DE LOS DESVIOS MEDIDOS A SUBIR
%importación de la web de esios de la variable del precio de los desvíos medidos a subir

texto=fileread('export_PrecioDeLosDesvíosMedidosASubir_2020-05-27_10_16.json');
varsSUBIR=jsondecode(texto);
for i=1:length(varsSUBIR)
    fecha(i)=datenum(varsSUBIR(i).datetime, 'yyyy-mm-ddTHH:MM:SS');
    axisSUBIR(i)=i; %precio de los desvíos medidos a subir
    valor_SUBIR(i)=varsSUBIR(i).value;
end

% PRECIO DE LOS DESVIOS MEDIDOS A BAJAR
%importación de la web de esios de la variable del precio de los desvíos medidos a bajar

texto=fileread('export_PrecioDeLosDesvíosMedidosABajar_2020-05-27_10_24.json');
varsBAJAR=jsondecode(texto);

for i=1:length(varsBAJAR)
    fecha(i)=datenum(varsBAJAR(i).datetime, 'yyyy-mm-ddTHH:MM:SS');
    axisBAJAR(i)=i;
    valor_BAJAR(i)=varsBAJAR(i).value; %precio de los desvíos medidos a bajar
end

% PRECIO DEL MERCADO SPOT DIARIO
%importación de la web de esios de la variable del precio del mercado spot diario

texto=fileread('export_PrecioMercadoSPOTDiarioEspaña_2020-05-27_10_58.json');
varsSPOT=jsondecode(texto);
```

ANEXO

```
for i=1:length(varsSPOT)
    fecha(i)=datetime(varsSPOT(i).datetime, 'yyyy-mm-ddTHH:MM:SS');
    axisSPOT(i)=i;
    valor_SPOT(i)=varsSPOT(i).value; %precio del mercado spot diario
end

%representación de las tres variables en una misma figura
figure(3)
plot(axisSUBIR, valorSUBIR, axisBAJAR, valorBAJAR, axisSPOT, valorSPOT)
axis([1 8760 0 100])
legend('precio de los desvíos medidos a subir', 'precio de los desvíos medidos a bajar', 'precio del mercado spot')
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Precio (€/MWh)')

- CALCULO DE COSTES "EXTRA"

for i=1:length(potencia_desviada)
    if potencia_desviada(i)>0
        preciodesvio(i)= valor_SUBIR(i);% [€/MWh]
    else
        preciodesvio(i)= valor_BAJAR(i);% [€/MWh]
    end
end

%pérdidas debidas a los desvíos en contra del sistema
for i=1: length(potencia_desviada)

    if potencia_desviada(i)>0

        perdidasdesviosvec(i)= (valor_SPOT(i)-valor_SUBIR(i)).*potencia_desviada(i); %pérdidas debidas a los desvíos
a subir

    else
```

```
        perdidasdesviosvec(i)= (valor_BAJAR(i)-valor_SPOT(i)).*potencia_desviada(i); %pérdidas debidas a los desvíos
a bajar
    end
end

perdidasdesviotot=sum(perdidasdesviosvec); %[€]

b=1;
v=1;

for i=1:length(perdidasdesviosvec)

    if perdidasdesviosvec(i)>0

        perdidasdesviosvec_subir(b)= perdidasdesviosvec(i);
        b=b+1;

    else

        perdidasdesviosvec_bajar(v)= perdidasdesviosvec(i);
        v=v+1;
    end
end

perdidassubir_tot=sum(perdidasdesviosvec_subir);
perdidasbajar_tot=sum(abs(perdidasdesviosvec_bajar));

f=0; %número de veces en las que el desvío ha sido a favor del sistema
potencia_desviada_encontra_vec=[];

g=1;
j=1;

for i=1:length(perdidasdesviosvec)
    if perdidasdesviosvec(i)==0
```

```
f=f+1;
potencia_desviada_encontra_vec(i)= 0;
else
f=f;
potencia_desviada_encontra_vec(i)= potencia_desviada(i);

if potencia_desviada_encontra_vec(i)<0
g=g+1;
potencia_desviada_encontra_abajar(g)=potencia_desviada_encontra_vec(i);
else
j=j+1;
potencia_desviada_encontra_asubir(j)=potencia_desviada_encontra_vec(i);
end
end
end

potencia_desviada_encontra_abajar_tot=sum(potencia_desviada_encontra_abajar);
potencia_desviada_encontra_asubir_tot=sum(potencia_desviada_encontra_asubir);

max_2=max(potencia_desviada_encontra_vec); % [MW]
min_2=min(potencia_desviada_encontra_vec); % [MW]

figure(4)
plot(x3,potencia_desviada_encontra_vec)
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Potencia desviada en contra (MW)')
```

A. 5. Método de almacenamiento de la energía sin inicialización diaria

```
capacidadnominal=[150,200,250,300,400]; %[MW]
estadomincarga=0.05;

for j=1:length(capacidadnominal)
    for i=1:length(potencia_desviada)

        capacidadoperativa(j)=capacidadnominal(j)*(1-estadomincarga);

        if potencia_desviada(i)>0 %DESVÍOS A SUBIR
            if i==1
                if potencia_desviada(i)+estadomincarga*capacidadnominal(j)<capacidadoperativa(j)
                    carga(i)= estadomincarga*capacidadnominal(j)+potencia_desviada(i);
                    desviocompensado(i)= potencia_desviada(i);
                    desvionocompensado(i)=0;
                    perdidas(i)=0;

                    if perdidasdesviosvec(i)~=0
                        desviocontracomp(i)=desviocompensado(i);
                    else
                        desviocontracomp(i)=0;
                    end

                else
                    carga(i)= capacidadoperativa(j);
                    desviocompensado(i)= capacidadoperativa(j);
                    desvionocompensado(i)= potencia_desviada(i)-desviocompensado(i);

                    if perdidasdesviosvec(i)~=0
                        desviocontracomp(i)=desviocompensado(i);
                        perdidas(i)=desvionocompensado(i)*(valor_SPOT(i)-valor_SUBIR(i));
                    else
```

```
                desviocontracomp(i)=0;
                perdidas(i)=0;
            end
        end
    else
        if carga(i-1)+potencia_desviada(i)<capacidadoperativa(j)
            carga(i)= carga(i-1)+potencia_desviada(i);
            desviocompensado(i)= potencia_desviada(i);
            desvionocompensado(i)=0;
            perdidas(i)=0;

                if perdidasdesviosvec(i)~=0
                    desviocontracomp(i)=desviocompensado(i);
                else
                    desviocontracomp(i)=0;
                end
            else
                carga(i)= capacidadoperativa(j);
                desviocompensado(i)= capacidadoperativa(j)-carga(i-1);
                desvionocompensado(i)= potencia_desviada(i)-desviocompensado(i);

                    if perdidasdesviosvec(i)~=0
                        desviocontracomp(i)=desviocompensado(i);
                        perdidas(i)=desvionocompensado(i)*(valor_SPOT(i)-valor_SUBIR(i));
                    else
                        desviocontracomp(i)=0;
                        perdidas(i)=0;
                    end
                end
            end
        end
    elseif potencia_desviada(i)<0 %DESVÍOS A BAJAR
        if i==1
            carga(i)=estadomincarga*capacidadnominal(j);
            desviocompensado(i)= 0;
```

```
desvionocompensado(i)= potencia_desviada(i);

    if perdidasdesviosvec(i)~=0
        desviocontracomp(i)=desviocompensado(i);
        perdidas(i)=perdidasdesviosvec(i);
    else
        desviocontracomp(i)=0;
        perdidas(i)=0;
    end
else
    if carga(i-1)+potencia_desviada(i)>estadomincarga*capacidadnominal(j)
        carga(i)= carga(i-1)+potencia_desviada(i);
        desviocompensado(i)= potencia_desviada(i);
        desvionocompensado(i)=0;
        perdidas(i)=0;

        if perdidasdesviosvec(i)~=0
            desviocontracomp(i)=desviocompensado(i);
        else
            desviocontracomp(i)=0;
        end
    else
        carga(i)=estadomincarga*capacidadnominal(j);
        desviocompensado(i)= -carga(i-1)+carga(i);
        desvionocompensado(i)= potencia_desviada(i)+desviocompensado(i);

        if perdidasdesviosvec(i)~=0
            desviocontracomp(i)=desviocompensado(i);
            perdidas(i)=-desvionocompensado(i)*(valor_BAJAR(i)-valor_SPOT(i));
        else
            desviocontracomp(i)=0;
            perdidas(i)=0;
        end
    end
end
```

```
else
    if i==1
        carga(i)= estadomincarga*capacidadnominal(j);
        desviocompensado(i)= 0;
        desvionocompensado(i)=0;
        perdidas(i)=0;
        desviocontracomp(i)=0;

        else
            carga(i)= carga(i-1);
            desviocompensado(i)= 0;
            desvionocompensado(i)=0;
            perdidas(i)=0;
            desviocontracomp(i)=0;
        end
    end
end

desviocompensadototal=sum(abs(desviocompensado(:)));
desviocontracompensadototal=sum(abs(desviocontracomp(:)));
porcentajededesvioscompensados(j)= (desviocompensadototal/potencia_total_desviada)*100;%%[%]
porcentajededesviosencontracompensados(j)= (desviocontracompensadototal/potencia_desviada_encontra_absoluto)*100;
sumperdidas(j)=sum(abs(perdidas(:)));
end

figure(j)
plot(x3,carga(:).*100/capacidadnominal(j))
legend('Carga')
axis([1 8760 0 100])
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Porcentaje de energía almacenada con respecto a la capacidad total(%)')

figure(5+j)
plot(x3,potencia_desviada,x3,desviocompensado(:))
legend('Desvios totales del sistema', 'Desvios cubiertos')
xlabel('Hora (h)')
```



```
ylabel('Potencia desviada (MW)')

figure(10+j)
plot(x3,potencia_desviada_encontra_vec,x3,desviocontracomp(:))
legend('Desvios totales en contra del sistema', 'Desvios cubiertos en contra del sistema')
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Potencia desviada en contra (MW)')

end
```

A. 6. Método de almacenamiento de la energía sin inicialización diaria

```
for j=1:length(capacidadnominal)
    for m=1:length(porcentajesobreeltotalinicial)
        for i=1:length(potencia_desviada)

            capacidadoperativa(j)=capacidadnominal(j)*(1-estadomincarga);

            if potencia_desviada(i)>0 %DESVÍOS A SUBIR
                if i==1

costeinicializacion(m,i)=valor_SPOT(i)*porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);

                    if
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i)<capacidadoperativa(j)
                        carga(m,i)=
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i);
                        desviocompensado(m,i)= potencia_desviada(i);
                        desvionocompensado(m,i)=0;
                        perdidas(m,i)=0;

                            if perdidasdesviosvec(i)~=0
                                desviocontracomp(m,i)=potencia_desviada(i);
                            else
                                desviocontracomp(m,i)=0;
                            end

                        else
                            carga(m,i)= capacidadoperativa(j);
                            desviocompensado(m,i)= capacidadoperativa(j)-
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
```

```
desvionocompensado(m,i)= potencia_desviada(i)-desvionocompensado(m,i);

    if perdidasdesviosvec(i)~=0
        desviocontracomp(m,i)=capacidadoperativa(j)-
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
        perdidas(m,i)=(potencia_desviada(i)-desvionocompensado(m,i))*(valor_SPOT(i)-
valor_SUBIR(i));
    else
        desviocontracomp(i)=0;
        perdidas(m,i)=0;
    end
end

elseif ismember(i,primerashorasdecadadia)

    costeinicializacion(m,i)=(porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)-carga(m,i-
1))*valor_SPOT(i);

    if
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i)<capacidadoperativa(j)
        carga(m,i)=
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i);
        desvionocompensado(m,i)= potencia_desviada(i);
        desvionocompensado(m,i)=0;
        perdidas(m,i)=0;

        if perdidasdesviosvec(i)~=0
            desviocontracomp(m,i)=potencia_desviada(i);
        else
            desviocontracomp(m,i)=0;
        end
    else
        carga(m,i)= capacidadoperativa(j);
```

```
desviocompensado(m,i)= capacidadoperativa(j)-
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
desvionocompensado(m,i)= potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i);

    if perdidasdesviosvec(i)~=0
        desviocontracomp(m,i)=capacidadoperativa(j)-
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
        perdidas(m,i)=(potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i))*(valor_SPOT(i)-
valor_SUBIR(i));
    else
        desviocontracomp(i)=0;
        perdidas(m,i)=0;
    end
end

else
    costeinicializacion(m,i)=0;

    if carga(m,i-1)+potencia_desviada(i)<capacidadoperativa(j)
        carga(m,i)= carga(m,i-1)+potencia_desviada(i);
        desviocompensado(m,i)= potencia_desviada(i);
        desvionocompensado(m,i)=0;
        perdidas(m,i)=0;

        if perdidasdesviosvec(i)~=0
            desviocontracomp(m,i)=potencia_desviada(i);
        else
            desviocontracomp(m,i)=0;
        end
    else
        carga(m,i)= capacidadoperativa(j);
        desviocompensado(m,i)= capacidadoperativa(j)-carga(m,i-1);
        desvionocompensado(m,i)= potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i);
    end
end
end
```

```
valor_SUBIR(i));
    if perdidasdesviosvec(i)~=0
        desviocontracomp(m,i)=capacidadoperativa(j)-carga(m,i-1);
        perdidas(m,i)=(potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i))*(valor_SPOT(i)-
    else
        desviocontracomp(m,i)=0;
        perdidas(m,i)=0;
    end
end
end
elseif potencia_desviada(i)<0 %DESVÍOS A BAJAR
    if i==1
costeinicializacion(m,i)=valor_SPOT(i)*porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
        if porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i)>
estadomincarga*capacidadnominal(j)
            carga(m,i)=
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i);
            desviocompensado(m,i)= potencia_desviada(i);
            desvionocompensado(m,i)=0;
            perdidas(m,i)=0;
        if perdidasdesviosvec(i)~=0
            desviocontracomp(m,i)=potencia_desviada(i);
        else
            desviocontracomp(m,i)=0;
        end
    else
        carga(m,i)=estadomincarga*capacidadnominal(j);
```

```
desviocompensado(m,i)= -
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+carga(m,i);
desvionocompensado(m,i)= potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i);

    if perdidasdesviosvec(i)~=0
        desviocontracomp(m,i)=-
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+carga(m,i);
        perdidas(m,i)=- (potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i)) * (valor_BAJAR(i) -
valor_SPOT(i));
    else
        desviocontracomp(m,i)=0;
        perdidas(m,i)=0;
    end
end

elseif ismember(i,primerashorasdecadadia)

        costeinicializacion(m,i)=(porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)-
carga(m,i-1))*valor_SPOT(i);

        if
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i)>estadomincarga*capacidadnominal(j)
            carga(m,i)=
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+potencia_desviada(i);
            desviocompensado(m,i)= potencia_desviada(i);
            desvionocompensado(m,i)=0;
            perdidas(m,i)=0;

            if perdidasdesviosvec(i)~=0
                desviocontracomp(m,i)=potencia_desviada(i);
            else
                desviocontracomp(m,i)=0;
            end
        end
    end
```

```
else
    carga(m,i)=estadomincarga*capacidadnominal(j);
    desviocompensado(m,i)= -
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+carga(m,i);
    desvionocompensado(m,i)= potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i);

    if perdidasdesviosvec(i)~=0
        desviocontracomp(m,i)=-
porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)+carga(m,i);
        perdidas(m,i)=- (potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i)) * (valorBAJAR(i)-
valor_SPOT(i));
    else
        desviocontracomp(m,i)=0;
        perdidas(m,i)=0;

    end
end

else %cuando se trata de un valor distinto al inicial, la carga de la batería así como el
desvío compensado dependerán del estado de la batería anterior

costeinicializacion(m,i)=0;

if carga(m,i-1)+potencia_desviada(i)>estadomincarga*capacidadnominal(j)
    carga(m,i)= carga(m,i-1)+potencia_desviada(i);
    desviocompensado(m,i)= potencia_desviada(i);
    desvionocompensado(m,i)=0;
    perdidas(m,i)=0;

    if perdidasdesviosvec(i)~=0
        desviocontracomp(m,i)=potencia_desviada(i);
    else
        desviocontracomp(m,i)=0;
```

```

                                end
else
    carga(m,i)=estadomincarga*capacidadnominal(j);
    desviocompensado(m,i)= -carga(m,i-1)+carga(m,i);
    desvionocompensado(m,i)= potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i);

                                if perdidasdesviosvec(i)~=0
                                    desviocontracomp(m,i)=-carga(m,i-1)+carga(m,i);
                                    perdidas(m,i)=- (potencia_desviada(i)-desviocompensado(m,i)) * (valor_BAJAR(i) -
valor_SPOT(i));

                                else
                                    desviocontracomp(m,i)=0;
                                    perdidas(m,i)=0;
                                end
                                end
                                end
else
    if i==1

costeinicializacion(m,i)=valor_SPOT(i)*porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
    carga(m,i)= porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
    desviocompensado(m,i)= 0;
    desvionocompensado(m,i)=0;
    perdidas(m,i)=0;
    desviocontracomp(m,i)=0;

                                elseif ismember(i,primerashorasdecadadia)%primera hora de cada día a partir del segundo día
                                    costeinicializacion(m,i)=(porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j)-
carga(m,i-1))*valor_SPOT(i);
                                    carga(m,i)= porcentajesobreeltotalinicial(m)*capacidadoperativa(j);
                                    desviocompensado(m,i)= 0;
                                    desvionocompensado(m,i)=0;
                                    perdidas(m,i)=0;
                                    desviocontracomp(m,i)=0;

```



```
else
    costeinicializacion(m,i)=0;
    carga(m,i)= carga(m,i-1);
    desviocompensado(m,i)=0;
    desvionocompensado(m,i)=0;
    perdidas(m,i)=0;
    desviocontracomp(m,i)=0;
end

end

end

perdidassegunestadodecargainicial(m)=sum(perdidas(m,:));
desviocompensadototal(m)=sum(abs(desviocompensado(m,:)));
desviocontracompensadototal(m)=sum(abs(desviocontracomp(m,:)));

perdidascapacidad(j,m)=perdidassegunestadodecargainicial(m);
porcentajededesvioscompensados(j,m)= (desviocompensadototal(m)/potencia_total_desviada)*100;
porcentajededesviosencontracompensados(j,m)=
(desviocontracompensadototal(m)/potencia_desviada_encontra_absoluto)*100;
costeinicializacion_tabla(j,m)=costeinicializacion(m);
end

figure(j)
plot(x3,potencia_desviada,x3,desviocompensado(1,:),x3,desviocompensado(2,:),x3,desviocompensado(3,:),x3,desvio
compensado(4,:),x3,desviocompensado(5,:))
legend('Desvios totales en contra del sistema', 'Desvios cubiertos Carga inicial al 5%', 'Desvios cubiertos
Carga inicial al 25%', 'Desvios cubiertos Carga inicial al 50%', 'Desvios cubiertos Carga inicial al
75%', 'Desvios cubiertos Carga inicial al 100%')
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Potencia desviada cubierta(MW)')
```

```
figure(5+j)
plot(x3,potencia_desviada_encontra_vec,x3,desviocontracomp(1,:),x3,desviocontracomp(2,:),x3,desviocontracomp(3
,:),x3,desviocontracomp(4,:),x3,desviocontracomp(5,:))
legend('Desvios totales en contra del sistema', 'Desvios cubiertos Carga inicial al 5%', 'Desvios cubiertos
Carga inicial al 25%', 'Desvios cubiertos Carga inicial al 50%', 'Desvios cubiertos Carga inicial al
75%', 'Desvios cubiertos Carga inicial al 100%')
xlabel('Hora (h)')
ylabel('Potencia desviada en contra cubierta(MW)')

end
```

PRESUPUESTO

Finalmente, se van a desglosar todos los gastos que son necesarios para llevar a cabo un proyecto de este tipo, y es que, paralelamente a los costes materiales del proyecto se dan otros que también se deben tener en cuenta, que en este caso son la mano de obra del ingeniero, el hardware y el software empleados.

El presupuesto previsto para los costes de mano de obra de un ingeniero a cargo del proyecto presentado es mostrado a continuación. La fase de investigación acerca de las distintas alternativas sería la fase previa a la escritura del código y la ejecución de los cálculos. El resto de las fases se basan en la realización del código adjuntado en anexo y su estudio.

Concepto	Horas realizadas (h)	Precio unitario (€/h)	Precio total (€)
Investigación acerca de alternativas	30	22	660
Escritura del código	40	55	2.200
Creación de gráficos	10	30	300
Estudio económico	10	30	300
Total	-	-	3.460

. Los costes ligados al hardware empleado son sencillos dado que se ha empleado un ordenador portátil, sin más accesorios. Su coste se incluye en la tabla mostrada a continuación.

Concepto	Precio total (€)
Ordenador	2.000

Dado que la única herramienta de pago que ha sido necesaria es Matlab, el presupuesto asociado al software es el precio de esta herramienta de programación. Las herramientas de procesado de imágenes vienen incluidas en este precio.

PRESUPUESTO

Concepto	Precio total, licencia anual (€)
Matlab	800

Teniendo en cuenta todos estos costes, el presupuesto total para la realización del proyecto sería de 6.260 €.