



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER DISEÑO DE UN MODELO ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Autor: Isabel Quiralte Arveras
Director: Julio Rafael Portillo García

Madrid
Julio de 2025

Tabla de contenidos

1. Resumen	8
1.1. Introducción	8
1.1.1. El sistema de almacenamiento	9
1.1.1.1. Beneficios del uso de las baterías en renovables asíncronas.....	9
1.1.1.2. Flujos de ingreso del uso de las baterías en renovables asíncronas.....	10
1.2. Metodología	10
1.2.1. Variables empleadas	11
1.2.2. Hipótesis y simplificaciones	13
1.2.3. Función objetivo.....	13
1.3. Resultados.....	14
1.3.1. Escenario Base	14
1.3.1.1. Datos de entrada.....	14
1.3.1.2. Resultados.....	15
1.3.2. Escenario con regulación secundaria.....	16
1.3.2.1. Datos de entrada.....	16
1.3.2.2. Resultados.....	17
1.4. Conclusiones	18
1.5. Referencias	19
1. Abstract	22
1.1. Introduction.....	22
1.1.1. BESS	23
1.1.1.1. Benefits of using batteries in asynchronous renewables	23
1.1.1.2. Revenue streams from the use of batteries	24
1.2. Methodology	24
1.2.1. Employed variables.....	25
1.2.2. Assumptions and simplifications	26
1.2.3. Objective function.....	27
1.3. Results.....	27
1.3.1. Base scenario	28
1.3.1.1. Input data	28
1.3.1.2. Results.....	29
1.3.2. Scenario with secondary regulation.....	30
1.3.2.1. Input data	30
1.3.2.2. Results.....	31

1.4.	Conclusions.....	32
1.5.	References	33
2.	Introducción.....	36
2.1.	Motivación.....	39
2.2.	Problemas que suponen la introducción de la generación asíncrona para la red	39
3.	Alineamiento con Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	55
4.	El sistema de almacenamiento	60
4.1.	Tipos de baterías	62
4.2.	Beneficios del uso de las baterías en renovables asíncronas.....	62
4.3.	Flujos de ingreso del uso de las baterías en renovables asíncronas.....	63
5.	El sistema de reserva de frecuencia.....	65
5.1.	Principio de funcionamiento	65
5.2.	Legislación española y europea	65
5.3.	Precio en el mercado.....	70
6.	Modelo económico	72
6.1.	Introducción al modelo.....	72
6.1.1.	Desarrollo del Modelo	72
6.1.2.	Diseño Modular de Modelo	72
6.1.3.	Estructura del Modelo	73
6.2.	Variables empleadas	73
6.2.1.	Variables externas	74
6.2.2.	Variables de la batería.....	74
6.2.3.	Variables del Parque	77
6.2.4.	Variables de la red.....	77
6.3.	Variables de decisión	78
6.4.	Hipótesis y simplificaciones.....	79
6.5.	Restricciones del modelo	81
6.6.	Función objetivo	83
7.	Escenarios obtenidos	86
7.1.	Escenario Base.....	87
7.1.1.	Datos de entrada	87
7.1.2.	Resultados	88
7.2.	Escenario con regulación secundaria	91
7.2.1.	Datos de entrada	91
7.2.2.	Resultados	92

8.	Conclusiones.....	96
9.	Bibliografía.....	97
10.	Anexos	101

Tabla de figuras

Ilustración 1 Penetración de las renovables en términos	36
Ilustración 2 Distribución de las tecnologías renovables	37
Ilustración 3 Generación de energía proveniente de fuentes eólicas	39
Ilustración 4 Récorde de producciones diarias en los últimos años y máximos.....	40
Ilustración 5 Porcentaje de participación de la generación	42
Ilustración 6 Curva de la Demanda	44
Ilustración 7 Máximo y mínimos de demanda	44
Ilustración 8 Mínima generación eólica	44
Ilustración 9 Máxima generación eólica.....	45
Ilustración 10 Máxima generación Solar.....	45
Ilustración 11 Distribución de la generación	45
Ilustración 12 Distribución de la generación	46
Ilustración 13 Contaminación de la generación	46
Ilustración 14 Precios de la energía (PVPC)	46
Ilustración 15 Curva de generación y demanda.....	47
Ilustración 16 Desglose del Precio de la energía	48
Ilustración 17 Duck Curve para la producción solar en	50
Ilustración 18 Condensador síncrono con volante de inercia (Roca, R., 2023)	52
Ilustración 19 STATCOM Hitachi (Energy News, s. f.).....	53
Ilustración 20 Objetivos de desarrollo sostenible.....	55
Ilustración 21 Descarga de batería.....	60
Ilustración 22 Carga de batería	61
Ilustración 23 Flujos de ingresos del BESS	64
Ilustración 24 Mapa con cuatro de las cinco	66
Ilustración 25 Precio y MW del mercado energético	71
Ilustración 26 Diagrama de los elementos considerados en el modelo	73
Ilustración 27 Energía asignada en Mercado Intradiario Continuo	87
Ilustración 28 Viento disponible en proporción	88
Ilustración 29 Distribución de estado de la carga de la batería	88
Ilustración 30 Desglose de ingresos por horas	89
Ilustración 31 Distribución de la producción	89
Ilustración 32 Regulación secundaria de la	89
Ilustración 33 Necesidad de servicio de red (a subir).....	91
Ilustración 34 Precio medio horario componente banda secundaria para el día 3 de julio del 2025	92

Ilustración 35 Asignación reserva de regulación secundaria.....	92
Ilustración 36 Distribución de estado de la carga de la batería	93
Ilustración 37 Desglose de ingresos por horas	93
Ilustración 38 Distribución de la producción	93
Ilustración 39 Regulación secundaria de la	94

1. Resumen

DISEÑO DE UN MODELO ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL USO ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Autora: Quiralte Arveras, Isabel.

Director: Portillo García, Julio Rafael.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1.1. Introducción

El mundo quiere avanzar hacia un futuro más sostenible, a su vez nuestra sociedad es más dependiente en la energía, lo que implica la búsqueda y el desarrollo de soluciones más sostenibles que nos aseguren la continuidad de suministro y proporcionen una respuesta a la demanda de energía más respetuosa con el medio ambiente.

Siendo las principales fuentes renovables aquellas que son asíncrona, esto supone un gran reto para la red debido a sus características:

1. Variabilidad e intermitencia

Este tipo de fuentes de generación son dependientes de las condiciones meteorológicas, las cuales pueden variar constantemente y de forma imprevista, incluso presentando variaciones tanto diarias como estacionales.

2. Reducción de la inercia del sistema

Relacionado con el punto anterior, la introducción de este tipo de generación verde tiene efectos sobre la inercia del sistema eléctrico, que tradicionalmente ha sido proporcionada por generadores síncronos.

3. Necesidad de servicios de ajuste y flexibilidad

La variabilidad de la generación renovable lleva a la necesidad de aumentar los servicios de ajuste en el sistema para poder mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía.

4. Congestión y limitaciones de transmisión

La ubicación geográfica de las instalaciones renovables, a menudo alejadas del consumo, junto con la capacidad de las infraestructuras de transmisión existentes, puede provocar congestiones en el sistema de red eléctrica y, en ocasiones, obliga a desconectar temporalmente instalaciones renovables para evitar sobrecargas.

Uno de los efectos más notorios sobre la red es la curva de pato o “Duck curve”, llamada así por su forma, que muestra cómo evoluciona la demanda de electricidad que debe cubrir el sistema eléctrico convencional (centrales térmicas, hidráulicas, ciclos combinados, etc.) a lo largo del día. Su origen está en el desajuste temporal entre la generación renovable y el perfil de consumo de la demanda.

A continuación, se muestra un caso real de la curva de pato para la generación solar de California. En la imagen se puede observar que el fenómeno de la curva se ha ido agravando conforme pasan los años:

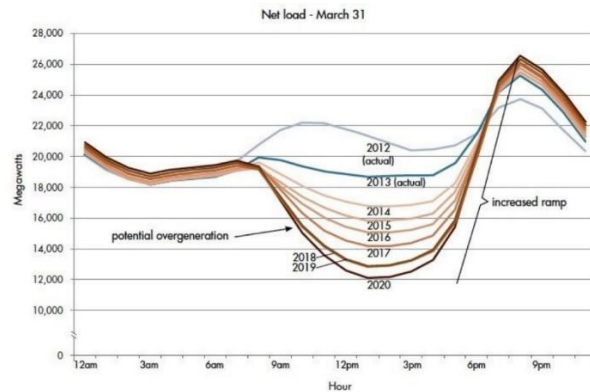


Ilustración 1 Duck Curve para la producción solar en California (Departamento de Energía de EE. UU., 2017)

1.1.1. El sistema de almacenamiento

Las baterías son dispositivos que almacenan y suministran energía a través de una tecnología electroquímica. Son útiles porque permiten diferir la entrega de energía a un momento futuro en el que pueda ser aprovechada cuando sea necesaria.

Una batería secundaria está formada por varias celdas electroquímicas (o "pilas") conectadas en serie o en paralelo. Cada celda está compuesta por tres elementos fundamentales (Linden, D., & Reddy, T. B, 2002)

- **Ánodo (electrodo negativo):** Es el electrodo reductor, que libera electrones al circuito externo y se oxida durante el proceso.
- **Cátodo (electrodo positivo):** Es el electrodo oxidante, que recoge los electrones y se reduce durante el proceso.
- **Electrolito:** Es el medio conductor que permite el flujo de iones entre el ánodo y el cátodo, cerrando el circuito internamente.

1.1.1.1. Beneficios del uso de las baterías en renovables asíncronas

Con el uso de soluciones BESS, se pretenden alcanzar los siguientes beneficios (fuente de documentación suministrada por el director del proyecto):

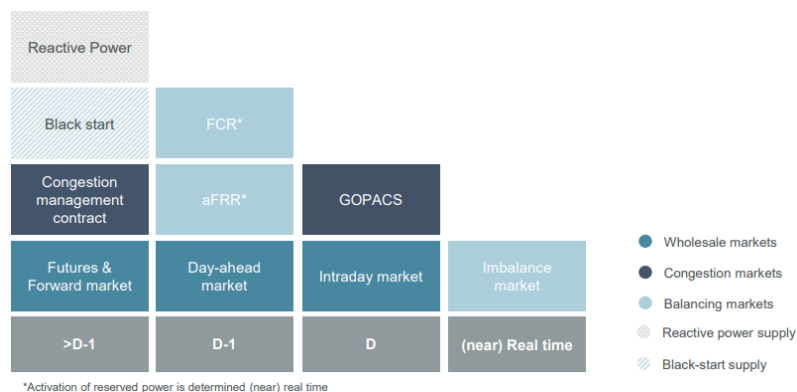
- **Reserva de energía eléctrica**
Los sistemas BESS permiten almacenar energía en momentos de baja demanda y liberarla cuando se requiere. Esto asegura una reserva disponible en caso de eventos imprevistos.
- **Regulación de frecuencia**
El sistema BESS permite responder rápidamente a cambios en la frecuencia de la red eléctrica a la que esté conectada. Esta capacidad permite mantener el equilibrio entre generación y demanda.
- **Integración de energías renovables síncronas**

Los sistemas BESS permiten almacenar el vertido de generación solar o eólica para usarlo en otro momento. Esto promueve el uso de fuentes renovables intermitentes en la red, equilibrando los desajustes.

- **Apoyo a la Eficiencia Energética**
El sistema BESS ayuda a los usuarios a gestionar mejor su consumo energético y reducir picos de demanda.
- **Diferimiento de Inversiones en Transmisión y Distribución**
Al reducir el pico de demanda y mejorar la gestión energética donde se instale la batería, se disminuye la necesidad de ampliar infraestructura.

1.1.1.2. Flujos de ingreso del uso de las baterías en renovables asíncronas

La instalación de un sistema BESS representa una inversión significativa en términos económicos. En este contexto, es fundamental identificar y aprovechar todas las oportunidades de generación de ingresos que la solución puede ofrecer. A continuación, se presenta un listado de los diferentes flujos de ingreso posibles:



*Ilustración 2 Flujos de ingresos del BESS
(Van Druten, E., 2024)*

Aunque diversos tipos de flujos de ingresos asociados la instalación y uso de sistemas BESS, el desarrollo de este trabajo se enfocará específicamente en el mercado diario de la energía y la Reserva de Regulación de Frecuencia (RRF).

1.2. Metodología

Con el objetivo de maximizar la rentabilidad de una instalación de almacenamiento energético mediante baterías, se ha desarrollado un modelo de optimización económica del uso de baterías en parques eólicos. Este modelo permite determinar, para cada instante del día, la estrategia óptima de operación de la batería: cuándo debe cargarse utilizando energía excedente del parque eólico y cuándo debe descargarse para satisfacer demanda o participar en mercados secundarios, con el fin de obtener la mayor rentabilidad posible en el sistema gracias a la instalación de baterías.

Para desarrollar este modelo de planificación óptima en base a la máxima rentabilidad económica, se ha formulado un problema de optimización basado en programación lineal entera mixta (MILP). En este modelo se recogen las distintas funcionalidades o usos que pueden ofrecer un sistema de almacenamiento con baterías: almacenamiento de energía para autoconsumo diferido, venta directa al mercado eléctrico, prestación de servicios de reserva de potencia y servicios de respuesta rápida (frecuencia) y se han modelizado adecuadamente las ventajas económicas asociadas a estos servicios, en particular el de reserva para red, ya que representa una fuente adicional de ingresos para el operador del parque. Todo ello se ha hecho, para poder crear la ecuación del problema de optimización que nos permita llegar a nuestro objetivo de maximizar la rentabilidad de la instalación.

El modelo ha sido diseñado para ser modular y reutilizable, permitiendo su aplicación directa en distintos parques eólicos con solo cambiar el conjunto de datos de entrada. Esto lo convierte en una herramienta versátil, ideal tanto para estudios de viabilidad como para la gestión operativa real.

A continuación, se detalla el contenido del modelo:

1.2.1. Variables empleadas

1) Variables externas

Las variables externas son aquellos factores que, aunque no están directamente vinculados a los componentes internos del sistema, tienen una gran influencia sobre el comportamiento global del modelo. Son las siguientes:

- **Viento disponible:** Porcentaje (entre 0 y 1) de la capacidad máxima del parque eólico que puede ser utilizado en cada hora, en función de las condiciones meteorológicas.
- **Hora del día:** Identificador de la hora del día (de 0 a 23).
- **Fecha actual:** Fecha actual del sistema.
- **Capacidad del parque:** Capacidad nominal del parque eólico en MW.

2) Variables de la batería

En este apartado se recoge el conjunto completo de variables asociadas a las características técnicas y operativas de las baterías que intervienen en el modelo.

- **Capacidad nominal de la batería:** Capacidad nominal de almacenamiento de la batería en megavatios hora (MWh) cuando es nueva.
- **Potencia máxima:** Límite máximo de potencia (en MW) que la batería puede cargar o descargar en una hora.
- **Eficiencia de la batería:** Eficiencia de conversión energética de la batería.
- **Degradación anual de la batería:** Porcentaje de pérdida de capacidad de la batería por cada año de operación.
- **Fecha de instalación:** Día, mes y año en el que se instaló la batería en el parque eólico.
- **Estado de la carga inicial:** Estado inicial de carga (*State of Charge*, SOC) de la batería, expresado en MWh.

- **Estado de la carga mínimo y máximo:** Rango operativo del estado de la carga, donde soc_min representa el nivel mínimo permitido (en este caso 0 MWh) y soc_max la capacidad efectiva actual de la batería ($capacidad_bateria$).
- **Coste operativo del sistema:** Coste de operación por cada MWh de energía cargada o descargada.
- **Coste de degradación de la batería:** Coste económico por cada MWh descargado de la batería, asociado a la pérdida de vida útil.
- **Coste de inversión de la batería:** Inversión inicial total estimada para la adquisición e instalación del sistema de baterías (en euros).
- **Vida útil de la batería:** Vida útil estimada del sistema de baterías, en años.

3) Variables de la red

En este apartado se describen las variables correspondientes a las características técnicas, operativas y económicas de la red eléctrica que afectan al modelo. Son:

- **Precio de la energía por hora:** Precio del mercado eléctrico (€/MWh) en la hora correspondiente.
- **Precio por tener disponibilidad en la reserva de servicio de red:** Precio por la disponibilidad ofrecida para servicios de reserva en la red (€/MW).
- **Precio por participar en el control de frecuencia:** Precio pagado por cada MWh activado para control de frecuencia (€/MWh).
- **Demanda diaria en cada hora:** Demanda máxima disponible del sistema en esa hora (MWh).
- **Necesidad de la reserva:** Porcentaje (valor entre 0 y 1) que refleja la necesidad de activación del servicio de reserva.

4) Variables de decisión

Estas son las variables que el modelo busca optimizar o determinar. Son:

- **Carga de la batería en cada hora:** Energía (en MW) que se transfiere desde la producción eólica hacia la batería para ser almacenada en la hora h .
- **Descarga de la batería en cada hora:** Energía (en MW) que se extrae de la batería y se inyecta a la red en la hora h .
- **Descarga de servicio de red:** Subconjunto de $descarga[h]$ que ha sido activado efectivamente por el operador del sistema como respuesta a una necesidad de red.
- **Venta de energía a la red:** Energía (en MWh) vendida directamente al mercado eléctrico desde la producción eólica, sin pasar por la batería.
- **Estado de la carga de la batería en cada hora:** Nivel de energía almacenada en la batería en la hora h (MWh).
- **Producción del parque en cada hora:** Energía generada por el parque eólico en la hora h , en MWh.
- **Potencia de la batería reservada para el control de frecuencia:** Potencia (en MW) reservada en la hora h para estar disponible como servicio de red.

1.2.2. Hipótesis y simplificaciones

Dado a la representación en una modelo exacta es imposible, se han tomado una serie de hipótesis a tener en cuenta a la hora de realizar el análisis del resultado. Las suposiciones tomadas cuando se ha desarrollado el modelo son las siguientes:

- Simplificación 1: La demanda diaria representa la demanda neta
- Simplificación 2: Parque eólico modelado como una única unidad agregada
- Simplificación 3: Horizonte de planificación de 24 horas
- Simplificación 4: Eficiencia constante de carga y descarga
- Simplificación 5: Degradación de la batería como función exponencial
- Simplificación 6: No se consideran pérdidas
- Simplificación 7: Precios conocidos y deterministas
- Simplificación 8: Producción eólica limitada por porcentaje de viento
- Simplificación 9: Operación instantánea de la batería
- Simplificación 10: Sin costes de mantenimiento o sustitución
- Simplificación 11: Utilización del coste de subida

Estas diez hipótesis son las que simplifican el modelo de tal manera que lo que se obtiene es algo fiable y aplicable a varios escenarios, asegurando que sea una herramienta útil para el análisis.

1.2.3. Función objetivo

Este modelo tiene función que tiene como finalidad maximizar el beneficio total obtenido por la operación conjunta de un sistema de generación renovable y almacenamiento, considerando diferentes fuentes de ingresos y costes asociados a la operación diaria:

- **Ingresos:** por venta directa de energía al mercado, por disponibilidad para servicios de reserva de red y por prestación de servicios de control de frecuencia.
- **Costes:** por operación de la batería por la degradación del almacenamiento.

Matemáticamente, la función objetivo que calcula los beneficios y por lo tanto hay que maximizar, puede expresarse de la siguiente forma:

$$\sum_h ((V_h + D_h - D_h^{act}) * P_h^{pool}) + (R_h * P_h^{disp}) + (D_h^{act} * P_h^{freq}) + \\ - [(D_h * C^{deg}) + ((D_h + C_h) * C^{op})]$$

Cada una de las variables que aparecen en la fórmula coinciden con la siguiente descripción:

- P_h^{pool} : precio del mercado pool en la hora h
- D_h : energía descargada de la batería en la hora h
- V_h : energía vendida directamente al mercado en la hora h
- P_h^{disp} : precio de disponibilidad de reserva en la hora h
- R_h : capacidad reservada para servicios de reserva en la hora h
- D_h^{act} : energía descargada activada para servicios de frecuencia en la hora h

- P_h^{freq} : precio por activación de control de frecuencia en la hora h
- C^{op} : coste operativo variable por ciclo de carga o descarga
- C_h : energía cargada en la batería en la hora h
- C^{deg} : coste asociado a la degradación por descarga de la batería

1.3. Resultados

Con el fin de analizar el efecto de la participación en el mercado de regulación secundaria en la rentabilidad de la batería, se plantean dos escenarios, en los que se combinan los precios de la energía, provenientes del mercado diario (Red Eléctrica de España, 2025 h), y un escenario de precios de regulación secundaria, tanto en términos de disponibilidad, o banda, como por el uso de esta (Red Eléctrica de España, 2025 f y Red Eléctrica de España, 2025 g), para el día 3 de julio de 2023.

1.3.1. Escenario Base

Este escenario será utilizado como referencia para futuras comparaciones con el escenario siguiente. En particular, el escenario considera la operación del parque sin la participación en el mercado de reserva secundaria:

1.3.1.1. Datos de entrada

Dado que el resto de las variables no resultan relevantes para este análisis, se han considerado únicamente los siguientes precios de la energía (línea en azul), los cuales han sido obtenidos de Red Eléctrica y corresponden al mercado intradiario del día 3 de julio de 2025.

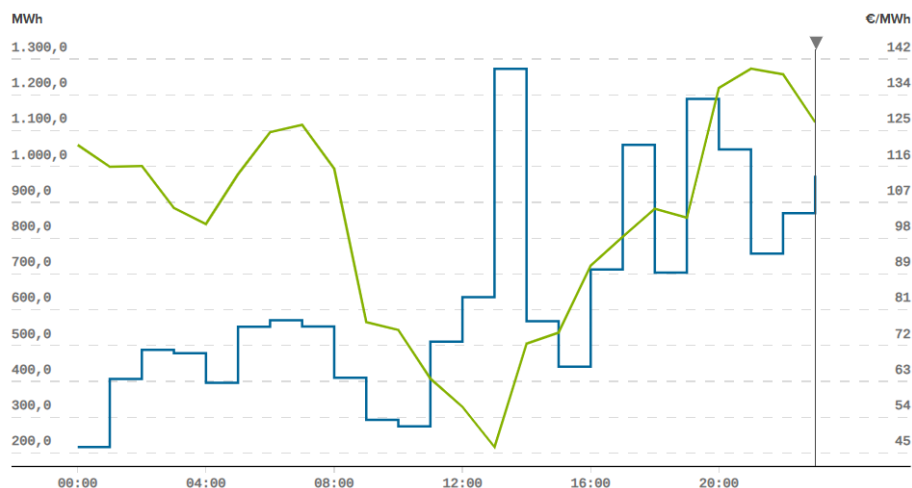


Ilustración 3 Energía asignada en Mercado Intradiario Continuo para el día 3 de julio de 2025 (MW y precio)

Para la producción del parque se ha tenido en cuenta que los porcentajes de viento disponible para la producción, en ambos escenarios que se han simulado, son los siguientes:



Ilustración 4 Viento disponible en proporción a la capacidad nominal

Además, los precios correspondientes a la reserva de frecuencia y regulación secundaria solo son relevantes para el siguiente escenario.

1.3.1.2. Resultados

Los resultados obtenidos de la simulación del escenario base es la siguiente:

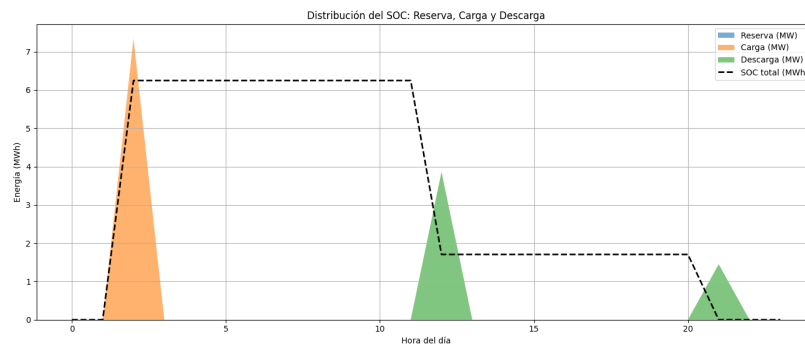


Ilustración 5 Distribución de estado de la carga de la batería a lo largo del día

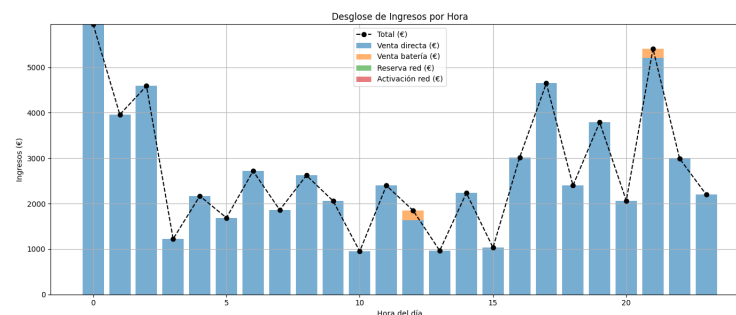


Ilustración 6 Desglose de ingresos por horas a lo largo del día

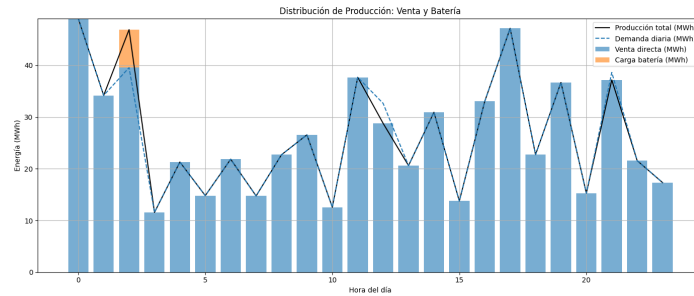


Ilustración 7 Distribución de la producción a lo largo del día

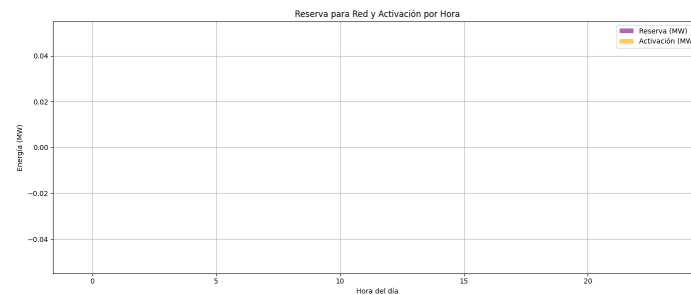


Ilustración 8 Regulación secundaria de la batería a lo largo del día

1.3.2. Escenario con regulación secundaria

Este segundo escenario incorpora la participación del sistema de almacenamiento (BESS) en el mercado de regulación secundaria, manteniendo constantes las condiciones de entrada y precios del mercado intradiario respecto al escenario base.

1.3.2.1. Datos de entrada

En primer lugar, estas son las necesidades del servicio de red posibles, referidas a la reserva:

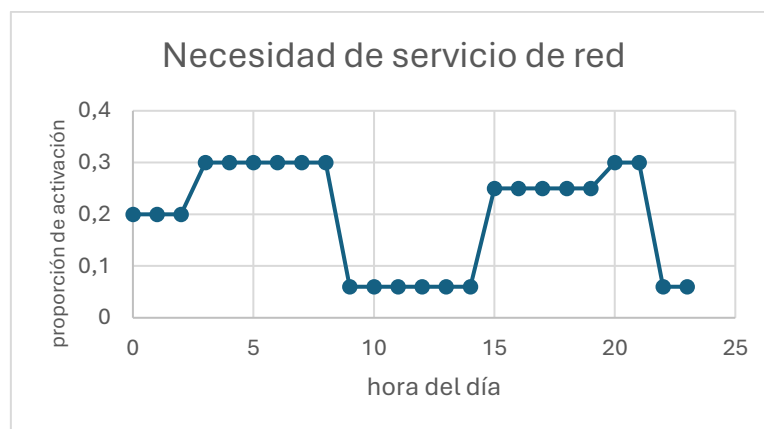


Ilustración 9 Necesidad de servicio de red (a subir) en proporción a la reserva



Los precios que oferta el operador de la red por tener disponible la secundaria son los siguientes:



Ilustración 10 Precio medio horario componente banda secundaria para el día 3 de julio del 2025

Además, los precios que oferta el operador de la red por el uso de esa regulación secundaria son:

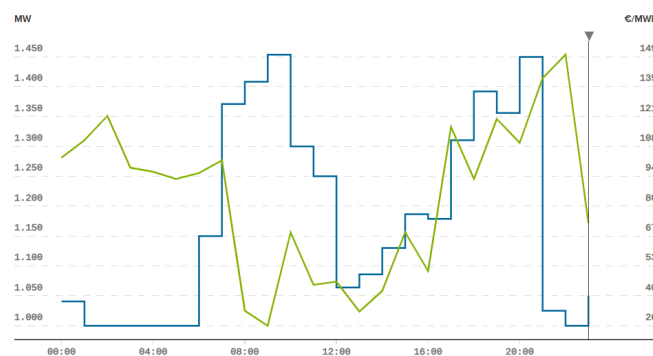


Ilustración 11 Asignación reserva de regulación secundaria a subir para el día 3 de julio de 2025 (MW y precio)

1.3.2.2. Resultados

Los resultados obtenidos de la simulación del escenario base es la siguiente:

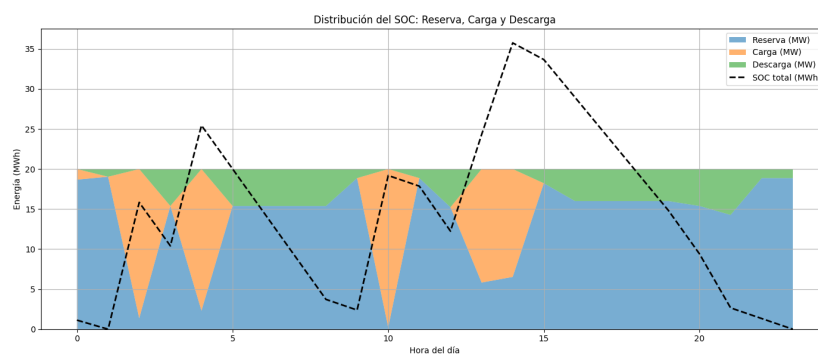


Ilustración 12 Distribución de estado de la carga de la batería a lo largo del día

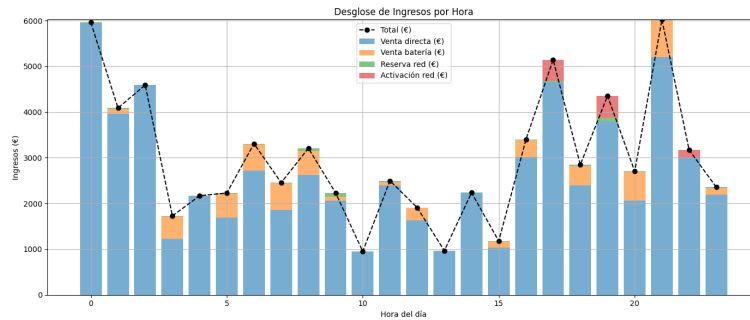


Ilustración 13 Desglose de ingresos por horas a lo largo del día

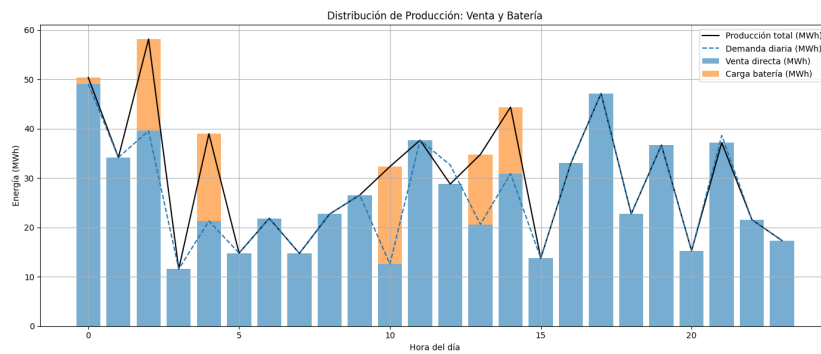


Ilustración 14 Distribución de la producción a lo largo del día

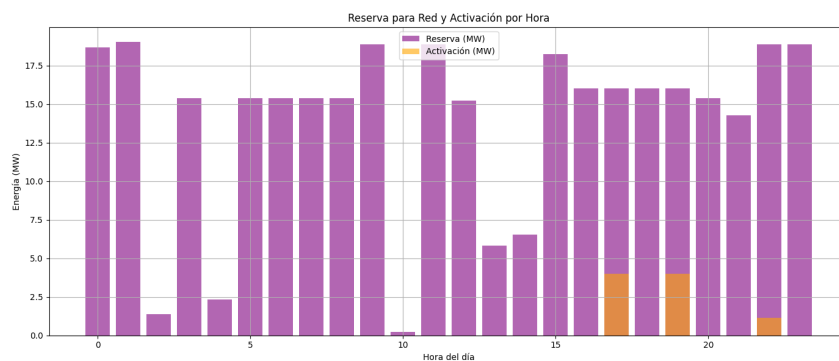


Ilustración 15 Regulación secundaria de la batería a lo largo del día

1.4. Conclusiones

El análisis de los dos escenarios simulados permite extraer conclusiones tanto desde el punto de vista económico como operativo, destacando el ingreso extra que supone incorporar un sistema de baterías al mercado de regulación secundaria.

Escenario Base: operativamente más simple y menor aprovechamiento

El primer escenario tiene, como es de suponer, una operación más simplificada del sistema, donde la batería se utiliza únicamente para arbitraje energético. Aunque esto permite generar ingresos adicionales mediante venta de energía en función de los precios horarios, la contribución económica de la batería resulta limitada y no está optimizada al máximo.

La operación se optimiza descargando en horas de precio elevado y cargando cuando la energía es más barata o hay excedente de producción, mejorando la eficiencia global del parque. Sin embargo, este escenario limita el potencial de rentabilidad del sistema de almacenamiento.

Este escenario representa un caso como referencia para valorar si la inversión en almacenamiento tiene sentido económico, y para comprobar que el comportamiento del modelo tiene sentido.

Escenario con regulación secundaria: mayor complejidad operativa y mayor rentabilidad

El segundo escenario presenta una mayor complejidad operativa, ya que la batería debe mantener un nivel de carga suficiente para ofrecer disponibilidad al sistema eléctrico, lo cual restringe parcialmente su capacidad de arbitraje energético. Sin embargo, esta limitación se compensa por los nuevos flujos de ingresos generados por:

- La reserva ofrecida durante varias horas del día, aunque a precios no demasiado altos.
- Las activaciones del servicio auxiliar, concentradas en los momentos de mayor precio del mercado, que representan el componente más rentable del servicio.

Este escenario incrementa significativamente los ingresos totales, mostrando que la participación de la batería en servicios de regulación es una solución atractiva económicamente, si se busca una mayor rentabilidad para la instalación. Además, permite diversificar fuentes de ingreso, reduciendo así la dependencia del precio de la energía y optimizando el uso de la batería a lo largo del día.

Este análisis comparativo nos permite afirmar que la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado de regulación secundaria mejora considerablemente su rentabilidad. El enfoque modular del modelo propuesto permite adaptar esta estrategia a diferentes parques, optimizando su integración en función de los recursos disponibles y las condiciones del mercado, haciendo que el modelo desarrollado sirva como herramienta para la toma de decisiones en inversiones energéticas renovables y de almacenamiento, y sobre todo para la operación diaria de la instalación.

1.5. Referencias

Departamento de Energía de EE. UU. (2017). *Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy*. Oficina de Tecnologías de Energía Solar, Oficina de Eficiencia y Energías Renovables, Departamento de Energía de Estados

Unidos. <https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy>

Linden, D., & Reddy, T. B. (Eds.). (2002). *Handbook of Batteries* (3rd ed.). McGraw-Hill. <https://archive.org/details/handbookofbatteries3rdedition/page/n24/mode/1up>

Red Eléctrica de España. (s.f.d). *Almacenamiento*.
<https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento>

Red Eléctrica de España. (s.f.b). Integración de renovables.
<https://www.ree.es/es/operacion/integracion-renovables>

Red Eléctrica de España. (s.f). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*.
<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total>

Red Eléctrica de España. (s. f.c). Servicios de ajuste del sistema.
<https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/mercados-reserva>

Red Eléctrica de España. (2018). *La operación del sistema eléctrico para dummies* (1.^a ed.).
<https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/laoperaciondelsistemaelectricoparadummies.pdf>

Red Eléctrica de España. (2024). *Procedimiento de operación P.O. 7.2: Mercados de reserva y energía de regulación secundaria*. https://www.ree.es/sites/default/files/2024-11/PO_7_2_BOE-A-2024-11535.pdf

Red Eléctrica de España. (2025 f). *Análisis comparativo de precios horarios ESIOS*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/632?vis=1&start_date=03-04-2025T00%3A00&end_date=03-04-2025T23%3A55&compare_start_date=02-04-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=682&compare_end_date=02-07-2025T23%3A55

Red Eléctrica de España. (2025 h). *Análisis comparativo horario del mercado intradiario ESIOS*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/1442?vis=1&start_date=03-07-2025T00%3A00&end_date=13-07-2025T23%3A55&compare_start_date=02-07-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1727

Red Eléctrica de España. (2025 g). *Análisis comparativo horario ESIOS*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/811?vis=1&start_date=03-04-

[2025T00%3A00&end_date=03-04-2025T23%3A55&compare_start_date=02-04-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_end_date=03-07-2025T23%3A55](#)

Red Eléctrica de España. (2025 d). *Demanda peninsular nacional – Total (22 de junio de 2025)*. <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total/2025-06-22>

Red Eléctrica de España. (2025c). *Generación renovable de energía eléctrica*. Informe del sistema eléctrico. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-renovable-de-energia-electrica>

Red Eléctrica de España. (2025a). *Informe resumen de energías renovables 2024*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf

Red Eléctrica de España. (2025b). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2024*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf

Red Eléctrica de España. (2025 e). *PVPC – precio horario de la electricidad (22 de junio de 2025)*. <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=22-06-2025>

Van Druten, E. (2024). *TenneT's position on battery energy storage systems (BESS)*. European Association for Storage of Energy. https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2024/10/3.7-ESGC-2024_-Emiel-van-Druten-TenneTs-position-on-BESS_final-2.pdf

1. Abstract

DESIGN OF AN ECONOMIC MODEL FOR THE OPTIMIZATION OF A BESS

PROJECT OVERVIEW

1.1. Introduction

The world wants to move towards a more sustainable future, in turn our society is more dependent on energy, which implies the search for and development of more sustainable solutions that ensure continuity of supply and provide a more environmentally friendly response to energy demand.

Since the main renewable sources are those that are asynchronous, this poses a great challenge for the grid due to its characteristics:

1) **Variability and intermittency**

These types of generation sources are dependent on weather conditions, which can vary constantly and unexpectedly, even presenting both daily and seasonal variations.

2) **Reduced system inertia**

Related to the previous point, the introduction of this type of green generation has effects on the inertia of the electricity system, which has traditionally been provided by synchronous generators.

3) **Need for adjustment and flexibility services**

The variability of renewable generation leads to the need to increase adjustment services in the system to maintain the balance between energy supply and demand.

4) **Congestion and transmission limitations**

The geographical location of renewable installations, often far from consumption, together with the capacity of existing transmission infrastructures, can cause congestion in the electricity grid system and, sometimes, forces renewable installations to be temporarily disconnected to avoid overloads.

One of the most notorious effects on the grid is the "Duck curve", so called because of its shape, which shows how the demand for electricity that the conventional electricity system must cover (thermal and hydraulic power plants, combined cycles, etc.) evolves throughout the day. Its origin is in the temporal mismatch between renewable generation and the consumption profile of demand. Below is a real-world case of the duck curve for California's solar generation. In the image you can see that the phenomenon of the curve has been worsening over the years:

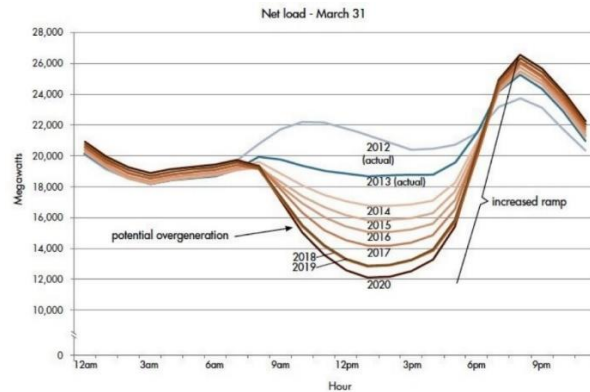


Figure 16 Duck Curve for solar production in California (U.S. Department of Energy, 2017)

1.1.1. BESS

Batteries are devices that store and supply energy through electrochemical technology. They are useful because they allow the delivery of energy to be deferred to a future time when it can be used when needed-

A battery is made up of several electrochemical cells (or "batteries") connected in series or in parallel. Each cell is composed of three fundamental elements (Linden, D., & Reddy, T. B, 2002)

- Anode (negative electrode): This is the reducing electrode, which releases electrons into the external circuit and oxidizes during the process.
- Cathode (positive electrode): This is the oxidizing electrode, which picks up electrons and reduces them during the process.
- Electrolyte: It is the conductive medium that allows the flow of ions between the anode and the cathode, closing the circuit internally.

1.1.1.1. Benefits of using batteries in asynchronous renewables

With the use of BESS solutions, the following benefits are intended to be achieved (source of documentation provided by the project manager):

- Electrical power reserve

BESS systems allow energy to be stored at times of low demand and released when required. This ensures an available reservation in case of unforeseen events.

- Frequency regulation

The BESS system allows you to respond quickly to changes in the frequency of the power grid to which it is connected. This capacity allows the balance between generation and demand to be maintained.

- Synchronous renewable energy integration

BESS systems allow the discharge of solar or wind generation to be stored for use later. This promotes the use of intermittent renewable sources in the grid, balancing out mismatches.

- Energy Efficiency Support

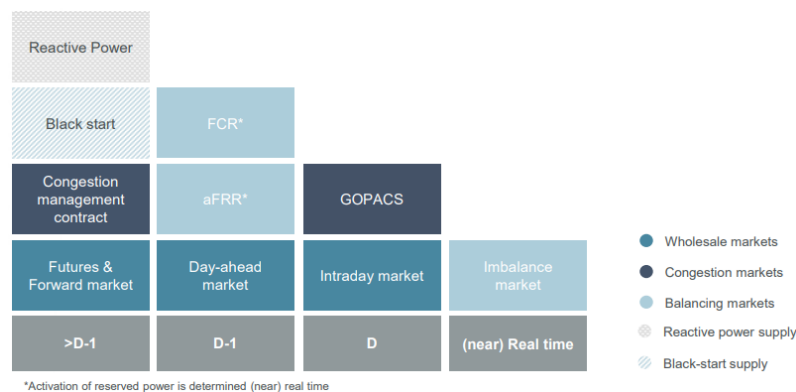
The BESS system helps users to better manage their energy consumption and reduce peak demand.

- Deferral of Investments in Transmission and Distribution

By reducing peak demand and improving energy management where the battery is installed, the need to expand infrastructure is reduced.

1.1.1.2. Revenue streams from the use of batteries

The installation of a BESS system represents a significant investment in economic terms. In this context, it is critical to identify and take advantage of all the revenue-generating opportunities that the solution can offer. Below is a list of the different possible income streams:



*Figure 17 BESS revenue streams
(Van Druten, E., 2024)*

Although there are different types of revenue streams associated with the installation and use of BESS systems, the development of this work will focus specifically on the day-ahead energy market and the Frequency Regulation Reserve (FRR).

1.2. Methodology

With the aim of maximizing the profitability of a battery energy storage facility, a model for the economic optimization of the use of batteries in wind farms has been developed. This model makes it possible to determine, for each moment of the day, the optimal battery operation strategy: when it should be charged using surplus energy from the wind farm and when it should be discharged to meet demand or participate in secondary markets, to obtain the highest possible profitability in the system thanks to the installation of batteries.

To develop this optimal planning model based on maximum economic profitability, an optimization problem based on mixed integer linear programming (MILP) has been

formulated. This model includes the different functionalities or uses that a battery storage system can offer energy storage for deferred self-consumption, direct sales to the electricity market, provision of power reserve services and rapid response services (frequency) and the economic advantages associated with these services, particularly the reserve for the grid, have been adequately modelled. since it represents an additional source of income for the park operator. All this has been done to create the equation of the optimization problem that allows us to reach our goal of maximizing the profitability of the installation.

The model has been designed to be modular and reusable, allowing direct application in different wind farms by simply changing the input dataset. This makes it a versatile tool, ideal for both feasibility studies and actual operational management.

The content of the model is detailed below:

1.2.1. Employed variables

1) External variables

External variables are those factors that, although not directly linked to the internal components of the system, have a great influence on the overall behavior of the model. They are as follows:

- **Available wind:** Percentage (between 0 and 1) of the maximum capacity of the wind farm that can be used in each hour, depending on weather conditions.
- **Time of day:** Identifier for the time of day (from 0 to 23).
- **Current Date:** Current system date.
- **Capacity of the farm:** Nominal capacity of the wind farm in MW.

2) BESS variables

This section includes the complete set of variables associated with the technical and operational characteristics of the batteries involved in the model.

- **Battery Rated Capacity:** The battery's rated storage capacity in megawatt hours (MWh) when new.
- **Maximum power:** Maximum power limit (in MW) that the battery can charge or discharge in one hour.
- **Battery efficiency:** Battery energy conversion efficiency.
- **Annual battery degradation:** Percentage of battery capacity loss for each year of operation.
- **Installation date:** Day, month and year in which the battery was installed in the wind farm.
- **State of Initial Charge:** State of Charge (SOC) of the battery, expressed in MWh.
- **Minimum and maximum state of charge:** Operating range of the state of charge, where soc_min represents the minimum permissible level (in this case 0 MWh) and soc_max the current effective capacity of the battery (capacidad_bateria).
- **System operating cost:** Operating cost for each MWh of energy charged or discharged.
- **Battery degradation cost:** Economic cost for each MWh discharged from the battery, associated with the loss of useful life.

- **Battery investment cost:** Total estimated initial investment for the acquisition and installation of the battery system (in euros).
- **Battery Life:** Estimated battery system life, in years.

3) Infrastructure variables

This section describes the variables corresponding to the technical, operational and economic characteristics of the electricity network that affect the model. Are:

- **Energy price per hour:** Electricity market price (€/MWh) in the corresponding hour.
- **Price for having availability in the network service reserve:** Price for the availability offered for network reserve services (€/MW).
- **Price for participating in frequency control:** Price paid for each MWh activated for frequency control (€/MWh).
- **Daily demand in each hour:** Maximum available demand of the system in that hour (MWh).
- **Booking Requirement:** Percentage (value between 0 and 1) that reflects the need to activate the booking service.

4) Decision variables

These are the variables that the model seeks to optimize or determine. These are:

- **Battery charge in each hour:** Energy (in MW) that is transferred from wind production to the battery to be stored at hour h.
- **Battery discharge in each hour:** Energy (in MW) that is extracted from the battery and injected into the grid at hour h.
- **Network Service Offload:** A subset of offload[h] that has been effectively activated by the system operator in response to a network need.
- **Sale of energy to the grid:** Energy (in MWh) sold directly to the electricity market from wind production, without going through the battery.
- **Battery charge status at each hour:** The level of energy stored in the battery at hour h (MWh).
- **Production of the wind farm in each hour:** Energy generated by the wind farm in hour h, in MWh.
- **Battery power reserved for frequency control:** Power (in MW) reserved at hour h to be available as a grid service.

1.2.2. Assumptions and simplifications

Given that the representation in an exact model is impossible, a series of hypotheses have been taken into account when performing the analysis of the result. The assumptions made when the model has been developed are as follows:

- **Simplification 1: Daily demand represents net demand**
- **Simplification 2: Wind farm modeled as a single aggregate unit**
- **Simplification 3: 24-hour planning horizon**
- **Simplification 4: Consistent Loading and Unloading Efficiency**
- **Simplification 5: Battery degradation as an exponential function**
- **Simplification 6: No losses are considered**

- **Simplification 7: Known and Deterministic Pricing**
- **Simplification 8: Wind production limited by wind percentage**
- **Simplification 9: Instant Battery Operation**
- **Simplification 10: No maintenance or replacement costs**
- **Simplification 11: Using load Cost Only**

These ten hypotheses are the ones that simplify the model in such a way that what is obtained is something reliable and applicable to various scenarios, ensuring that it is a useful tool for analysis.

1.2.3. Objective function

This model has a function that aims to maximize the total income obtained by the joint operation of a renewable generation and storage system, considering different sources of income and costs associated with the daily operation:

Revenues: from direct sale of energy to the market, for network reservation services and from the provision of frequency control services

Costs: from operating costs and from degradation costs

Mathematically, the objective function that calculates the benefits and therefore must be maximized, can be expressed as follows:

$$\sum_h ((V_h + D_h - D_h^{act}) * P_h^{pool}) + (R_h * P_h^{disp}) + (D_h^{act} * P_h^{freq}) + \\ - [(D_h * C^{deg}) + ((D_h + C_h) * C^{op})]$$

Each of the variables that appear in the formula match the following description:

- P_h^{pool} : market price pool at hour h
- D_h : Battery power discharged at h hour
- V_h : Energy sold directly to the market in the hour h
- P_h^{disp} : Availability price for reservation in hour h
- R_h : Reserved capacity for reservation services in hour h
- D_h^{act} : Discharge energy activated for frequency services in the h hour
- P_h^{freq} : precio por activación de control de frecuencia en la hora h
- C^{op} : Variable operating cost per charge or discharge cycle
- C_h : Power charged in the battery at h hour
- C^{deg} : Cost associated with battery discharge degradation

1.3. Results

In order to analyze the effect of participation in the secondary regulation market on battery profitability, two scenarios are proposed, in which energy prices, from the daily market (Red Eléctrica de España, 2025 h), and a scenario of secondary regulation prices, both in

terms of availability, or band, such as by the use of this (Red Eléctrica de España, 2025 f and Red Eléctrica de España, 2025 g), for 3 July 2023.

The data entered into the model for the development of these different scenarios, and their associated results, are presented below:

1.3.1. Base scenario

This scenario will be used as a reference for future comparisons with the following scenario. In particular, the scenario considers the operation of the park without the participation in the secondary reserve market:

1.3.1.1. Input data

Given that the rest of the variables are not relevant for this analysis, only the following energy prices (blue line) have been considered, which have been obtained from Red Eléctrica and correspond to the intraday market on 3 July 2025.

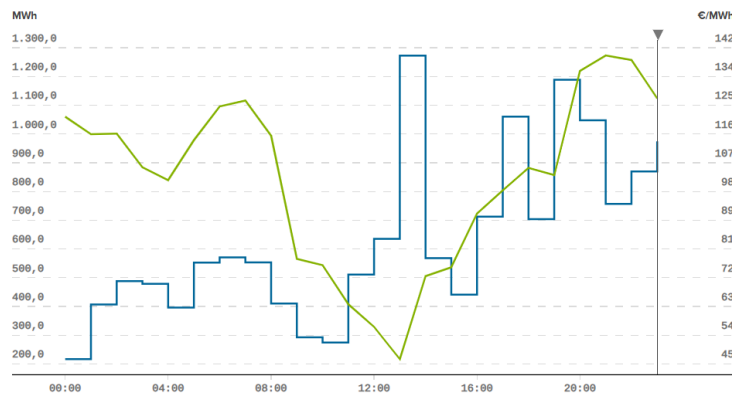


Figure 18 Energy allocated in the Continuous Intraday Market for July 3, 2025 (MW and price)

To produce the wind farm, it has been taken into account that the percentages of wind available for production, in both scenarios that have been simulated, are as follows:

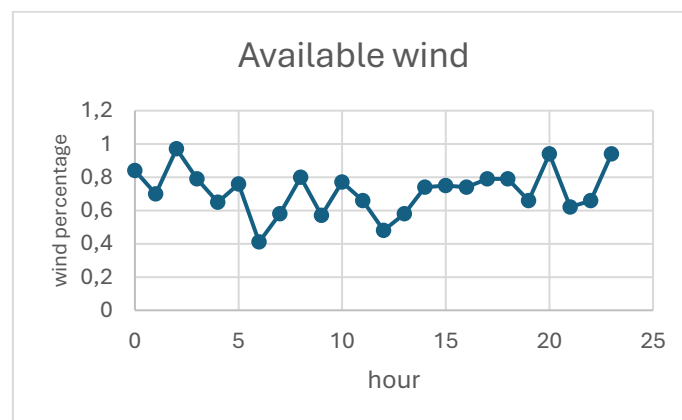


Figure 19 Wind available in proportion to rated capacity

In addition, the prices corresponding to the frequency reserve and secondary regulation are only relevant for the following scenario.

1.3.1.2. Results

The results obtained from the simulation of the base scenario are as follows:

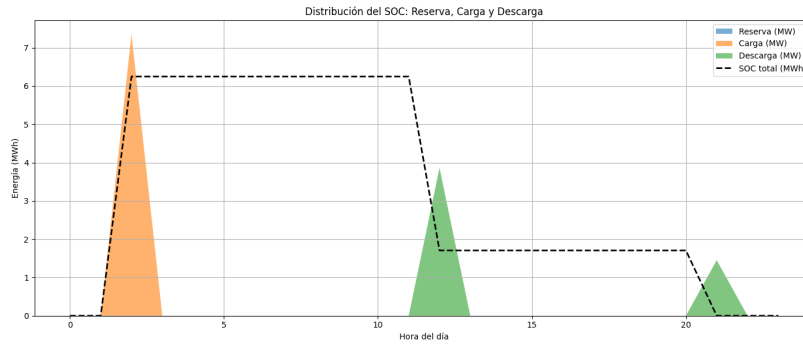


Figure 20 Battery state of charge distribution throughout the day

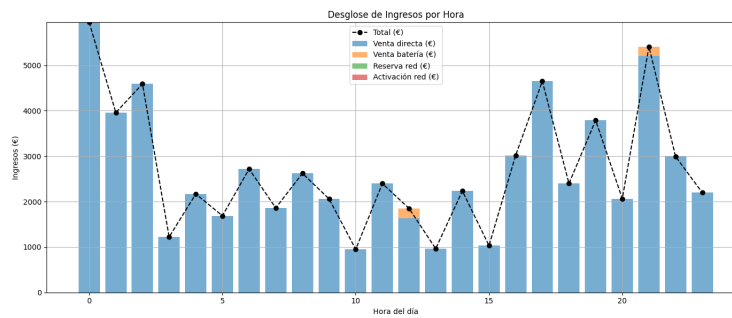


Figure 21 Breakdown of hourly earnings throughout the day

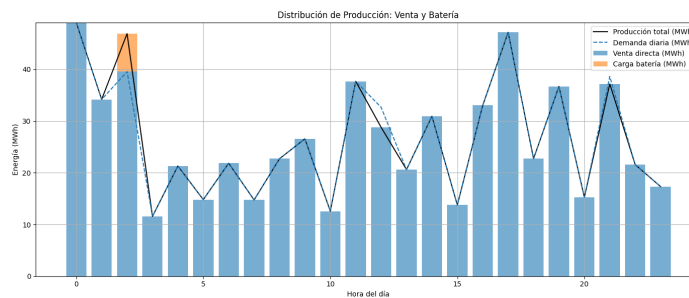


Figure 22 Distribution of production throughout the day

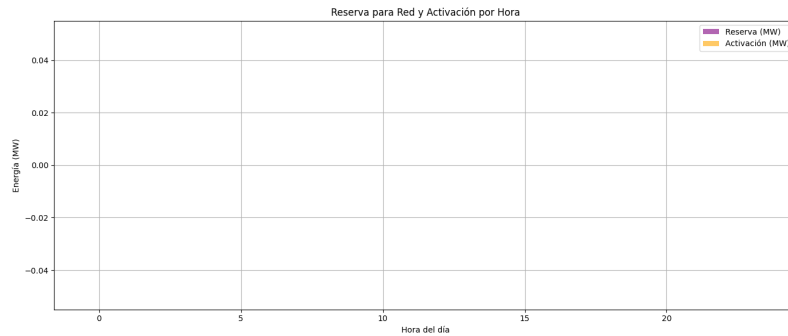


Figure 23 Secondary regulation of the Battery throughout the day

1.3.2. Scenario with secondary regulation

This second scenario incorporates the participation of the storage system (BESS) in the secondary regulation market, keeping the entry conditions and prices of the intraday market constant with respect to the base scenario.

1.3.2.1. Input data

First, these are the possible network service needs, referring to the reservation:

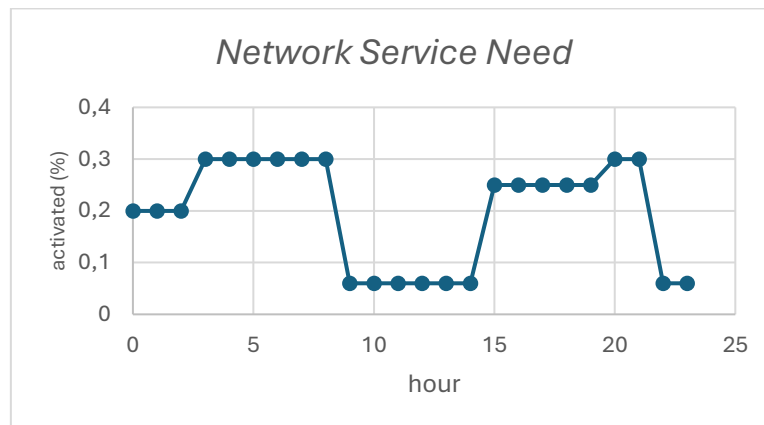


Figure 24 Network Service Need (to be Uploaded) in proportion to the reserve

The prices offered by the network operator for having the secondary available are as follows:

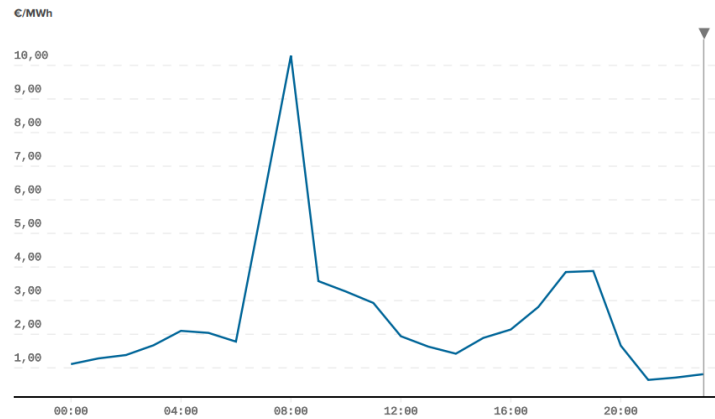


Figure 25 Average hourly price secondary band component for July 3, 2025

In addition, the prices offered by the network operator for the use of this secondary regulation are:

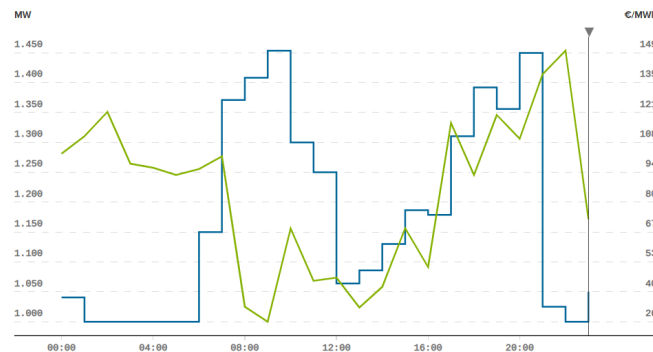


Figure 26 Secondary Regulation Reserve Allocation to be uploaded by July 3, 2025 (MW and price)

1.3.2.2. Results

The results obtained from the simulation of the base scenario are as follows:

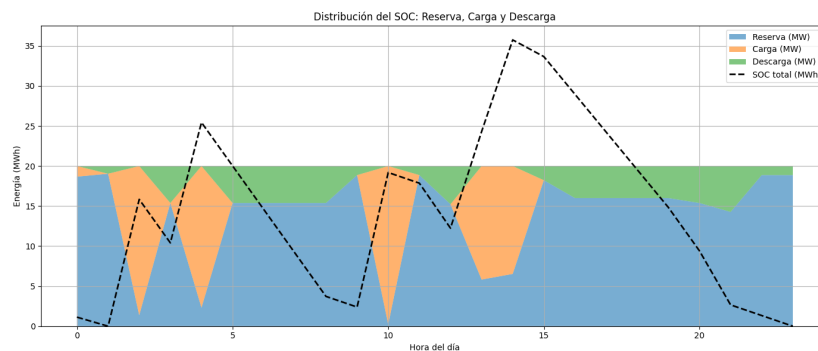


Figure 27 Battery Charge Status Distribution throughout the day

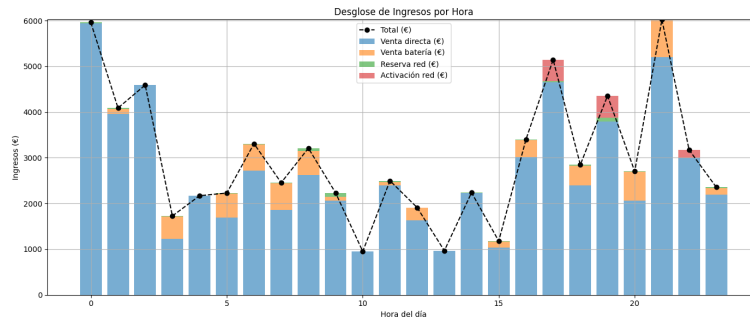


Figure 28 Breakdown of hourly earnings throughout the day

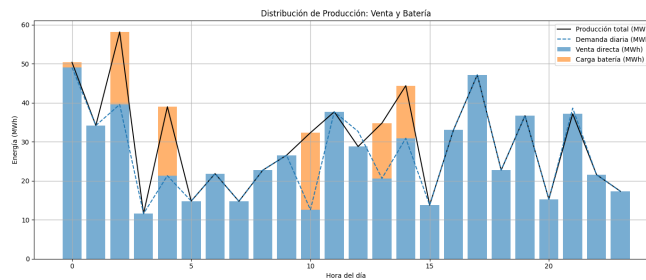


Figure 29 Distribution of production throughout the day

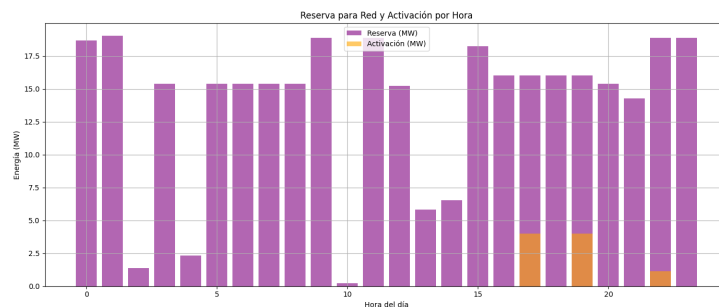


Figure 30 Secondary regulation of the Battery throughout the day

1.4. Conclusions

The analysis of the two simulated scenarios allows conclusions to be drawn from both an economic and operational point of view, highlighting the extra income involved in incorporating a battery system into the secondary regulation market.

Base Scenario: operationally simpler and less utilization

The first scenario has, as you can imagine, a more simplified operation of the system, where the battery is used only for energy arbitrage. Although this makes it possible to generate additional income through the sale of energy based on hourly prices, the economic contribution of the battery is limited and not optimized to the maximum.

The operation is optimized by unloading at times of high price and charging when energy is cheaper or there is surplus production, improving the overall efficiency of the park. However, this scenario limits the cost-effectiveness potential of the storage system.

This scenario represents a case as a reference to assess whether the investment in storage makes economic sense, and to verify that the behavior of the model makes sense.

Scenario with secondary regulation: greater operational complexity and greater profitability

The second scenario presents greater operational complexity, since the battery must maintain a sufficient level of charge to offer availability to the electricity system, which partially restricts its energy arbitrage capacity. However, this limitation is offset by new revenue streams generated by:

- The reservation offered during several hours of the day, although at prices not too high.
- The activations of the auxiliary service, concentrated at the moments of highest market price, which represent the most profitable component of the service.

This scenario significantly increases total revenues, showing that the participation of the battery in regulation services is an economically attractive solution, if greater profitability is sought for the installation. In addition, it allows diversifying sources of income, thus reducing dependence on the price of energy and optimizing battery use throughout the day.

This comparative analysis allows us to affirm that the participation of storage systems in the secondary regulation market considerably improves their profitability. The modular approach of the proposed model allows this strategy to be adapted to different parks, optimizing its integration according to the available resources and market conditions, making the developed model serve as a tool for decision-making in renewable energy and storage investments, and above all for the daily operation of the facility.

1.5. References

Department of Energy U.S. (2017). *Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy*. Office of Solar Energy Technologies, Office of Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy>

Linden, D., & Reddy, T. B. (Eds.). (2002). *Handbook of Batteries* (3rd ed.). McGraw-Hill. <https://archive.org/details/handbookofbatteries3rdedition/page/n24/mode/1up>

Red Eléctrica de España. (s.f.d). *Storage*. <https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento>

Red Eléctrica de España. (s.f.b). *Integration of renewables*. <https://www.ree.es/es/operacion/integracion-renovables>

Red Eléctrica de España. (s.f.). *Monitoring of electricity demand*.
<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total>

Red Eléctrica de España. (s. f.c). *System tuning services*. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/mercados-reserva>

Red Eléctrica de España. (2018). *The operation of the electrical system for dummies* (1.^a ed.).
<https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/laoperaciondelsistemaelectricoparadummies.pdf>

Red Eléctrica de España. (2024). *Operating procedure P.O. 7.2: Reserve and secondary regulation energy markets*. https://www.ree.es/sites/default/files/2024-11/PO_7_2_BOE-A-2024-11535.pdf

Red Eléctrica de España. (2025 f). *Comparative analysis of ESIOS hourly prices*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/632?vis=1&start_date=03-04-2025T00%3A00&end_date=03-04-2025T23%3A55&compare_start_date=02-04-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=682&compare_end_date=02-07-2025T23%3A55

Red Eléctrica de España. (2025 h). *ESIOS intraday market hourly comparative analysis*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/1442?vis=1&start_date=03-07-2025T00%3A00&end_date=13-07-2025T23%3A55&compare_start_date=02-07-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1727

Red Eléctrica de España. (2025 g). *ESIOS Timetable Comparative Analysis*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/811?vis=1&start_date=03-04-2025T00%3A00&end_date=03-04-2025T23%3A55&compare_start_date=02-04-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_end_date=03-07-2025T23%3A55

Red Eléctrica de España. (2025 d). *National peninsular demand – Total (June 22, 2025)*.
<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total/2025-06-22>

Red Eléctrica de España. (2025c). *Renewable generation of electricity*. Electrical system report.
<https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-renovable-de-energia-electrica>

Red Eléctrica de España. (2025a). *Renewable Energy Summary Report 2024*.
https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf

Red Eléctrica de España. (2025b). *Renewable energies in the Spanish electricity system 2024*.
https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf

Red Eléctrica de España. (2025 e). *PVPC – hourly electricity price (June 22, 2025)*.
<https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=22-06-2025>

Van Druten, E. (2024). *TenneT's position on battery energy storage systems (BESS)*. European Association for Storage of Energy. https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2024/10/3.7-ESGC-2024_-_Emiel-van-Druten-TenneTs-position-on-BESS_final-2.pdf

2. Introducción

El mundo quiere avanzar hacia un futuro más sostenible, a su vez nuestra sociedad es más dependiente en la energía, lo que implica la búsqueda y el desarrollo de soluciones más sostenibles que nos aseguren la continuidad de suministro y proporcionen una respuesta a la demanda de energía más respetuosa con el medio ambiente.

En el centro de esta demanda surgen como respuesta las energías renovables, que son fuentes de energía que provienen de recursos naturales y se reponen más rápido de lo que se consumen. La gran ventaja de este tipo de fuentes es que sus recursos se encuentran en casi cualquier lugar. Este tipo de energía pretende sustituir o reemplazar parcialmente a otras formas de energía más tradicionales, como los combustibles fósiles, que son considerados no renovables debido a que tardan millones de años en formarse (Naciones Unidas, s.f.b).

En España, el futuro sigue el mismo camino y tiende hacia el uso de fuentes de generación renovables, en 2024 casi el 57% (148.999 GWh) de la generación eléctrica provenía de fuentes renovables (Red Eléctrica de España, 2025b).

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la penetración de las renovables en los últimos años en el que se puede ver la transición hacia un futuro más verde que se está viviendo:

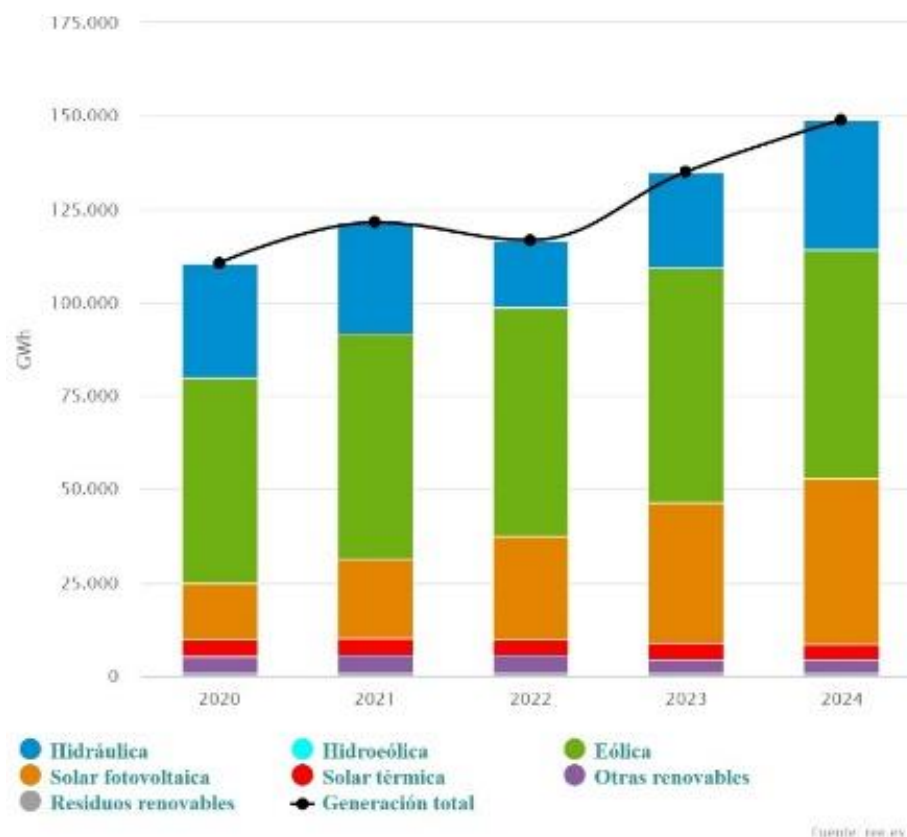


Ilustración 31 Penetración de las renovables en términos de generación a nivel nacional en GWh (Red Eléctrica de España, 2025b)

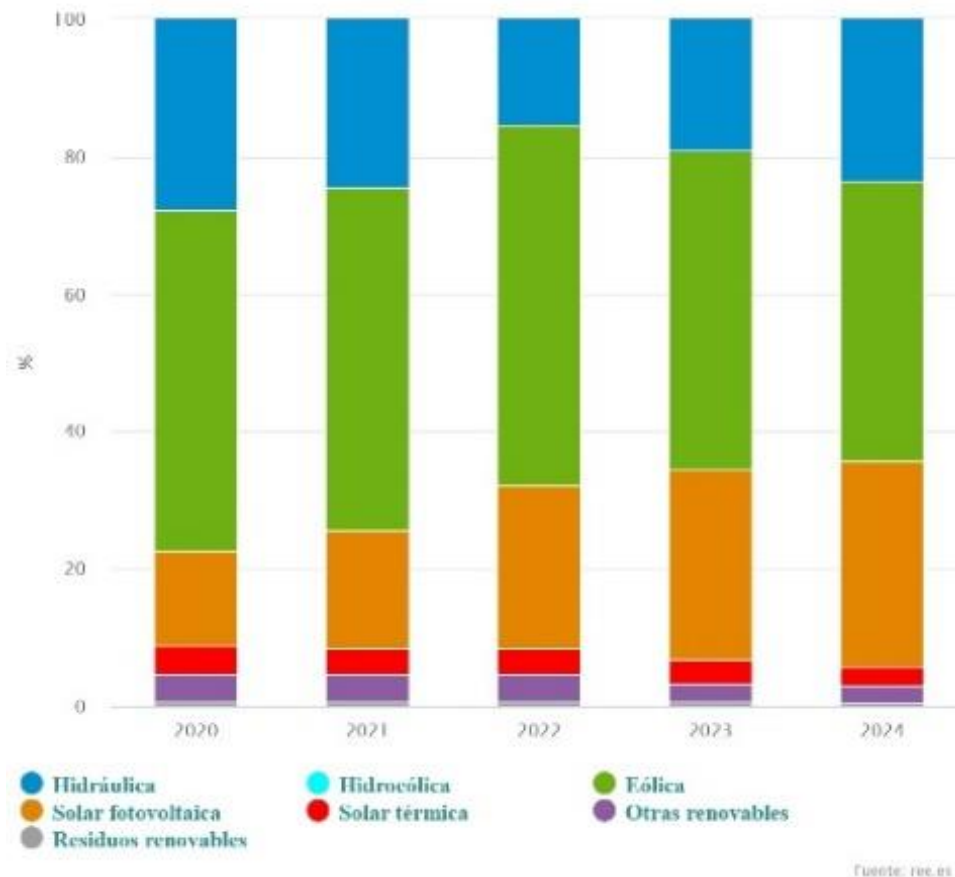


Ilustración 32 Distribución de las tecnologías renovables en los últimos años a nivel nacional (Red Eléctrica de España, 2025b)

Como se puede observar la penetración de las renovables ha crecido en un 34,7 % desde 2020. Este avance ha sido impulsado por el aumento de la capacidad instalada, especialmente en energía solar fotovoltaica. Durante 2024, se añadieron 7,3 GW de nueva capacidad renovable, siendo la mayor parte correspondiente a la tecnología solar fotovoltaica (Red Eléctrica de España, 2025a).

Antes de continuar, es necesario hacer una distinción entre las energías síncronas y asíncronas.

Las energías síncronas son aquellas generadas por generadores síncronos, los cuales mantienen una velocidad de rotación constante y sincronizada con la frecuencia de la red. Técnicamente, esto significa que el rotor gira a la misma velocidad que el campo electromagnético del estator. Entre sus características destacan la velocidad constante y la capacidad de control de tensión y frecuencia. Este tipo de generación se encuentra en centrales eléctricas como las termo solares e hidráulicas, que son fuentes renovables, así como en centrales nucleares y de gas, que son no renovables.

Por otro lado, tenemos la generación asíncrona, producida por generadores asíncronos, en los que el rotor gira a una velocidad normalmente inferior a la del campo magnético del estator. Esta diferencia de velocidad, conocida como deslizamiento, es la que permite

la generación de corriente. Las características de este tipo de generación incluyen una alta dependencia de la red, ya que no pueden operar de forma autónoma (es decir, no pueden funcionar en modo isla), y una alta robustez, dado que requieren poco mantenimiento.

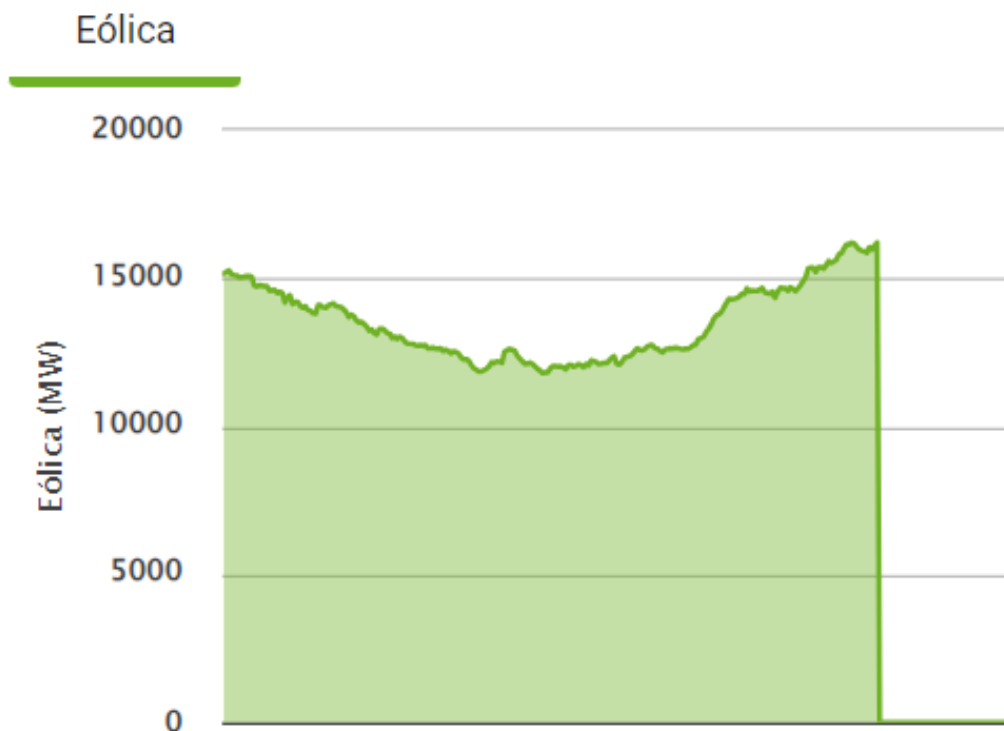
Este tipo último tipo de generación es precisamente la que se aborda en este trabajo, ya que a este grupo corresponden las fuentes eólicas y solares. (Iberelétrica Energía, 2025)

Según lo visto, las fuentes renovables son sin duda el futuro, pero dentro de estas, las asíncronas presentan algunos grandes retos. En el proyecto se tratará de dar una respuesta a algunas de las consecuencias que tiene este tipo de energías sobre la red, en particular en el caso de la generación eólica. Aunque, debido a la similitud en el comportamiento y los efectos que tienen sobre las instalaciones de distribución eléctrica, este trabajo también es replicable para la solar.

La energía renovable de origen eólico aprovecha la energía cinética del viento mediante aerogeneradores, que pueden estar ubicados tanto en tierra como en el agua, como ocurre con las centrales de generación *offshore* (Naciones Unidas, s.f.).

Teniendo en cuenta lo anterior, el principal reto que supone la energía eólica es la discontinuidad en el suministro, implicando la predicción de los recursos en cada momento, algo que casi imposible.

La dificultad en la predicción de los recursos implica que la producción de subestime y se obligue a realizar algunas paradas parciales o completas para no sobrepasar los límites de la red, lo que se llama vertidos. A continuación, se muestra la generación eólica en España el día 8 de enero de 2025, según REE:



*Ilustración 33 Generación de energía proveniente de fuentes eólicas
el día 8 de enero del 2025 (Red Eléctrica de España, s.f.)*

Como se puede observar, la generación eólica no es estable a lo largo todas las horas del día. Este caso es aún más exagerado si lo que se observa es la generación de energía solar, que sólo produce durante las horas centrales del día cuando la irradiación es más fuerte.

Todo esto, lleva a la búsqueda de soluciones que aporten respuestas a las incertidumbres que causan este tipo de fuentes de energía y así permitan paliar sus efectos sobre la red. Una de las soluciones propuestas para reducir los efectos de esta discontinuidad de suministro es la instalación de baterías que permitan aprovechar la energía producida durante los periodos de parada, para evitar su vertido sin ningún beneficio para la red o para el propio operador del parque eólico.

2.1. Motivación

Como persona perteneciente a la generación Z, me preocupo por mi futuro y, por tanto, por el futuro de mi planeta. Para asegurar su continuidad, es importante buscar soluciones respetuosas con el medio ambiente; en este sentido, la energía generada a partir de fuentes renovables constituye una contribución ideal al bienestar futuro.

Aunque las renovables, por definición, son energías limpias, también plantean ciertos desafíos para la estabilidad de la red eléctrica. Tras haber cursado el máster de ingeniería industrial, se me presentó la oportunidad de analizar una de las posibles respuestas a este problema: el almacenamiento acoplado como parte de un sistema de generación eólica.

La solución del almacenamiento de energía en sistemas de baterías (BESS en inglés) es sin duda atractiva para solventar la inestabilidad de la generación de fuentes renovables. Pero la pregunta recae en este caso sobre la viabilidad económica de dicha solución.

Por ello, se ha querido comprobar la viabilidad de la instalación de unas baterías en un parque eólico mediante la creación de un modelo económico que establezca cuando sería más conveniente el uso de dichas baterías.

Además, se tendrán para crear el modelo se tendrán en cuenta los distintos usos que tienen las baterías. Al ser capaces de actuar como sistema de almacenamiento de energía, o reserva para la red o sistema de control de frecuencia.

Finalmente, se pretende dar respuesta a la pregunta lanzada en primer párrafo para con la ayuda del resultado obtenido en el modelo económico.

2.2. Problemas que suponen la introducción de la generación asíncrona para la red

Como ya se ha adelantado en la introducción, las renovables son el futuro, pero su integración en la red conlleva algunas consecuencias y repercusiones que deben ser controladas para asegurar que la transición hacia un futuro más verde sea viable y sostenible a largo plazo.

Esta necesidad de mitigar los efectos de la generación renovable en la red es aún más urgente e importante en un país como el nuestro, que reúne unas características ideales para el aprovechamiento de recursos renovables debido a su gran abundancia, pero que su ritmo de renovación de infraestructura eléctrica no es tan rápido como el desarrollo de este tipo de generación.

Las características de las renovables que hacen que sus efectos sea necesario mitigarlos son los siguientes:

1. Variabilidad e intermitencia

Las energías renovables, como la eólica, son fuentes de generación dependientes de las condiciones meteorológicas, las cuales pueden variar constantemente y de forma imprevista. A diferencia de las plantas térmicas o nucleares, cuya producción puede ser controlada, la generación renovable presenta variaciones tanto diarias como estacionales.

A continuación, se muestra un gráfico de los días en los que se han alcanzado las mayores producciones renovables en cada estación durante los últimos años:

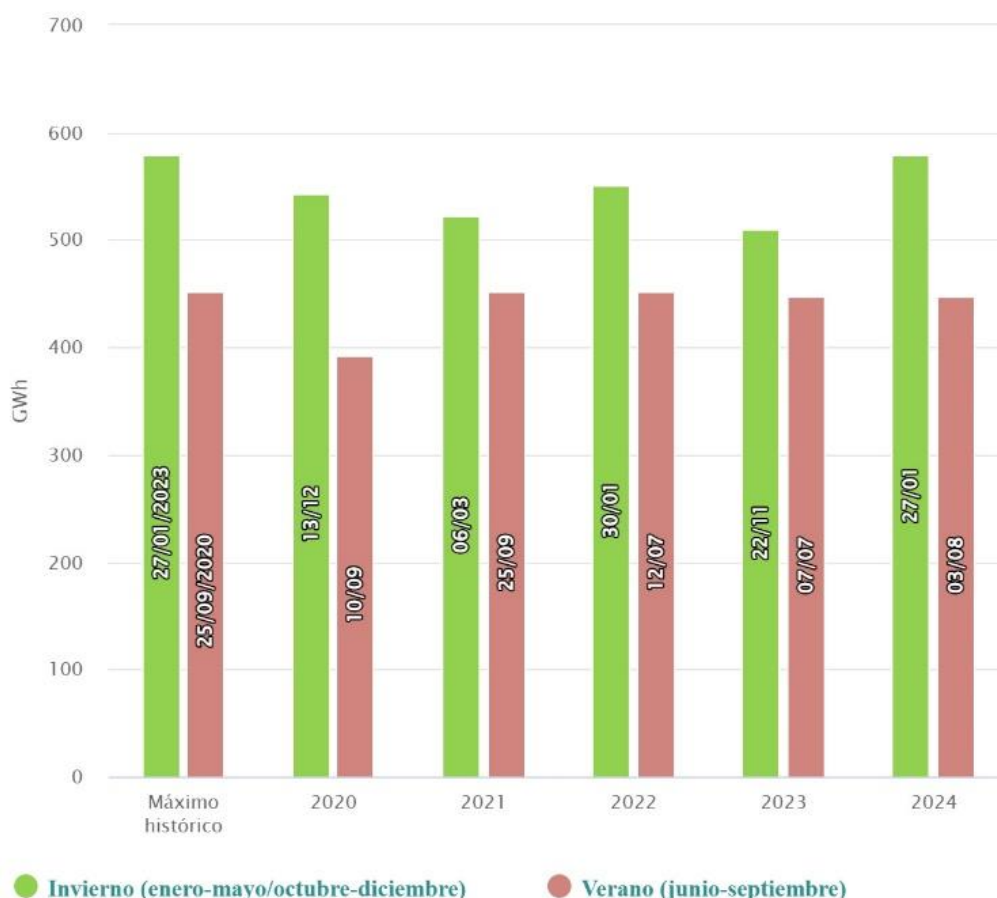


Ilustración 34 Récords de producciones diarias en los últimos años y máximos históricos en la península (GWh) (Red Eléctrica de España, 2025c)

Como se puede observar, la producción en invierno es mayor que en verano. Esto se debe a que la energía eólica en España alcanza una mayor producción durante los meses de invierno, debido a patrones meteorológicos que generan vientos más fuertes y constantes. Además, aunque la producción solar es mayor en verano, durante el invierno tampoco es baja, aun viéndose reducida debido a la menor cantidad de horas de luz, ya que las temperaturas más frías no afectan tan negativamente la eficiencia de las placas solares, a diferencia del verano, cuando las temperaturas elevadas pueden disminuir su rendimiento.

Los impactos de esta variabilidad sobre la red son varios: dificulta el equilibrio instantáneo entre oferta y demanda, exige una mayor capacidad de reserva para cubrir posibles caídas de producción y requiere predicciones meteorológicas cada vez más precisas.

Para reducir el impacto de estos efectos, el operador de la red —en el caso de nuestro país, Red Eléctrica de España (REE)— lleva a cabo diversas medidas: desarrollo de sistemas de almacenamiento a gran escala, implementación de mecanismos de respuesta de la demanda e impulso de interconexiones internacionales para compartir recursos de generación.

2. Reducción de la inercia del sistema

Relacionado con el punto anterior, la introducción de este tipo de generación verde tiene efectos sobre la inercia del sistema eléctrico, que tradicionalmente ha sido proporcionada por generadores síncronos. Estos actuaban como un amortiguador frente a perturbaciones, ayudando a mantener la frecuencia dentro de márgenes seguros.

Sin embargo, la sustitución de fuentes síncronas de alta inercia por fuentes asíncronas, como la fotovoltaica y la eólica, reduce la inercia total del sistema, haciéndolo más susceptible a variaciones rápidas de frecuencia. Recientemente, el *blackout* ocurrido ha demostrado cómo la combinación entre la energía proporcionada por fuentes síncronas y asíncronas debe estar equilibrada, ya que un desequilibrio puede comprometer la estabilidad del sistema, dejando sin suministro eléctrico a un país durante más de 10 horas.

3. Necesidad de servicios de ajuste y flexibilidad

La variabilidad de la generación renovable lleva a la necesidad de aumentar los servicios de ajuste en el sistema para poder mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía. Esto incluye la necesidad de recursos que puedan responder rápidamente a los cambios en la generación o en el consumo, como sistemas de almacenamiento, generación flexible y mecanismos de respuesta de la demanda.

Los servicios de ajuste son mecanismos operativos que permiten al sistema eléctrico adaptarse a las variaciones en la generación y la demanda. Incluyen la regulación de frecuencia y tensión, la gestión de reservas de potencia y la

respuesta ante desvíos imprevistos. Estos servicios son esenciales para mantener la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

La integración de recursos energéticos distribuidos, como los sistemas de almacenamiento y la generación flexible, así como la implementación de tecnologías digitales, son fundamentales para mejorar la capacidad de respuesta del sistema ante las fluctuaciones de la generación renovable.

4. Congestión y limitaciones de transmisión

La ubicación geográfica de las instalaciones renovables, a menudo alejadas del consumo, junto con la capacidad de las infraestructuras de transmisión existentes, puede provocar congestiones en el sistema de red eléctrica. Esto pone un límite a la capacidad de evacuar la energía generada y, en ocasiones, obliga a desconectar temporalmente instalaciones renovables para evitar sobrecargas en las infraestructuras de interconexión.

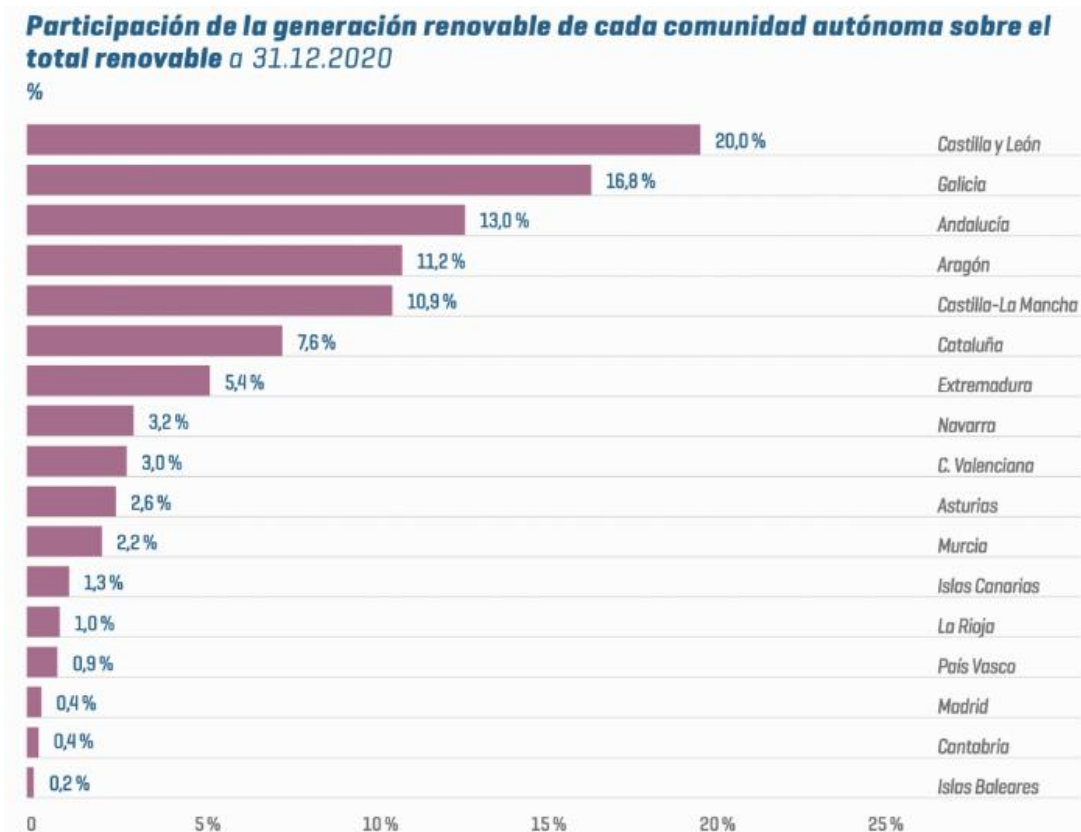


Ilustración 35 Porcentaje de participación de la generación renovable en España por comunidad autónoma (El Tiempo, 2022)

En España, las regiones con mayor potencial para la generación de energía renovable, como Castilla y León, Galicia, Extremadura y Andalucía, se encuentran alejadas de los principales centros de consumo energético, como Madrid y Barcelona. Esta distribución geográfica implica que la energía generada en estas zonas debe ser transportada a largas distancias, lo que resulta en sobrecargas sobre las infraestructuras de transmisión. La falta de capacidad

suficiente en la red para evacuar esta energía puede generar congestiones y obligar a limitar la producción de las plantas renovables.

Las anteriores características mencionadas tienen los siguientes efectos sobre la red eléctrica:

- **La curva de pato o “Duck Curve”:**

Se trata de un escenario muy común de las renovables conocido como “Duck Curve” o curva del pato, llamada así por su forma, que muestra cómo evoluciona la demanda de electricidad que debe cubrir el sistema eléctrico convencional (centrales térmicas, hidráulicas, ciclos combinados, etc.) a lo largo del día, cuando hay mucha producción renovable (sobre todo solar, pero también eólica).

Su origen está en el desajuste temporal entre la generación renovable y el perfil de consumo de la demanda. Durante las primeras horas del día, al amanecer, la producción solar comienza a incrementarse de forma. En estas horas iniciales, la demanda eléctrica convencional todavía es alta, porque la contribución de la generación solar es todavía muy baja. A medida que avanza la mañana y el sol alcanza su máxima radiación, la producción fotovoltaica alcanza un pico máximo, coincidiendo con las horas centrales del día. En este periodo, buena parte de la demanda del sistema eléctrico es satisfecha por la producción solar, lo que reduce significativamente la necesidad de generación de fuentes convencionales. Este descenso de demanda de fuentes convencionales durante las horas centrales del día es lo que da lugar a la conocida “barriga” de la curva del pato.

Por último, al caer la tarde y producirse la puesta de sol, la generación fotovoltaica disminuye de forma repentina por la ausencia de radiación, hasta llegar prácticamente a cero. A su vez, en estas horas se suele producir un incremento significativo del consumo eléctrico: el usuario final llega a casa después de la jornada laboral, se encienden luces, electrodomésticos, aires acondicionados o calefacciones e, incluso, la conexión a la red de vehículos eléctricos para su recarga. Como resultado, el sistema eléctrico necesita incrementar de forma muy rápida la producción convencional para satisfacer la demanda a pesar de la repentina caída de la producción renovable. Este rápido aumento de la demanda que es satisfecha por la generación convencional da la forma a la última parte de la curva de pato, el “cuello”. A continuación, se muestra un ejemplo de esta curva de pato obtenido de los datos de generación y demanda (Red Eléctrica de España, 2025 d y Red Eléctrica de España, 2025 e) del día 22 de junio del 2025:

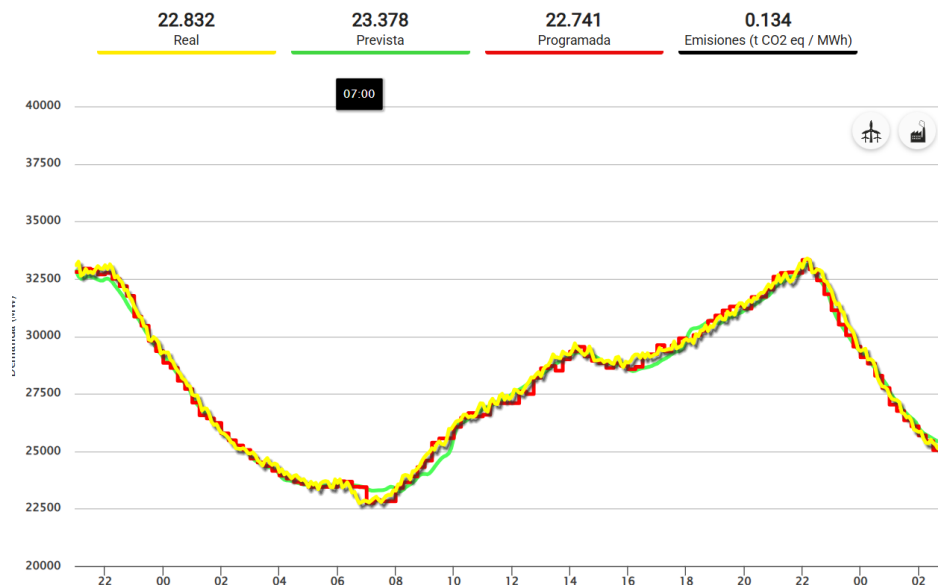


Ilustración 36 Curva de la Demanda

Máximo diario 33.387 a las 22:10 - 22/06/2025
Mínimo diario 22.741 a las 06:45 - 22/06/2025

Ilustración 37 Máximo y mínimos de demanda

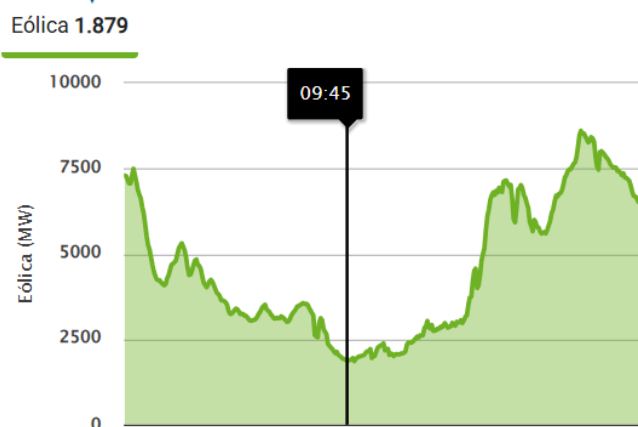


Ilustración 38 Mínima generación eólica

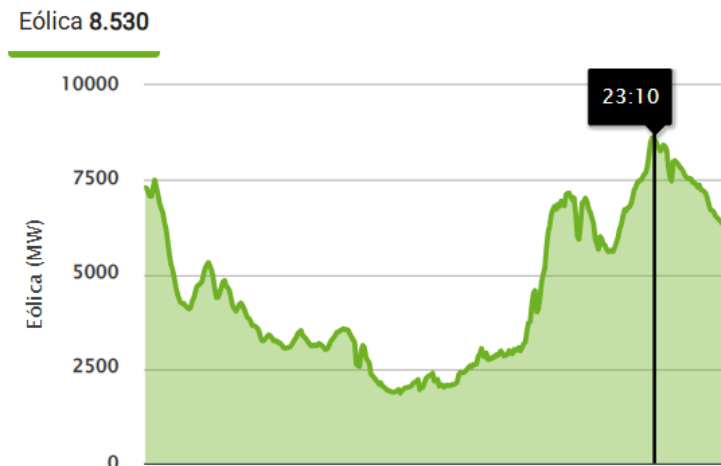


Ilustración 39 Máxima generación eólica

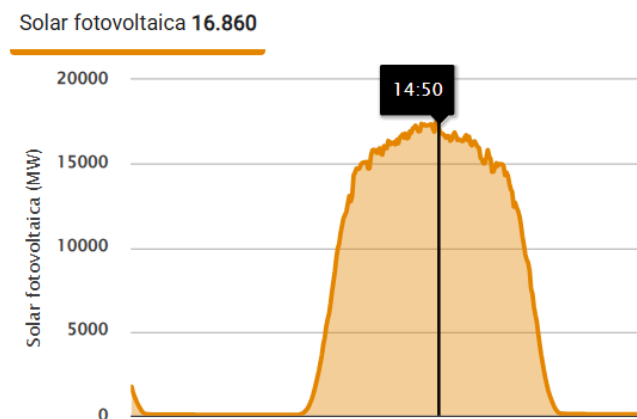


Ilustración 40 Máxima generación Solar

Eólica	3506	14,39 (%)
Solar fotovoltaica	218	0,89 (%)
Solar térmica	69	0,28 (%)
Térmica renovable	485	1,99 (%)
Hidráulica	3106	12,75 (%)
Nuclear	7063	29 (%)
Carbón	188	0,77 (%)
Ciclo combinado	5663	23,25 (%)
Motores diésel	227	0,93 (%)

Ilustración 41 Distribución de la generación en la hora máxima de demanda

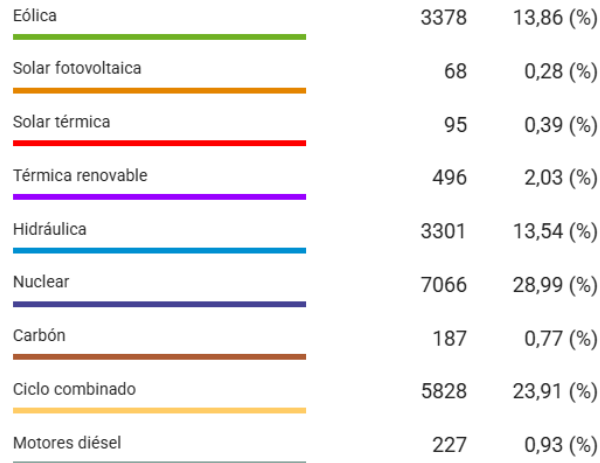


Ilustración 42 Distribución de la generación en la hora mínima de demanda

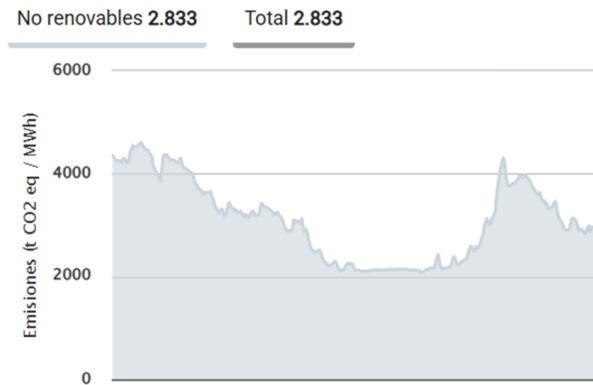


Ilustración 43 Contaminación de la generación

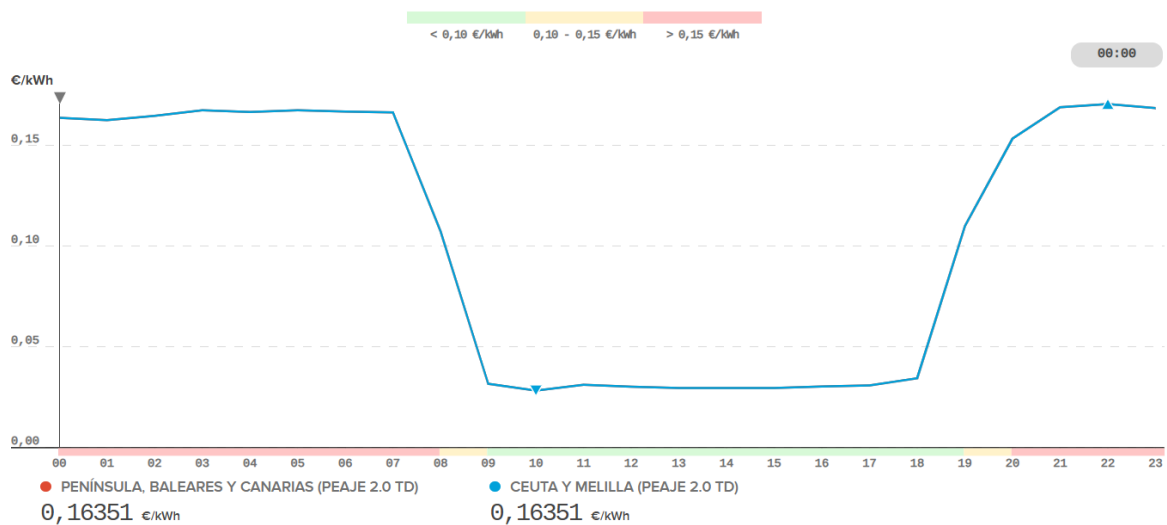


Ilustración 44 Precios de la energía (PVPC)

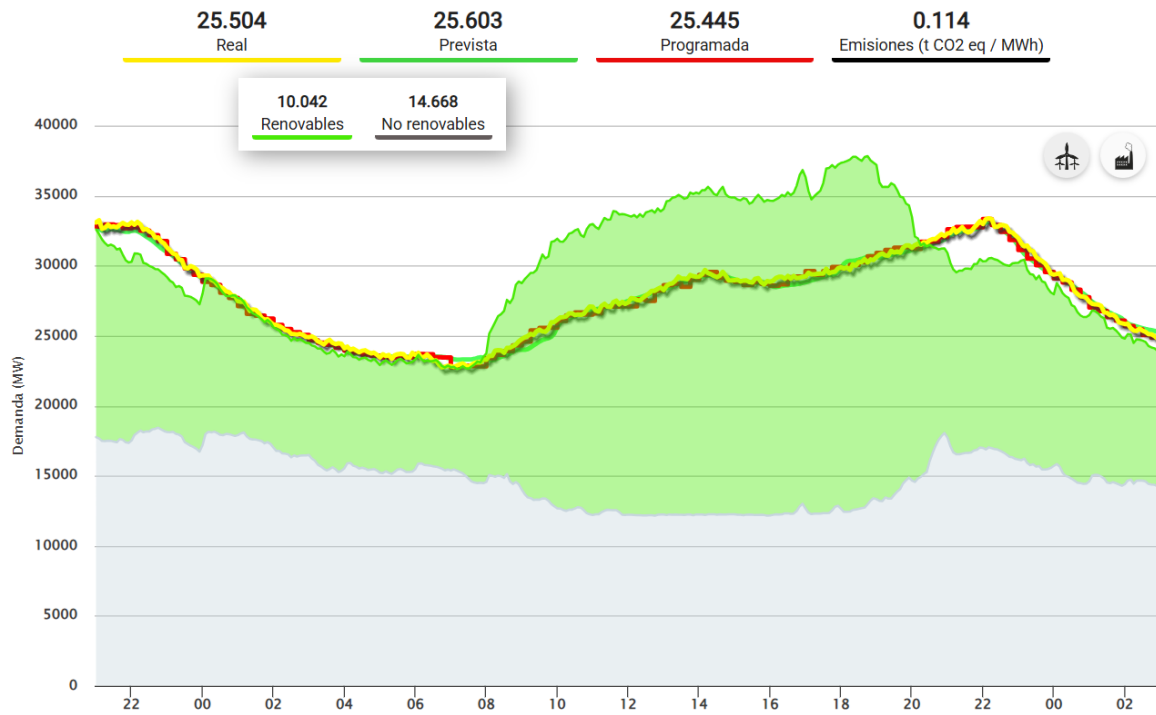
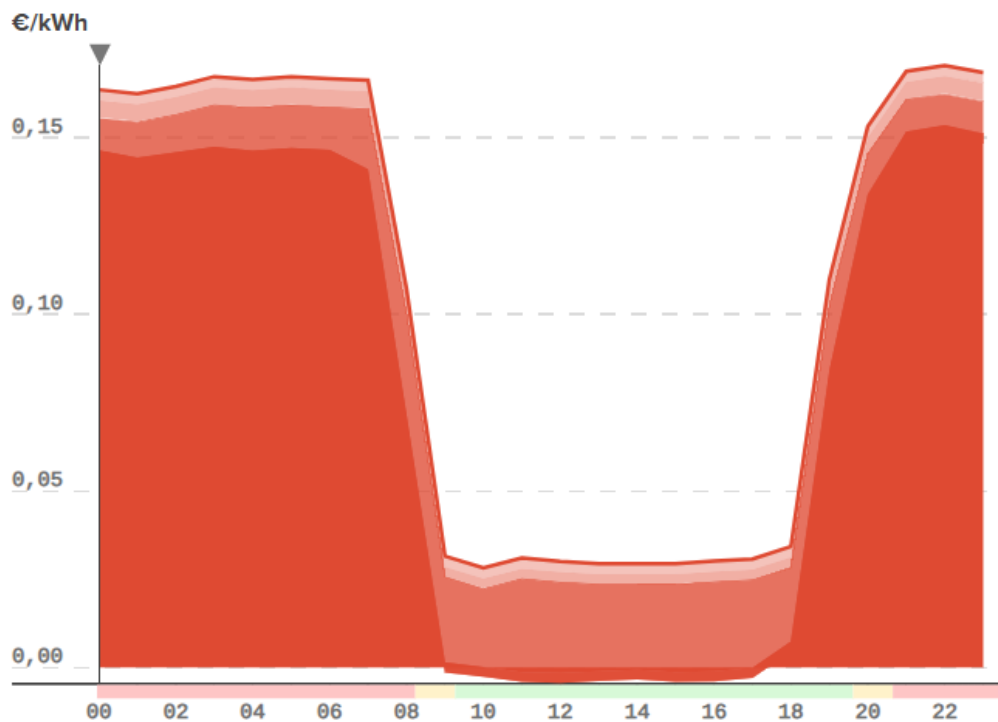


Ilustración 45 Curva de generación y demanda



●	MERCADO DIARIO E INTRADIARIO
	0,14641 €/kWh
●	TÉRMINO DE AJUSTE DE MERCADOS A PLAZO
	-0,00290 €/kWh
●	SERVICIOS DE AJUSTE
	0,01191 €/kWh
●	FINANCIACIÓN OS
	0,00020 €/kWh
●	FINANCIACIÓN OM
	0,00005 €/kWh
●	COSTE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE
	0,00485 €/kWh
●	PEAJES Y CARGOS
	0,00299 €/kWh
●	PAGO POR CAPACIDAD
-	€/kWh
●	EXCEDENTE O DÉFICIT SUBASTAS RENOVABLES
-	€/kWh
●	SERVICIO DE INTERRUPTIBILIDAD
-	€/kWh

Ilustración 46 Desglose del Precio de la energía

En el análisis de este caso específico, se puede observar de forma clara cómo la alta penetración de energías renovables en el sistema eléctrico, particularmente la solar fotovoltaica, contribuye a la aparición de precios negativos en el mercado mayorista durante las horas centrales del día. Este fenómeno se explica por el elevado nivel de generación renovable coincidiendo con una demanda relativamente baja, lo que provoca un exceso de oferta que el mercado no puede absorber completamente, forzando así los precios a valores negativos.

Asimismo, se hace evidente la complementariedad entre las fuentes de generación eólica y solar. Mientras que la generación solar presenta su máximo rendimiento durante las horas diurnas, la eólica tiende a incrementarse en momentos de menor irradiación solar, como durante la noche. Esta alternancia contribuye a una mayor cobertura de la demanda a lo largo del día mediante fuentes renovables, reduciendo la dependencia de tecnologías convencionales.

Por otro lado, se detecta un incremento en las emisiones contaminantes asociadas al sector eléctrico en las denominadas horas pico de demanda, como ocurre en torno a las diez de la noche. Este aumento se debe a la vuelta de los consumidores a sus casas, momento en el que se incrementa el uso de electrodomésticos. En estas franjas horarias, la menor disponibilidad de generación renovable obliga a recurrir a tecnologías convencionales de respaldo, que implican mayores emisiones de gases contaminantes.

Retomando la explicación del concepto de la curva de pato, para el caso de la generación renovable de tipo eólico, este tipo de fuente también contribuye a la formación de la curva, aunque de otra manera, su comportamiento es más variable e irregular a lo largo del día, depende de los patrones de viento de la zona. Su



efecto sobre la curva del pato depende mayoritariamente de cuándo se produzca. Si el viento sopla durante la noche, puede suavizar la curva rellenando la base de demanda cuando no hay producción solar, en este caso la introducción de las fuentes convencionales sería más suave. Cabe mencionar que este es el caso normal, pudiéndose considerar en algunos casos como una generación hibridada.

En cambio, si la producción eólica coincide con las horas de máxima producción solar, es decir durante las horas centrales del día, puede agravar todavía más la "barriga" de la curva. Este caso sería el más desfavorable de todos pues, cuando la generación solar baja, si también lo hace la eólica, la rampa de demanda de energía que tienen que cubrir las energías convencionales en un reducido periodo de tiempo se vuelve aún mayor, al presentar un incremento aún más brusco de la carga.

Este fenómeno crea importantes desafíos operativos para el operador del sistema eléctrico, ya que la red tiene que poder adaptarse a estas variaciones muy rápidas de carga en cortos periodos de tiempo, sobre todo cuando se crea fuerte rampa de consumo creciente durante la tarde con disminución de la generación síncrona, lo que requiere de la conexión rápida de generación convencional, normalmente de gas. Además, la sobreproducción de renovables durante el mediodía puede obligar en ocasiones al operador de la red a poner en marcha mecanismos de *curtailment*, reduciendo la producción renovable disponible. Esta sobreproducción de energía renovable puede llegar a generar precios negativos de electricidad; es decir, el operador del parque paga al operador de la red para que evacúe los excedentes de energía producida (Cinco Días, 2025).

A continuación, se muestra un caso real de la curva de pato para la generación solar de California. En la imagen se puede observar que el fenómeno de la curva se ha ido agravando conforme pasan los años:

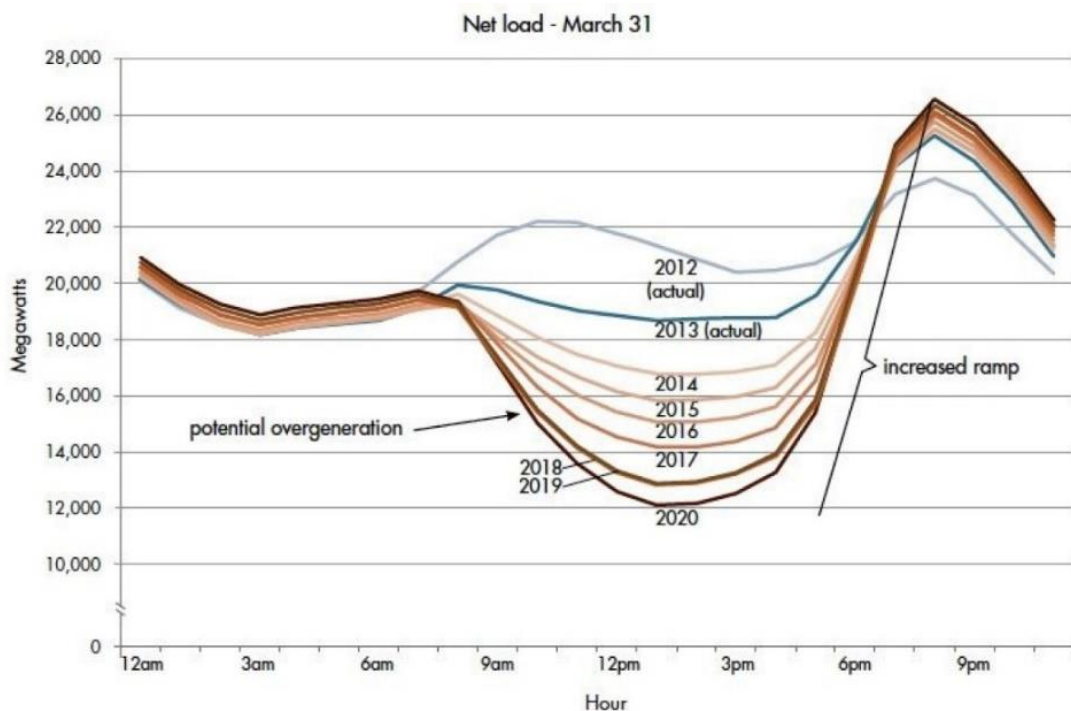


Ilustración 47 Duck Curve para la producción solar en California (Departamento de Energía de EE. UU., 2017)

- **Desbalance entre la oferta y la demanda de energía**

Debido a la gran variabilidad del recurso renovable y, con ello, el gran reto que supone la predicción de los recursos asociados a este tipo de generación energética, esta opción se convierte en una elección poco previsible para la imprescindible tarea de ajustar la generación de energía a la demanda, lo que hace muy necesaria la disponibilidad de reservas de potencia capaces de regular la red rápidamente.

Además, este problema se hace todavía mayor cuando, al introducir una proporción mayor de renovables, se puede llegar a producir una falta de energía sincrónica que aporte estabilidad e inercia a la red eléctrica y garantice su continuidad, evitando el colapso, como se produjo en el caso del apagón del 28 de abril de 2025, donde toda la península ibérica se sumió en la oscuridad durante unas horas.

- **Vertidos de energía**

Cuando la red no es capaz de absorber toda la energía que se genera, se puede producir un vertido de energía, es decir, la energía renovable generada no se utiliza. Esto se traduce en una pérdida directa de recurso eólico y como resultado afecta también a la rentabilidad de las instalaciones renovables.

Por experiencia personal en el sector, este aspecto es cada vez más relevante, ya que, a la hora de financiar un proyecto de construcción de una planta renovable, se requiere un estudio de vertidos. Estos vertidos han demostrado tener un gran impacto económico en los márgenes de las instalaciones y, como tal, representa una preocupación para la entidad financiadora.

Actualmente, el desarrollo de las energías renovables avanza más rápido que el desarrollo de la propia red, lo que constituye otra de las causas del *curtailment* (Hewitt, 2023).

- **Freno del desarrollo de nuevos proyectos**

En línea con el punto anterior, la congestión de la red puede generar un cuello de botella a la hora de incorporar un nuevo proyecto, ya que la infraestructura existente es limitada y se encuentra saturada debido a la limitada capacidad de evacuación y riesgo de pérdida de estabilidad, lo que impide el desarrollo de nuevas instalaciones mientras no se realicen mejoras en la red.

Con el fin de abordar todos estos desafíos, se han creado diversas soluciones que ayudan a minimizar los impactos negativos en la red de este tipo de generación y fomentan su integración en el sistema. A continuación, se detallan las principales medidas (Red Eléctrica de España, s.f.) que los sistemas eléctricos pueden aplicar:

- **Almacenamiento energético**

Se trata de instalar sistemas de almacenamiento de energía, mediante el uso de baterías, que permitan absorber los excedentes de energía que se produzcan durante el valle de demanda (horas centrales del día) y verter esa energía almacenada a la red durante las horas de más demanda, esto puede ser especialmente útil al caer la tarde donde se crean esos picos de demanda y la fuentes de generación convencionales tienen que cubrir mucha demanda de energía en poco tiempo, reduciendo así la pendiente de subida (Iberdrola, s.f.).

- **Flexibilización de la demanda**

Consiste en desplazar la demanda desde las horas pico (la cola y el cuello del pato) hacia los periodos de alta producción renovable (la barriga del pato). Esto se hace promoviendo el consumo en las horas valle de la demanda, mediante tarifas dinámicas, incentivos industriales, control inteligente de cargas o programas de respuesta a la demanda (ENTRA Agregación y Flexibilidad, 2022).

Como ejemplo de esto, durante la época en la que el precio de la energía era más alto, existían muchas aplicaciones móviles que permitían consultar cuándo los precios de la energía serían más bajos, con el fin de programar el uso de electrodomésticos —como, por ejemplo, la lavadora o la carga de un vehículo eléctrico— durante esos periodos de menor coste. De esta manera, las personas podían contribuir a suavizar la curva de demanda (Precios Luz Hoy, 2023).

- **Integración geográfica y diversificación de tecnologías**

Con el fin de crear un sistema eléctrico más robusto, otra de las acciones que el operador de la red y las compañías pueden poner en marcha es la interconexión de los sistemas eléctricos de distintas zonas y diversificación de las tecnologías generadoras que permiten compensar la variabilidad de la red o las pérdidas de inercia.

Un ejemplo de esto puede ser la introducción e instalaciones que se complementen, el viento nocturno puede complementar la energía solar diurna, reduciendo la forma pronunciada de la curva de pato, en caso favorable.

- **Curtailement controlado**

El último recurso para controlar las repercusiones de las renovables y paliar sus efectos es la orden de limitar la producción renovable durante los picos de generación para proteger la estabilidad de la red. Esta orden la lanza el operador a las instalaciones afectadas y, aunque implica desperdicio energético y pérdida de la rentabilidad de la instalación, puede ser necesario cuando otras soluciones no están disponibles.

- **Modernización de centrales convencionales**

Adaptar los sistemas de generación convencional para que puedan ajustar su producción de una manera más rápida y, durante los incrementos repentinos de demanda o rampas que se producen al llegar las últimas horas de la tarde, se pueda cubrir de manera más eficiente la variabilidad de las renovables.

- **Mejora de las predicciones**

Como se ha mencionado uno de los factores que más afecta a la producción de renovables es la incertidumbre en el recurso renovable, que depende fuertemente

de las condiciones meteorológicas y, como tal, la generación de energía proveniente de estas fuentes está muy vinculada a la precisión de las predicciones. Mejorar los modelos de previsión solar y eólica permite anticipar el recurso con mayor antelación y preparar al sistema para recibir esa energía o preparar sistemas de seguridad en caso de desequilibrio.

- **Instalación de sistemas avanzados de control de frecuencia y tensión**

Como es el ejemplo de los condensadores síncronos con volante de inercia, que ya se están instalando en algunos países para ayudar a estabilizar la red (Roca, R., 2023). O el STATCOM que proporciona energía reactiva en respuesta a la variación de tensión para devolver la estabilidad a la red (Hitachi, s.f.). A continuación, se muestran imágenes de este tipo de sistemas avanzados:

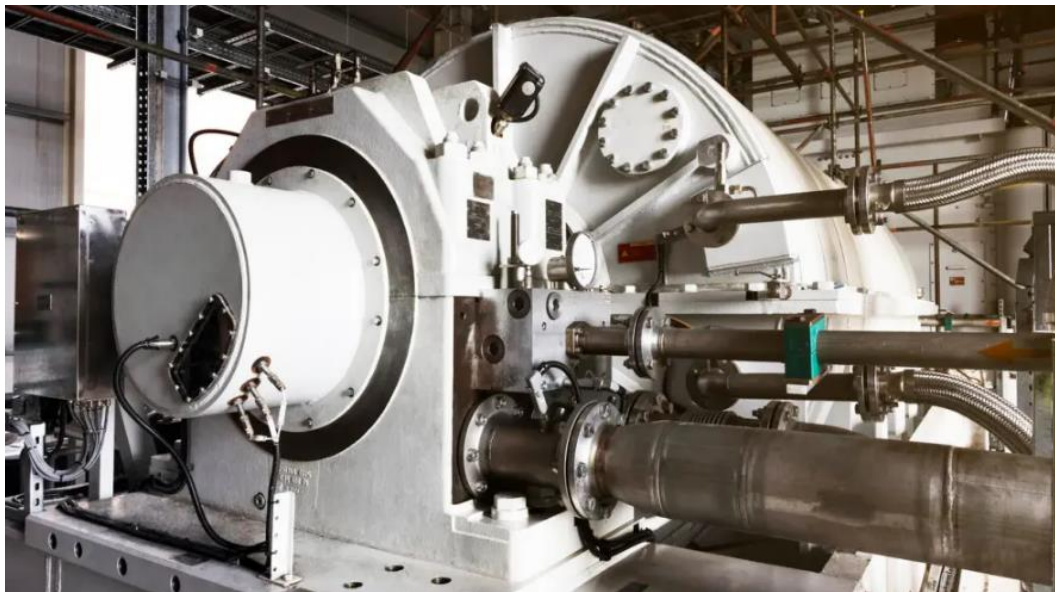


Ilustración 48 Condensador síncrono con volante de inercia (Roca, R., 2023)



Ilustración 49 STATCOM Hitachi (Energy News, s. f.)

- **Desarrollo de un mercado de reserva de frecuencia**

Con el fin de que todas las instalaciones puedan contribuir a la estabilidad de la red y a la integración de las renovables asíncronas, los operadores del sistema han implementado un mercado de reserva de frecuencia, el cual se explicará más adelante.

A continuación, se muestra un resumen de cómo cada una de estas medidas contribuye a mitigar los efectos adversos que las energías renovables pueden ocasionar en la red eléctrica. Además, se explica cómo estas soluciones fomentan una integración más eficiente y segura de las renovables, mostrando sus impactos específicos sobre la curva de demanda y su comportamiento a lo largo del día:

Medida	Parte de la curva que mitiga
Almacenamiento energético	Valle y pico
Flexibilización de la demanda	Valle
Diversificación geográfica	Aplana todo el perfil
Curtailement controlado	Último recurso
Modernización tecnológica	Rampa de subida
Predicción meteorológica	Mejor planificación

Tabla 1 Resumen de medidas de mitigación y su repercusión en la curva de la demanda

Aunque existen diversas medidas para facilitar la integración de las energías renovables en la red eléctrica, en este apartado se han destacado las más relevantes. El objetivo es introducir la solución de almacenamiento energético mediante sistemas BESS, cuya implementación y desarrollo de un modelo económico para su gestión constituyen el foco principal de este trabajo.



3. Alineamiento con Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los objetivos de desarrollo sostenible surgen en 2015 como vía para alcanzar la agenda 2030. Impulsados por las naciones unidas son un llamamiento universal para acabar con la pobreza mundial, proteger el medioambiente y mejorar la vida de todas las personas que vivimos en nuestro planeta.

En este sentido se aprobaron 17 objetivos a alcanzar para 2030, para conseguir el desarrollo sostenible de nuestro planeta. Los objetivos definidos son los siguientes:



*Ilustración 50 Objetivos de desarrollo sostenible
(Observatorio del Sur Global, 2022)*

Al desarrollar el trabajo, y considerando que todos contribuimos de algún modo a su cumplimiento, se observa una clara alineación con gran parte de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Este trabajo apoya y fomenta la búsqueda de soluciones para que

la transición energética sea posible y ayuda a la gestión eficiente de recursos energéticos, permitiendo repartir la energía proveniente de fuentes renovables a lo largo de todo el día. Este trabajo tiene aspectos técnicos y económicos, a la vez que defiende un contexto de sostenibilidad e innovación.

A continuación, se describe cómo este trabajo se alinea con los ODS, indicando exactamente cuales están directamente relacionados:



ODS 7: Energía asequible y no contaminante

Este ODS tiene como objetivo final el asegurar que todo el mundo tiene acceso a una energía a un precio razonable, de manera segura y sostenible y con unos medios actualizados. Este trabajo de fin de máster contribuye directamente a este objetivo por las siguientes razones:

- **Gestión eficiente de la energía:** El modelo económico que propone el trabajo permite optimizar el uso de baterías para almacenar energía, permitiendo su uso en horarios de alta demanda o baja producción, volcando o almacenando energía, para así, reducir la dependencia de fuentes convencionales que son más contaminantes.
- **Fomento de las renovables:** Como el parque cuenta con generación renovable (como es el caso de la eólica), la integración de baterías mejora el aprovechamiento de esa energía limpia, y reduce los vertidos.
- **Accesibilidad económica:** Un modelo económico robusto facilita la optimización de la instalación en términos económicos, permitiendo que sean viables al menor coste posible, haciendo la energía renovable más accesible para los consumidores finales.



ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

Aunque este objetivo está relacionado de más indirecta, este trabajo también tiene efectos en el crecimiento económico:

- **Impulso a la economía verde:** La transición energética dirigida hacia la sostenibilidad genera nuevas oportunidades laborales y sectores económicos, que resultan en crecimiento económico y más trabajo decente.
- **Modelo de viabilidad económica:** El diseño del modelo económico permite asegurar que estas soluciones no solo sean técnicas, sino económicamente viables para poder crear respuestas de calidad y duraderas en el tiempo.
- **Promoción de inversiones sostenibles:** Puede servir como base para justificar inversiones en infraestructuras sostenibles, ya que el modelo es escalable y puede ayudar al cálculo de los ingresos durante la vida útil de la instalación.

9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURAS



ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

En este trabajo, la innovación tecnológica y la eficiencia en instalaciones energéticas son aspectos fundamentales, al igual que para este ODS:

- **Innovación real:** El trabajo expone un modelo económico modular que combina e integra variables de muchos componentes que afectan a la gestión de la energía, tanto técnicos como financieros, promoviendo así el uso de tecnologías avanzadas aplicadas a soluciones cotidianas.
- **Modernización de infraestructuras:** Contribuye a la adaptación de parques e infraestructura eléctrica mediante la incorporación de componentes innovadores y modernos como son las baterías, que fomentan la integración de las renovables en la red.
- **Fomento de soluciones sostenibles:** Promueve la adopción de soluciones sostenibles basadas en energías limpias, que pueden ser escalables a mayor escala para aportar una solución a más personas.

11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES



ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles

La incorporación BESS o sistemas de almacenamiento de energía en infraestructuras de la red eléctrica como parques eólicos promueve la sostenibilidad en los centros de

consumo finales, como son las ciudades. Este trabajo se alinea con este ODS en varios aspectos:

- **Ayuda en infraestructura energética centralizada:** El trabajo tiene como base un modelo de red en el que los centros de consumo están separados de los centros de generación. El uso de baterías fomenta que no se desperdicien los vertidos que resultan de esta situación, creando comunidades más sostenibles.
- **Reducción del impacto ambiental:** Al reducir el consumo de energía de fuentes convencionales, como son las fuentes fósiles que son grandes contaminantes, se consigue una mejora en la calidad del aire y pudiendo así conseguir una disminución de la huella de carbono de las instalaciones energéticas.
- **Medida de protección frente a ceros en el sistema:** Una adecuada gestión del sistema de baterías puede servir como respaldo energético ante cortes o picos de demanda, aumentando la resiliencia de las infraestructuras energéticas.

12 PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES



ODS 12: Producción y consumo responsables

El proyecto tiene una clara relación con el uso responsable de recursos, tanto energéticos como materiales:

- **Optimización del consumo energético:** El modelo económico planteado permite reducir los vertidos de energía renovable generada, al almacenar los excedentes de energía y utilizarlos de manera estratégica.
- **Educación energética:** Este tipo de proyectos también puede ser un ejemplo que pueda ser utilizado como modelo a seguir de manera educativa para el consumidor, mostrando ejemplos concretos de consumo responsable y tecnología sostenible.
- **Extensión de la vida útil:** Una buena gestión de las baterías puede alargar su vida útil, reduciendo la necesidad de reemplazos frecuentes y el impacto ambiental asociado a estas sustituciones.

13 ACCIÓN POR EL CLIMA



ODS 13: Acción por el clima

Por motivos obvios al tratarse el trabajo de una solución que fomenta el uso de energías renovables, optimizado el uso de este tipo de recurso energético, este es uno de los ODS más directamente relacionados:

- **Reducción de emisiones:** El uso de energías provenientes de generación renovables combinado con sistemas de almacenamiento de energía reduce la necesidad de recurrir a fuentes de energía convencionales, que suponen una mayor huella de carbono, disminuyendo así las emisiones de CO₂.
- **Adaptación al cambio climático:** Las baterías permiten una gestión energética más flexible, un aspecto clave debido a la gran variabilidad climática que se experimenta debido al cambio climático.



ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos

Por último, como se ha comentado en la introducción un trabajo de estas características con enfoque sostenible colabora directamente con el alcance de los ODS y lo que lo vincula directamente al ODS 17:

- **Transferencia de conocimiento:** El TFM puede servir de base para otros proyectos.
- **Escalabilidad y replicabilidad:** El modelo puede ser utilizado como ejemplo para otros parques, multiplicando su impacto.

En resumen, este TFM se integra en el planteamiento de desarrollo sostenible promovida por la Agenda 2030, participando directamente con 7 objetivos de desarrollo sostenible.

4. El sistema de almacenamiento

Las baterías son dispositivos que almacenan y suministran energía mediante reacciones químicas, es decir, a través de una tecnología electroquímica transformando energía química en energía eléctrica con una reacción REDOX (reducción y Oxidación). Son especialmente útiles porque permiten diferir la entrega de energía a un momento futuro en el que pueda ser aprovechada cuando sea necesaria (Red Eléctrica de España, s.f.d).

Cabe mencionar que existen dos clasificaciones para las baterías según sus características de su capacidad para ser cargadas (Linden, D., & Reddy, T. B, 2002):

- Primarias: baterías que no se recargan
- Secundarias: baterías recargables

Una batería está formada por varias celdas electroquímicas (o "pilas") conectadas en serie o en paralelo. Cada celda está compuesta por tres elementos fundamentales (Linden, D., & Reddy, T. B, 2002)

- Ánodo (electrodo negativo): Es el electrodo reductor, que libera electrones al circuito externo y se oxida durante el proceso.
- Cátodo (electrodo positivo): Es el electrodo oxidante, que recoge los electrones y se reduce durante el proceso.
- Electrolito: Es el medio conductor que permite el flujo de iones entre el ánodo y el cátodo, cerrando el circuito internamente.

A continuación, se explica un ejemplo del funcionamiento de una batería mediante una celda de Zn y Cl_2 , empezando por el proceso de descarga:

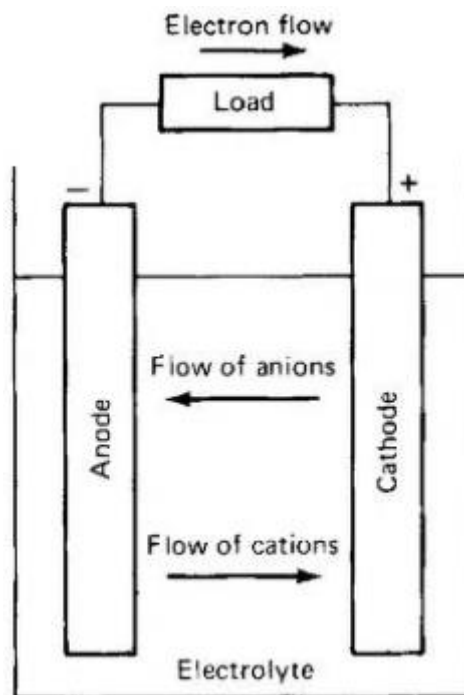
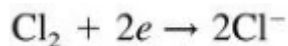


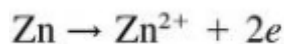
Ilustración 51 Descarga de batería

(Linden, D., & Reddy, T. B, 2002)

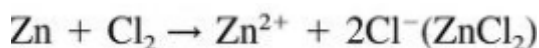
Existe una reacción de reducción en el electrodo positivo (cátodo):



A su vez, se produce una reacción de oxidación, es decir, una pérdida de electrones, en el electrodo negativo (ánodo):



La reacción global durante la descarga es la siguiente:



De la misma forma, durante el proceso de carga de la batería, los roles del ánodo y el cátodo se invierten:

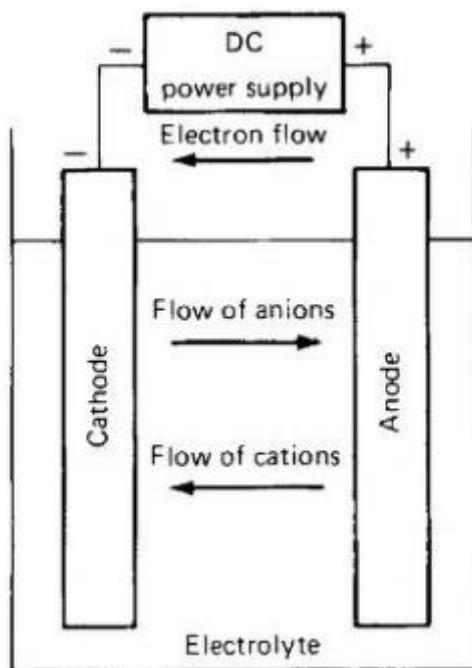
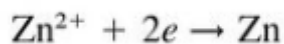
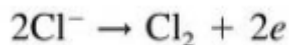


Ilustración 52 Carga de batería
(Linden, D., & Reddy, T. B, 2002)

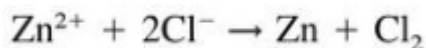
Se produce una reacción de reducción en el nuevo cátodo:



Se produce una reacción de oxidación en el nuevo ánodo:



La reacción global de carga queda representada de la siguiente manera:



4.1. Tipos de baterías

Existen tres tipos de baterías que se utilizan comúnmente en entornos industriales como soluciones BESS en parques de renovables, todas ellas secundarias. A continuación, se detallan cada una:

- **Baterías de Plomo y Acido:**
Estas baterías utilizan ácido sulfúrico como electrolito. Destacan por su bajo coste, buena disponibilidad en el mercado, durabilidad y una velocidad de carga aceptable. Sin embargo, presentan algunas desventajas, como su peso y volumen en comparación con las baterías de iones de litio de características similares. Además, su eficiencia energética es más limitada y su vida útil suele ser más corta (Solar-Energía, s.f.).
- **Baterías Ion de litio:**
Estas baterías funcionan mediante el movimiento de iones de litio a través de un electrolito. Se caracterizan por ofrecer un voltaje elevado y una alta densidad de energía. El ritmo de carga y descarga afecta tanto su desempeño como la generación de calor. Aunque no se utilicen, tienden a perder energía debido a procesos internos. Su vida útil está estrechamente ligada al uso que se les dé, especialmente a la cantidad de energía que se extrae en cada ciclo (Electricity Magnetism, s.f.).
- **Baterías Sodio y sulfuro:**
Las baterías de sodio-azufre están emergiendo como una alternativa a las de litio para el almacenamiento de energía a gran escala. Estas baterías ofrecen ventajas clave como bajo coste, alta densidad energética, larga vida útil y operación eficiente en ambientes extremos. Aunque requieren altas temperaturas para funcionar, lo que limita su uso doméstico, son ideales para plantas de energía e industrias. Tiene capacidad para ofrecer respaldo energético durante. Además, sus materiales son abundantes y más respetuosos del medio ambiente que otras alternativas (Large, 2025)

4.2. Beneficios del uso de las baterías en renovables asíncronas

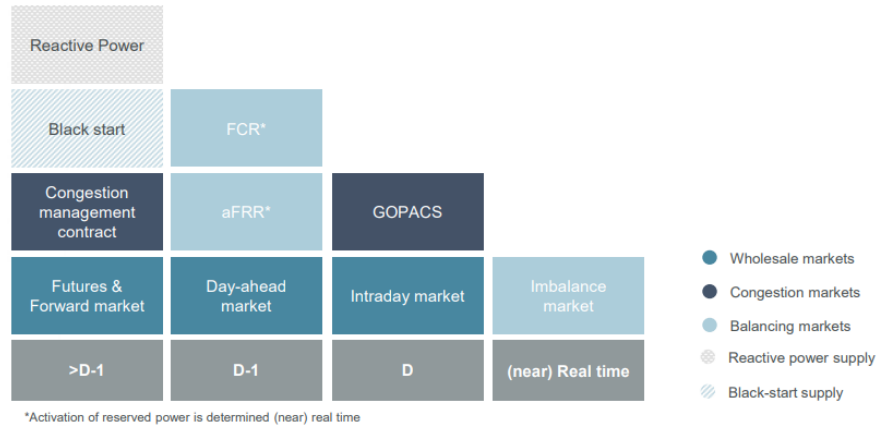
Con el uso de soluciones BESS, se pretenden alcanzar los siguientes beneficios (fuente de documentación suministrada por el director del proyecto):

- **Reserva de energía eléctrica**
Los sistemas BESS permiten almacenar energía en momentos de baja demanda y liberarla cuando se requiere. Esto asegura una reserva disponible en caso de eventos imprevistos o algún fallo en la red. Proporcionan un respaldo durante interrupciones del suministro, actuando como una fuente fiable en caso de emergencias.
- **Regulación de frecuencia**
El sistema BESS permite responder rápidamente a cambios en la frecuencia de la red eléctrica a la que esté conectada. Esta capacidad permite mantener el equilibrio entre generación y demanda, ya que, puede inyectar o absorber energía casi instantáneamente.

- **Mejora de la calidad de la energía**
BESS contribuye a filtrar armónicos y corregir factores de potencia. Esto se traduce en un suministro eléctrico más limpio y estable para los usuarios.
- **Integración de energías renovables síncronas**
Los sistemas BESS permiten almacenar el vertido de generación solar o eólica para usarlo en otro momento. Esto promueve el uso de fuentes renovables intermitentes en la red, equilibrando los desajustes entre generación y consumo y fomentando así una transición energética.
- **Apoyo a los Usuarios para Maximizar la Eficiencia Energética**
El sistema BESS ayuda a los usuarios a gestionar mejor su consumo energético y reducir picos de demanda. Esto se traduce en menores costes por tarifas variables, permitiendo aprovechar tarifas más bajas en horarios específicos. Esto apoya a un uso más eficiente de la energía.
- **Control de tensión**
Los sistemas BESS pueden ayudar a regular la tensión en puntos de la red; evitando sobrecargas o caídas de tensión.
- **Diferimiento de Inversiones en Transmisión y Distribución**
Al reducir el pico de demanda y mejorar la gestión energética donde se instale la batería, se disminuye la necesidad de ampliar infraestructura. Esto retrasa o evita inversiones costosas en líneas de transmisión o distribución, representando un ahorro económico significativo para operadores del sistema.

4.3. Flujos de ingreso del uso de las baterías en renovables asíncronas

La instalación de un sistema BESS representa una inversión significativa en términos económicos. Como en cualquier empresa, uno de los principales objetivos es maximizar la rentabilidad de los activos adquiridos. En este contexto, es fundamental identificar y aprovechar todas las oportunidades de generación de ingresos que la solución puede ofrecer. A continuación, se presenta un listado de los diferentes flujos de ingreso posibles, clasificados según el nivel de rapidez de respuesta requerido y, por lo tanto, el grado de planificación que implican, con el fin de optimizar el aprovechamiento del sistema:



*Ilustración 53 Flujos de ingresos del BESS
(Van Druten, E., 2024)*

Aunque diversos tipos de flujos de ingresos asociados la instalación y uso de sistemas BESS, el desarrollo de este trabajo se enfocará específicamente en el mercado diario de la energía y la Reserva de Regulación de Frecuencia (RRF).

5. El sistema de reserva de frecuencia

Como se ha adelantado en el primer capítulo una de las medidas que se puede tomar para fomentar la integración de las renovables es la creación de una reserva de frecuencia que ayude a la estabilización de la red en casos de necesidad.

5.1. Principio de funcionamiento

Existen tres tipos de control de frecuencia: la regulación primaria, la secundaria y la terciaria. Las cuales se explican brevemente a continuación (Carbajo, A., s.f.) (Comisión Europea, 2017):

- **Regulación primaria:** De carácter obligatorio, es la regulación que los generadores proporcionan al sistema mediante su inercia mecánica y el uso de reguladores de velocidad, se activan cuando se produce un desequilibrio súbito en la red entre la generación y la demanda. Su horizonte temporal de actuación es de hasta 30 segundos. Esta regulación no se retribuye de forma explícita. Este tipo de reserva también recibe el nombre de reserva de contención de frecuencia (RCF).
- **Regulación secundaria:** De carácter opcional, se encarga de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, corrigiendo automáticamente las desviaciones de frecuencia. Actúa en un intervalo temporal comprendido entre los 30 segundos y los 15 minutos. Este servicio es retribuido tanto por la disponibilidad (a través de la banda de regulación comprometida) como por la utilización de la energía. Su funcionamiento se basa en un mecanismo diario en el que el operador del sistema publica los requisitos de reserva necesarios. Los operadores de las instalaciones de generación presentan sus ofertas, y estas se asignan siguiendo un criterio de mínimo coste hasta cubrir la demanda requerida. Este tipo de reserva también recibe el nombre de reserva de recuperación de frecuencia (RRF).
- **Regulación terciaria:** Su objetivo principal es restituir la reserva secundaria que se haya utilizado. Se activa manualmente, ajustando la producción de las instalaciones de generación mediante subidas o bajadas según el criterio económico. En el caso de incremento de producción, se seleccionan las ofertas de menor coste de generación, y en el caso de reducción, las de menor coste de recompra. Este tipo de reserva también recibe el nombre de reserva de sustitución (RS).

En este trabajo, la opción que se aplica es la regulación secundaria (RCF), ya que las baterías van a funcionar como reserva para controlar la frecuencia del sistema eléctrico, ayudando a mantenerlo estable. Además, al ofrecer este servicio, las baterías pueden generar un ingreso extra, lo que ayuda a mejorar su rentabilidad económica.

5.2. Legislación española y europea

En términos de gestión de la red eléctrica, hay una normativa europea que establece las reglas básicas que deben seguir todos los países de la Unión Europea. Esta normativa

define cómo debe organizarse y coordinarse la red eléctrica para que funcione de manera segura y eficiente. Uno de los puntos importantes que regula es la reserva de frecuencia, que es esencial para mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de electricidad en todo momento, en todas las zonas síncronas de Europa.

Una zona síncrona es una red eléctrica en la que todas las instalaciones generadoras y las cargas están interconectadas y operan a la misma frecuencia, que en Europa es de 50 Hz. En el continente europeo existen actualmente cinco zonas síncronas, cuya coordinación está a cargo de ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad) (ENTSO-E, 2017).

En la siguiente imagen se representan cuatro de estas zonas, mientras que la zona síncrona de los países bálticos, recientemente integrada en el sistema continental europeo, no se encuentra reflejada en dicha representación.

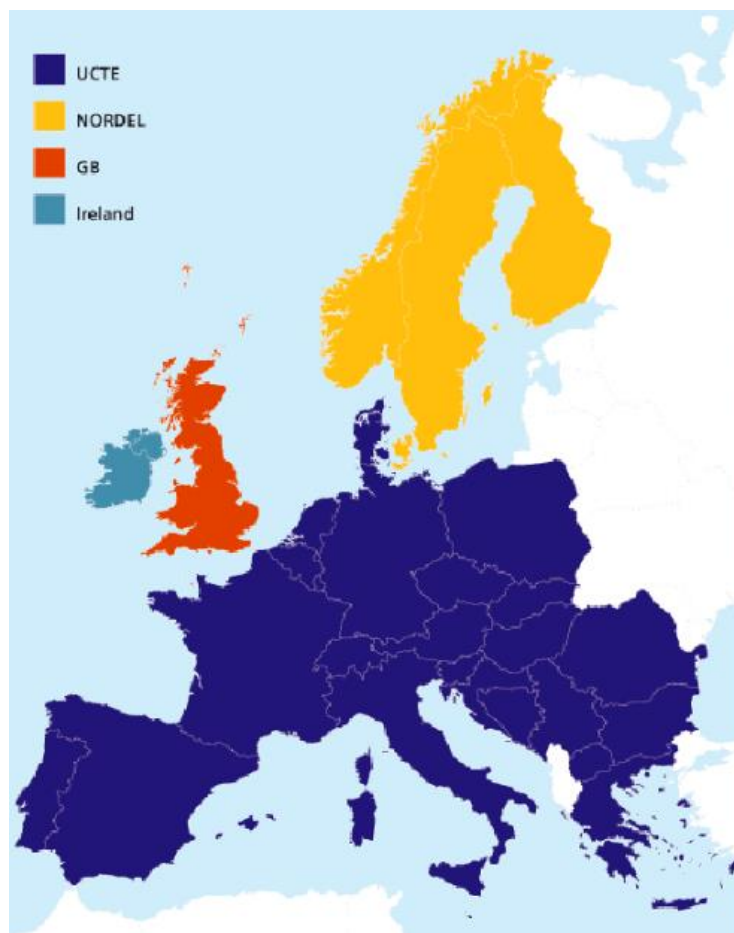


Ilustración 54 Mapa con cuatro de las cinco zonas síncronas en Europa (ESTO, 2001)

La Regulación (UE) 2017/1485 define los principios comunes, procedimientos operativos y criterios técnicos necesarios para garantizar el funcionamiento seguro, coordinado y eficiente del sistema eléctrico europeo en su conjunto, incluyendo estas zonas síncronas que han sido presentadas. En resumen, esta norma ayuda a asegurar que todos los países trabajen de forma coordinada para mantener la estabilidad del sistema eléctrico europeo. Esta normativa regula los siguientes aspectos de la gestión de la red:

- **Definición de estados de la red**
Se establecen distintos estados operativos (normal, alerta, emergencia, etc.) para evaluar la situación del sistema eléctrico y actuar en consecuencia.
- **Definición de estrategia y responsabilidades para resolver incidencias**
La normativa asigna funciones claras a los operadores para prevenir, gestionar y resolver incidentes en la red de manera eficiente y coordinada.
- **Gestión de todos los factores de la red**
Se regula cómo deben ser gestionados los flujos de electricidad, tensiones y demás parámetros técnicos para garantizar la estabilidad del sistema.
- **Intercambio de datos**
Se promueve el intercambio transparente y continuo de datos entre operadores y otros agentes del sistema para una mejor toma de decisiones.
- **Realización de pruebas**
Se exige realizar simulaciones y pruebas periódicas para evaluar la preparación ante situaciones críticas y asegurar la funcionalidad de los mecanismos de defensa.
- **Definición de los límites de reservas necesarias, su actuación y su dimensionamiento**
Se determinan los niveles de reserva eléctrica requeridos, cómo deben activarse y cómo calcular su tamaño para cubrir situaciones imprevistas.

Dado el enfoque principal de este trabajo, el último aspecto mencionado, la definición de los límites de reservas necesarias, su actuación y su dimensionamiento, es especialmente relevante. Por ello, a continuación, se detallan los elementos relacionados con la regulación de las reservas en el marco de la Regulación (UE) 2017/1485. Esta sección permitirá comprender cómo se definen y utilizan las reservas para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico europeo en su conjunto.

Regulación de gestión de reservas (Comisión Europea, 2017):

Para las Reservas de contención de frecuencia (RCF):

Su regulación técnica y operativa se detalla en los artículos 153 a 156 de la Regulación (UE) 2017/1485:

- El artículo 153 explica cómo se calcula la cantidad necesaria de RCF en cada zona síncrona. Cada operador de red (GRT) debe hacerlo al menos una vez al año. En la mayoría de las zonas, se dimensiona según el mayor fallo posible. En Europa continental (zona CE), se usa un valor fijo de 3.000 MW. También se permite usar métodos probabilísticos, que consideran factores como la inercia o el patrón de carga, para reducir el riesgo de quedarse sin reservas.
- El artículo 154 recoge los requisitos técnicos que deben cumplir las unidades que ofrecen RCF. Estas deben responder rápidamente a cambios de frecuencia y enviar información sobre su disponibilidad y comportamiento. En la zona CE, deben activar al menos la mitad de la reserva en 15 segundos, y el total en 30 segundos.

- El artículo 155 detalla el proceso para autorizar a los proveedores de RCF. Cada GRT debe publicar su procedimiento, evaluar las solicitudes y revisar periódicamente la habilitación, sobre todo si hay cambios técnicos.
- El artículo 156 trata sobre la gestión práctica de estas reservas. Cada GRT debe asegurar que sus reservas están disponibles y reemplazarlas si alguna unidad falla. Además, las unidades con limitaciones energéticas deben garantizar una duración mínima de entre 15 y 30 minutos, según lo que se defina en cada zona tras un análisis técnico y económico.

Para las Reservas de recuperación de frecuencia (RRF):

Su regulación técnica y operativa se detalla en los artículos 157 a 159 de la Regulación (UE) 2017/1485:

- En el artículo 157, los GRT deben definir, mediante un acuerdo conjunto, las reglas para dimensionar las RRF. En el caso de las zonas síncronas continental europea y nórdica, este dimensionamiento se fundamenta en registros históricos que reflejen los desequilibrios reales sufridos durante un periodo de al menos un año. Para ello, debe aplicarse una metodología que garantice que la reserva disponible sea suficiente para cubrir los desequilibrios positivos y negativos al menos el 99% del tiempo. Además, deben definirse los tiempos máximos de activación tanto para las RRF automáticas como para las manuales, así como el tamaño del incidente de referencia, que representa el mayor desequilibrio que puede producirse por la pérdida instantánea de una fuente de generación o una conexión.
A su vez, se deberán tener en cuenta posibles limitaciones geográficas para distribuir o intercambiar estas reservas, y se permite reducir la RRF exigida mediante acuerdos de reparto. En los bloques formados por más de un GRT, es obligatorio definir con claridad las responsabilidades de cada uno.
- El artículo 158 establece los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir las unidades o grupos que proporcionan RRF. Estas deben estar conectadas a un único GRT y activar sus reservas siguiendo las instrucciones del GRT designado en el marco de un acuerdo de intercambio. En el caso de las RRF automáticas, el retardo de activación no puede superar los 30 segundos. Todos los proveedores deben permitir la supervisión en tiempo real. También deben cumplir los requisitos establecidos de disponibilidad y de control de rampas de variación de potencia, asegurando una respuesta eficaz y sin repercusiones negativas en la estabilidad del sistema.
- Por su parte, el artículo 159 regula el proceso de habilitación de los proveedores de RRF. Los proveedores interesados deben presentar una solicitud formal y demostrar que cumplen los requisitos técnicos, operativos y de conexión. Una vez recibida la solicitud completa, el GRT tiene un plazo de tres meses para evaluar la documentación y decidir si se concede la habilitación. Esta es válida para todo el bloque de CFP correspondiente y debe reevaluarse al menos cada cinco años o cuando se produzcan cambios técnicos relevantes. Además, el GRT puede excluir

a proveedores si su participación representa un riesgo para la operación segura del sistema, por ejemplo, debido a una ubicación geográfica poco favorable.

Para las Reservas para sustitución (RS):

Su regulación técnica y operativa se detalla en los artículos 160 a 162 de la Regulación (UE) 2017/1485:

- El artículo 160, cada bloque de CFP puede aplicar un Proceso de Sustitución de Reserva (PSR) para dimensionar sus RS, siendo posible combinarlo el cálculo de las RRF. En las zonas síncronas continental europea (CE) y nórdica, la capacidad de RS debe ser suficiente para sustituir a la RRF, tanto positiva como negativa. En cambio, en las zonas síncronas de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, esta capacidad debe cubrir tanto la RCF como la RRF.
- El artículo 161 establece los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir las unidades o grupos que proporcionen RS. Estas deben estar conectadas a un único GRT y activar sus reservas según las consignas enviadas por el GRT correspondiente. La activación debe realizarse dentro de los tiempos establecidos y debe poder ser supervisada en tiempo real, los proveedores deben cumplir requisitos de disponibilidad y calidad de control, que se indican en los acuerdos operativos del bloque.
- El artículo 162 regula el proceso de habilitación para los proveedores de RS. Cada GRT con PSR debe desarrollar este procedimiento. Los proveedores deben demostrar el cumplimiento de los requisitos técnicos y presentar una solicitud formal que será posteriormente evaluada por el GRT. Este dispone de un máximo de tres meses para tomar una decisión. La habilitación tiene validez, pero debe ser reevaluada al menos cada cinco años o si se producen cambios relevantes en los equipos o en las condiciones.

Regulación de mercado de reservas (Red Eléctrica de España, 2024):

Como se ha mencionado previamente, el sistema de reservas de frecuencia cuenta con un mercado específico cuyo objetivo es asignar las reservas necesarias a aquellas instalaciones que las ofrezcan al menor coste posible, hasta cubrir el volumen requerido para el día siguiente. Este mercado está regulado, al igual que el mercado de la energía convencional, y su funcionamiento se detalla a continuación.

En primer lugar, como se explicó en el apartado anterior, el operador del sistema, en el caso de España, Red Eléctrica de España (REE), debe revisar y autorizar a las instalaciones que deseen participar, asegurando que cumplen con los requisitos técnicos para operar en este mercado.

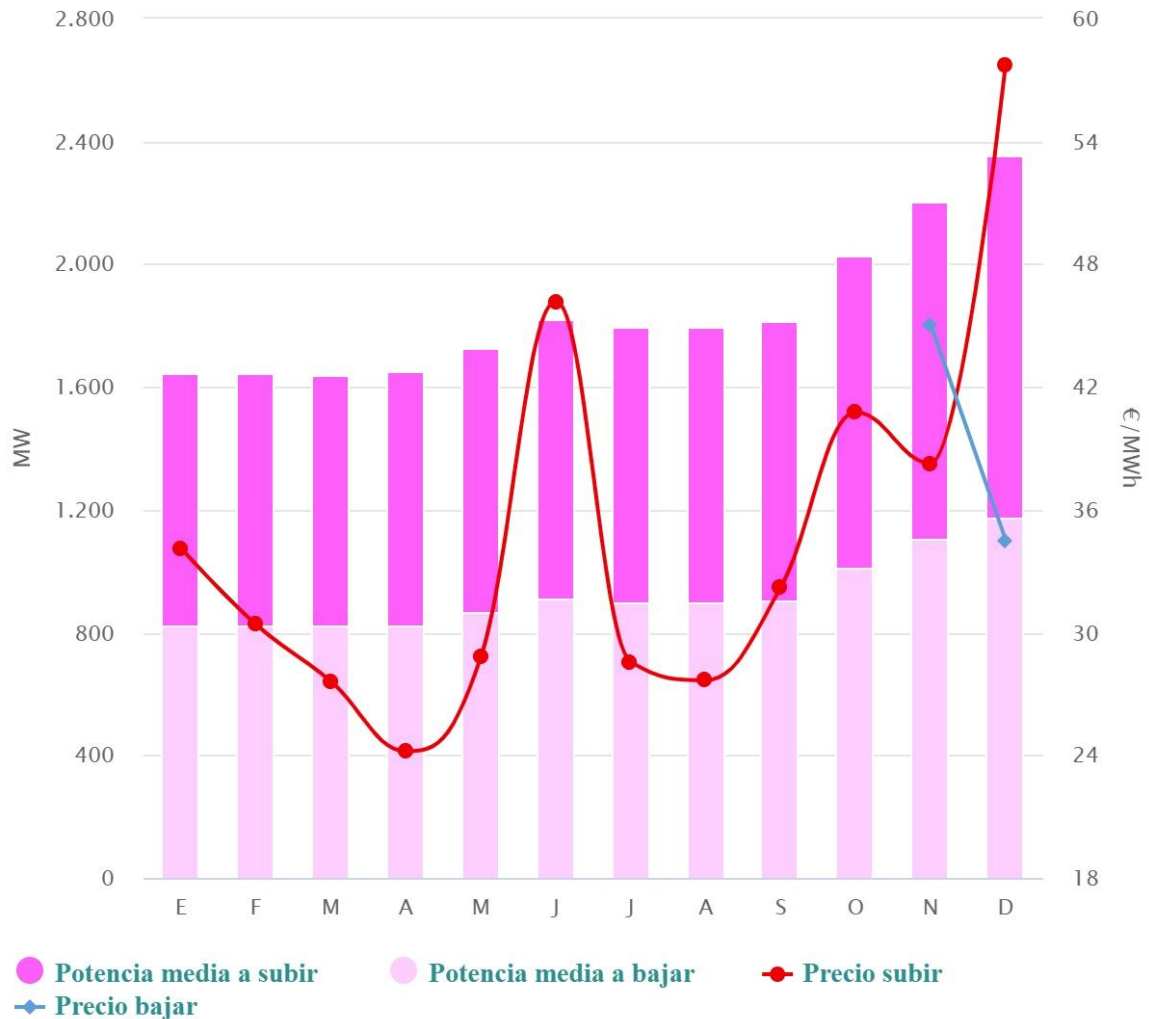
En segundo lugar, es tarea del operador determinar diariamente y comunicar a los participantes las necesidades o requerimientos de reserva de subida y bajada, ambas, para cada uno de los periodos de 15 minutos del día siguiente. A continuación, cada participante presenta su oferta, incluyendo la potencia ofrecida (en MW), el precio por MW, el sentido de la reserva (subida o bajada) y el código para identificar la oferta.

Con esta información, el operador asigna las reservas necesarias priorizando las ofertas más económicas, de modo que el precio final de asignación resulte el más bajo posible dentro de las propuestas del mercado.

Este procedimiento se lleva a cabo de forma diaria, lo que da lugar a la variabilidad de los precios de la regulación secundaria. Estos precios pueden consultarse a través de la web “ESIOS”.

5.3. Precio en el mercado

Para la elaboración de los escenarios, se tomarán como referencia ejemplos de días específicos, utilizando los precios horarios correspondientes a cada jornada elegida. No obstante, antes de realizar dichos ejemplos, se incluye un resumen general de los precios de la reserva secundaria, tanto de subida como de bajada, registrados a lo largo del año 2024, así como de las potencias requeridas para cada mes.



Fuente: ree.es

Ilustración 55 Precio y MW del mercado energético en España (Red Eléctrica de España, s.f.c)

Resulta llamativo que los precios más elevados tengan lugar en los meses de junio y diciembre. Esta tendencia podría ser simplemente una coincidencia, aunque también cabe la posibilidad de que esté relacionada con la estacionalidad del momento dado a un aumento del consumo energético en esos periodos, debido a la calefacción y aires acondicionados. En el contexto de alta demanda, como pueden ser los meses de verano e invierno en España, es razonable suponer que muchas instalaciones pueden preferir destinar su energía a otros usos más rentables, como la venta directa en el mercado eléctrico, en lugar de ofrecerla como reserva de subida. Esta posible reducción de la oferta disponible para la regulación secundaria podría contribuir a un encarecimiento los precios de estos servicios en dichos meses.

Por último, cabe mencionar que los precios a bajar solo están activos del noviembre del 2024.

6. Modelo económico

6.1. Introducción al modelo

Con el objetivo de maximizar la rentabilidad de una instalación de almacenamiento energético mediante baterías, y considerando los múltiples usos que esta tecnología puede ofrecer dentro del sistema eléctrico actual, se ha desarrollado un modelo de optimización económica del uso de baterías en parques eólicos. Este modelo permite determinar, para cada instante del día, la estrategia óptima de operación de la batería: cuándo debe cargarse utilizando energía excedente del parque eólico y cuándo debe descargarse para satisfacer demanda o participar en mercados secundarios, con el fin de obtener la mayor rentabilidad posible en el sistema gracias a la instalación de baterías.

El propósito principal es aprovechar al máximo tanto la energía renovable disponible como las oportunidades económicas que da la participación en el mercado eléctrico y los servicios de red.

En resumen, el modelo que se expone a continuación actúa como una herramienta de planificación de la operación diaria de las baterías, capaz de analizar hora por hora las condiciones de producción eólica, precios de mercado, estado de carga de la batería y las necesidades del sistema eléctrico entre otros parámetros, para decidir si conviene almacenar energía, venderla directamente en el mercado o mantener capacidad reservada para posibles activaciones por parte del operador del sistema.

6.1.1. Desarrollo del Modelo

Para desarrollar este modelo de planificación óptima en base a la máxima rentabilidad económica, se ha formulado un problema de optimización basado en programación lineal entera mixta (MILP). En este modelo se recogen las distintas funcionalidades o usos que pueden ofrecer un sistema de almacenamiento con baterías: almacenamiento de energía para autoconsumo diferido, venta directa al mercado eléctrico, prestación de servicios de reserva de potencia y servicios de respuesta rápida (frecuencia) y se han modelizado adecuadamente las ventajas económicas asociadas a estos servicios, en particular el de reserva para red, ya que representa una fuente adicional de ingresos para el operador del parque. Todo ello se ha hecho, tal y como se explicará más adelante, para poder crear la ecuación del problema de optimización que nos permita llegar a nuestro objetivo de maximizar la rentabilidad de la instalación.

Tras considerar varias opciones para el desarrollo de la programación, la implementación del modelo se ha realizado en Python, debido a las amplias ventajas que ofrece y ecosistema existente de librerías. Entre ellas están como PuLP para programación lineal, Pandas para gestión de datos, y Matplotlib para visualización gráfica. A diferencia de otros programas, Python permite construir modelos con independencia de plataformas propietarias lo que ha permitido una integración directa con fuentes de datos en distintos formatos.

6.1.2. Diseño Modular de Modelo

El modelo ha sido diseñado para ser modular y reutilizable, permitiendo su aplicación directa en distintos parques eólicos con solo cambiar el conjunto de datos de entrada. Esto

lo convierte en una herramienta versátil, ideal tanto para estudios de viabilidad como para la gestión operativa real.

Además, la estructura de datos y las gráficas generadas facilitan su comprensión y la creación simulaciones comparativas y análisis de sensibilidad ante distintos escenarios de precios, capacidad de batería o disponibilidad del recurso eólico.

6.1.3. Estructura del Modelo

En las secciones siguientes se detallan las suposiciones o simplificaciones fundamentales del modelo, como la eficiencia de carga/descarga, la degradación de la batería o las limitaciones de potencia máxima, entre otras.

Igualmente, se presentarán las variables de decisión, tanto continuas como binarias. Junto con cualquier otro aspecto del modelo como restricciones o la lógica de optimización que se basa en la maximización del beneficio económico, considerando tanto ingresos (por venta directa, descarga, reserva y activación) como costes (operativos y por degradación).

A continuación, se detalla el contenido del modelo:

6.2. Variables empleadas

A continuación, se detallan todos los factores que se han tenido en cuenta a la hora de desarrollar el modelo, que parten del siguiente diagrama generado mediante elaboración propia:



Ilustración 56 Diagrama de los elementos considerados en el modelo

Según en anterior diagrama existen tres componentes que afectan directamente a la gestión del modelo: el parque eólico, las baterías y la red eléctrica y consumo, considera como como un único grupo de elementos externos. Estos, suponen las variables que se han usado para calcular el modelo, que se han agrupado según estos tres componentes.

También se ha añadido un último grupo de variables que se tendrá en cuenta que son las variables externas. Todos estos grupos y cada una de las variables que los componen se explican a continuación:

6.2.1. Variables externas

Las variables externas son aquellos factores que, aunque no están directamente vinculados a los componentes internos del sistema —como la batería, la red o el parque eólico—, tienen una gran influencia sobre el comportamiento global del modelo y sobre el cálculo de los resultados finales. Estas variables representan condiciones externas al sistema modelado, pero que deben ser incorporadas para obtener una representación realista y robusta de la operación y el desempeño económico de la instalación.

Son las siguientes:

- **Viento disponible**

Nombre en el código: porcentaje_viento

Descripción: Porcentaje (entre 0 y 1) de la capacidad máxima del parque eólico que puede ser utilizado en cada hora, en función de las condiciones meteorológicas. Limita la producción efectiva disponible. Es importante tener en cuenta que no se puede producir siempre a la capacidad nominal del parque debido a la falta de recurso eólico, lo cual como hemos visto es uno de los efectos a reducir en las renovables, para evitar la curva de pato.

- **Hora del día**

Nombre en el código: hora

Descripción: Identificador de la hora del día (de 0 a 23). Se utiliza como índice temporal en el modelo para organizar los datos y tomar decisiones por franja horaria. La gestión del modelo se hace para las 24 horas siguientes, de tal manera que en cada hora se pueden estimar los ingresos que se van a obtener para así poder lograr la máxima rentabilidad del sistema.

- **Fecha actual**

Nombre en el código: fecha_actual

Descripción: Fecha actual del sistema. Se utiliza para calcular el número total de años que la batería ha estado en funcionamiento desde su instalación hasta el momento del análisis, también relevante para el cálculo de la degradación.

6.2.2. Variables de la batería

En este apartado se recoge el conjunto completo de variables asociadas a las características técnicas y operativas de las baterías que intervienen en el modelo. Estas variables son fundamentales para una adecuada representación y simulación del comportamiento del sistema de almacenamiento o BESS en el sistema en el que está instalado.

Cada una de estas variables refleja aspectos concretos del funcionamiento de la batería, como su capacidad de almacenamiento energético, su potencia máxima de carga y descarga, sus límites operativos, su eficiencia en los procesos de carga y descarga, así como parámetros relacionados con su degradación y vida útil. Estos factores afectan

directamente al rendimiento técnico de la batería, también tienen gran impacto en su rentabilidad económica y en su integración óptima en el sistema eléctrico, para así poder ayudar en la integración de fuentes renovables.

A continuación, se presenta un listado de estas variables, con el fin de proporcionar una visión completa de los parámetros que se deben considerar en el modelado y simulación de las baterías:

- **Capacidad nominal de la batería**
Nombre en el código: capacidad_nominal_bateria
Descripción: Capacidad nominal de almacenamiento de la batería en megavatios hora (MWh) cuando es nueva. Representa la cantidad máxima de energía que la batería puede almacenar.
- **Potencia máxima**
Nombre en el código: potencia_max
Descripción: Límite máximo de potencia (en MW) que la batería puede cargar o descargar en una hora. Representa la velocidad máxima con la que puede transferirse energía desde en la carga o en la descarga.
- **Eficiencia de la batería**
Nombre en el código: eficiencia
Descripción: Eficiencia de conversión energética de la batería. Por ejemplo, una eficiencia de 0.85 significa que solo el 85 % de la energía cargada puede recuperarse durante la descarga.
- **Degradación anual de la batería**
Nombre en el código: tasa_degradacion_anual
Descripción: Porcentaje de pérdida de capacidad de la batería por cada año de operación. Este valor se usa para estimar cómo disminuye la capacidad de la batería con el tiempo, reduciéndose la capacidad real que tiene la batería para almacenar.
- **Fecha de instalación**
Nombre en el código: fecha_instalacion
Descripción: Día, mes y año en el que se instaló la batería en el parque eólico. Se utiliza como punto de referencia temporal para calcular cuánto tiempo lleva en operación la batería, lo cual es importante a la hora de calcular la degradación de la batería.
- **Estado de la carga inicial**
Nombre en el código: soc_inicial
Descripción: Estado inicial de carga (*State of Charge*, SOC) de la batería, expresado en MWh. Indica cuánta energía está almacenada en la batería al comienzo del horizonte temporal del modelo.
- **Estado de la carga mínimo y máximo**
Nombre en el código: soc_min y soc_max

Descripción: Rango operativo del estado de la carga, donde `soc_min` representa el nivel mínimo permitido (en este caso 0 MWh) y `soc_max` la capacidad efectiva actual de la batería (`capacidad_bateria`). Este rango se utiliza para mantener el SOC dentro de límites seguros.

- **Coste operativo del sistema**

Nombre en el código: `coste_operativo`

Descripción: Coste de operación por cada MWh de energía cargada o descargada. Incluye costes como desgaste del sistema, consumo eléctrico auxiliar o mantenimiento asociado al uso de la batería.

- **Coste de degradación de la batería**

Nombre en el código: `coste_degradacion`

Descripción: Coste económico por cada MWh descargado de la batería, asociado a la pérdida de vida útil provocada por ciclos de uso. Esta penalización ayuda a evitar descargas innecesarias que aceleran la degradación del sistema.

- **Coste de inversión de la batería**

Nombre en el código: `coste_inversion_total`

Descripción: Inversión inicial total estimada para la adquisición e instalación del sistema de baterías (en euros). Este parámetro es útil para análisis económico-financieros adicionales, aunque no afecta directamente a la operación diaria en el modelo actual.

- **Vida útil de la batería**

Nombre en el código: `vida_util_anos`

Vida útil estimada del sistema de baterías, en años. Se utiliza en evaluaciones a largo plazo para calcular amortizaciones o rentabilidades.

Como resultado de las variables anteriores también se obtienen los siguientes datos sobre la batería, que son relevantes para el modelado:

- **Años en operación**

Nombre en el código: `años_operacion`

Descripción: Número de años de operación de la batería, calculado como la diferencia entre la fecha actual y la fecha de instalación, expresado en años (considerando años bisiestos mediante el divisor 365.25). Parámetro clave para ajustar la capacidad real disponible de la batería debido a su degradación por el paso del tiempo.

- **Capacidad actual de la batería**

Nombre en el código: `capacidad_bateria`

Descripción: Capacidad efectiva de la batería, ajustada por degradación en función de los años de operación. Se calcula como la capacidad nominal multiplicada por un factor de degradación. Representa cuánta energía puede almacenar realmente en el momento del análisis.

6.2.3. Variables del Parque

En este apartado se definen las variables asociadas al parque de generación renovable, el cual en el presente modelo se ha simplificado considerando un único aerogenerador de gran tamaño, que representa de forma agregada la producción total del parque eólico. Esta simplificación permite reducir la complejidad del modelo, manteniendo un nivel de representación adecuado.

En este sentido, la principal variable que caracteriza al parque es su potencia nominal instalada, que determina el límite máximo de energía que el aerogenerador puede generar instantáneamente bajo condiciones óptimas de viento. Este parámetro resulta fundamental para calcular la producción horaria de energía en función de las curvas de viento aplicadas al modelo y permite dimensionar adecuadamente la interacción entre la generación, el almacenamiento y el sistema eléctrico.

A continuación, se especifica la variable principal del parque incluida en el modelo:

- **Capacidad del parque**
Nombre en el código: capacidad_parque
Descripción: Capacidad nominal del parque eólico en MW. Representa la potencia máxima que puede generar el parque si las condiciones del viento son óptimas.

6.2.4. Variables de la red

En este apartado se describen las variables correspondientes a las características técnicas, operativas y económicas de la red eléctrica que afectan al modelo. Estas variables son esenciales para caracterizar el comportamiento del sistema de transporte y distribución de energía, y para simular adecuadamente cómo interactúan los diferentes elementos de generación, consumo y almacenamiento de la red.

Cada variable de la red permite representar aspectos clave como las limitaciones de la infraestructura, así como los aspectos regulatorios o tarifarios que pueden influir en la operación del sistema.

A continuación, se presenta un listado de las principales variables de red consideradas en el modelo:

- **Precio de la energía por hora**
Nombre en el código: precio_pool
Descripción: Precio del mercado eléctrico (€/MWh) en la hora correspondiente. Representa el ingreso obtenido por cada MWh vendido directamente desde la producción o mediante descarga de batería.
- **Precio por tener disponibilidad en la reserva de servicio de red**
Nombre en el código: precio_disponibilidad
Descripción: Precio por la disponibilidad ofrecida para servicios de reserva en la red (€/MW). Es un ingreso fijo que se percibe por reservar potencia, aunque no se utilice, para actuar como control de frecuencia.

- **Precio por participar en el control de frecuencia**
Nombre en el código: precio_frecuencia
Descripción: Precio pagado por cada MWh activado para control de frecuencia (€/MWh). Se aplica únicamente cuando el operador del sistema solicita la descarga real de energía reservada.
- **Demanda diaria en cada hora**
Nombre en el código: demanda_diaria
Descripción: Demanda máxima disponible del sistema en esa hora (MWh), que limita cuánto se puede vender directamente desde la producción al mercado.
- **Necesidad de la reserva**
Nombre en el código: necesidad_servicio_red
Descripción: Porcentaje (valor entre 0 y 1) que refleja la necesidad de activación del servicio de reserva. Se utiliza para calcular cuánta energía de la batería podría ser activada en cada hora.

6.3. Variables de decisión

Una vez definidas todos los grupos de variables que afectan al modelo, y las variables que componen estos grupos, es hora de explicar las variables decisión. Estas son las variables que el modelo busca optimizar o determinar como parte del proceso de simulación y resolución.

Las variables de decisión consideradas en el modelo son las siguientes:

- **Carga de la batería en cada hora**
Nombre en el código: carga[h]
Descripción: Energía (en MW) que se transfiere desde la producción eólica hacia la batería para ser almacenada en la hora h. Está acotada entre 0 y la potencia máxima de carga del sistema.
- **Descarga de la batería en cada hora**
Nombre en el código: descarga[h]
Descripción: Energía (en MW) que se extrae de la batería y se inyecta a la red en la hora h. Esta descarga puede destinarse a venta en el mercado o a servicios de red. Su valor está limitado por la potencia máxima de descarga.
- **Descarga de servicio de red**
Nombre en el código: descarga_activada[h]
Descripción: Subconjunto de descarga[h] que ha sido activado efectivamente por el operador del sistema como respuesta a una necesidad de red. Esta energía se remunera a un precio superior al del mercado (control de frecuencia).
- **Venta de energía a la red**
Nombre en el código: venta_directa[h]

Descripción: Energía (en MWh) vendida directamente al mercado eléctrico desde la producción eólica, sin pasar por la batería. Está acotada por la demanda disponible del sistema, la producción del parque y la gestión de la batería.

- **Estado de la carga de la batería en cada hora**

Nombre en el código: soc[h]

Descripción: Nivel de energía almacenada en la batería en la hora h (MWh). Evoluciona en función de las operaciones de carga y descarga, y debe mantenerse entre los límites soc_min y soc_max.

- **Producción del parque en cada hora**

Nombre en el código: produccion[h]

Descripción: Energía generada por el parque eólico en la hora h, en MWh. Esta energía se divide entre carga de batería y venta directa, y está limitada por la capacidad del parque y el porcentaje de viento disponible.

- **Potencia de la batería reservada para el control de frecuencia**

Nombre en el código: reserva_red[h]

Descripción: Potencia (en MW) reservada en la hora h para estar disponible como servicio de red. Aunque no necesariamente se activa, mantener una disponibilidad genera ingresos.

Cada escenario devolverá la simulación de las variables vistas en el apartado anterior y el resultado de las variables de decisión que se han explicado en este apartado.

6.4. Hipótesis y simplificaciones

Dado a la representación en una modelo exacta es imposible, se han tomado una serie de hipótesis a tener en cuenta a la hora de realizar el análisis del resultado. Las suposiciones tomadas cuando se ha desarrollado el modelo son las siguientes:

- **Simplificación 1: La demanda diaria representa la demanda neta**

Se asume que los valores de 'Demanda_diaria' en los datos de entrada ya contemplan posibles restricciones de evacuación de energía, es decir, reflejan la demanda neta que puede ser absorbida por la red en cada hora. Esto implica que el modelo no necesita calcular ni estimar explícitamente el curtailment, o las paradas programadas ordenadas por el operador del sistema, ya que estos están implícitamente representados en la capacidad máxima de venta directa.

- **Simplificación 2: Parque eólico modelado como una única unidad agregada**

Para simplificar el modelo, se considera que todo el parque eólico se comporta como un único generador equivalente ('molino gigante'), ignorando los efectos individuales de cada aerogenerador. Esto facilita el cálculo de la producción y la asignación de energía, y, aunque pierde detalle en la solución de los escenarios de modelo, se considera que no difieren demasiado, ya que por ejemplo los costes de parada y puesta en marcha se consideran despreciables.

- **Simplificación 3: Horizonte de planificación de 24 horas**

El modelo opera sobre un horizonte diario, dividido en 24 franjas horarias, cada una correspondiente a una hora del día. No se extiende entonces a varios días,

aunque sí considera un state of charge SOC (estado de la carga) inicial que representa el estado del sistema al cierre del día anterior. No se contempla el efecto de los días anteriores al día de la simulación, ni la planificación semanal o mensual.

- **Simplificación 4: Eficiencia constante de carga y descarga**
Se asume que la eficiencia de la carga y la descarga de la batería es fija en el sistema de almacenamiento tanto para las operaciones de carga como de descarga. No se considera la variabilidad de eficiencia por condiciones operativas o temperatura.
- **Simplificación 5: Degradación de la batería como función exponencial**
La capacidad de la batería disminuye anualmente en un porcentaje fijo, modelado de forma exponencial. Según esto la degradación de la batería es más grave según la vida útil de la batería llegue a su fin.
- **Simplificación 6: No se consideran pérdidas**
El modelo asume que la eficiencia declarada ya incluye las pérdidas internas del sistema, por lo que no se modelan por separado las pérdidas por conversión, el cable o climatización del sistema de baterías.
- **Simplificación 7: Precios conocidos y deterministas**
Se supone que los precios del mercado (pool, disponibilidad y frecuencia) son conocidos y constantes durante el horizonte de optimización. No se considera la incertidumbre, variación, o escenarios alternativos. Esto simplifica el modelo, pero limita su aplicación en casos donde el escenario tiene alta volatilidad.
- **Simplificación 8: Producción eólica limitada por porcentaje de viento**
Se asume que la producción real del parque está limitada por una fracción de su capacidad nominal, determinada por el porcentaje de viento disponible en cada hora. Este porcentaje se considera fijo y perfectamente conocido, algo que también limita la aplicación del modelo donde el nivel de incertidumbre de recurso eólico es muy alto.
- **Simplificación 9: Operación instantánea de la batería**
No se modelan tiempos mínimos de operación, rampas de carga/descarga ni retrasos de conmutación entre modos de operación. Se asume que la batería puede cambiar instantáneamente entre cargar, descargar o estar inactiva.
- **Simplificación 10: Sin costes de mantenimiento o sustitución**
El modelo no incluye costes asociados al mantenimiento periódico de la batería, su posible reposición ni seguros, debido a que el modelo estima las operaciones del día, con lo cual esto sería algo a tener en cuenta en el cómputo global y no de manera diaria. Tampoco considera eventos como fallos técnicos o indisponibilidad temporal del sistema, es decir, en caso de avería no se tendría en cuenta.
- **Simplificación 11: Utilización del coste de subida**

Debido a la entrada en vigor, en noviembre del año pasado de los precios de bajada, dicho valor se ha aproximado a 0, ya que se considera que no hay datos medios suficientes.

Estas diez hipótesis son las que simplifican el modelo de tal manera que lo que se obtiene es algo fiable y aplicable a varios escenarios, asegurando que sea una herramienta útil para el análisis.

6.5. Restricciones del modelo

Con el objetivo de garantizar que las variables de decisión adoptan valores coherentes y realistas dentro del contexto del problema, el modelo incorpora un conjunto de restricciones fundamentales. Estas restricciones se diseñan específicamente para evitar que las variables a optimizar asuman valores que sean inadecuados desde el punto de vista lógico, o que también que se sitúen fuera de los límites operativos o físicos del sistema analizado.

En otras palabras, las restricciones permiten delimitar el espacio de soluciones factibles, asegurando que las decisiones resultantes del modelo sean viables en la práctica y respeten las condiciones del entorno en el que se implementarán.

A continuación, se muestran las restricciones junto con las restricciones del modelo son las siguientes:

- **Restricción 1a: Evolución del estado de carga de la batería inicialmente ($h=0$)**

$$soc[0] == soc_inicial + (carga[0] * eficiencia - descarga[0] / eficiencia)$$

Como la batería puede comenzar el día con un estado de carga distinto de cero, dependiendo del nivel de energía almacenado al finalizar el día anterior, se establece una restricción específica para la primera hora. Esta restricción calcula el estado de carga inicial del día considerando tanto el valor inicial como las operaciones de carga y descarga realizadas en esa primera hora, incluyendo las pérdidas asociadas a la eficiencia energética del sistema.

- **Restricción 1b: Evolución durante el resto de las horas ($h>0$)**

$$soc[h] == soc[h-1] + (carga[h] * eficiencia - descarga[h] / eficiencia)$$

Garantiza la continuidad del estado de carga de la batería en el tiempo, ajustado por la eficiencia, a partir de la hora 1, ya que la primera hora, la hora 0, se establece a partir de estado de la carga del día anterior.

- **Restricción 2: Balance de producción instantánea:**

$$carga[h] + venta_directa[h] == produccion[h]$$

Establece que toda la energía generada debe repartirse entre la carga de batería y la venta directa. No se permite desperdicio ni acumulación fuera del sistema, de

esta manera la generación del parque se ajustará a los límites de la batería y de la venta.

- **Restricción 3: Límite de venta directa por demanda disponible**

$$venta_directa[h] \leq Demanda_diaria[h]$$

Esta restricción garantiza que la venta directa de energía no supere la demanda disponible del sistema eléctrico en cada hora. Combinada con la siguiente restricción, limita la producción del parque incluso si técnicamente pudiera generar más, ya que no tendría sentido inyectar energía que no puede ser absorbida por la red, al no ser esto posible sin dañarla o superar los límites seguros.

- **Restricción 4: Límite total de energía exportada (venta + descarga)**

$$venta_directa[h] + descarga[h] \leq Demanda_diaria[h] + reserva_red[h] * necesidad_servicio_red[h]$$

Asegura que la energía total que sale del sistema (ya sea desde producción directa o desde la batería) no supere la demanda más la capacidad de activación esperada por parte de la red. Como se ha mencionado antes, esta restricción y la anterior, limitan la producción del parque a lo aceptable.

- **Restricción 5: Descarga considerando reserva**

$$descarga[h] \leq potencia_max - reserva_red[h]$$

Impide descargar más energía de la que queda disponible tras asignar parte de la potencia a reserva de red.

- **Restricción 6: Carga considerando reserva**

$$carga[h] \leq potencia_max - reserva_red[h]$$

Igual que la anterior, pero aplicado a la carga: asegura que la batería no se cargue más allá del límite que deja libre la reserva asignada.

- **Restricción 7: Exclusión mutua entre carga y descarga:**

Dado que una batería no puede cargarse y descargarse simultáneamente, se han definido dos variables auxiliares binarias que garantizan la exclusión mutua entre ambas, impidiendo que se produzcan en la misma hora.

- **b_carga[h]**: Variable binaria (0 o 1) que indica si la batería puede cargar en la hora h. Cuando es 1, se permite la carga.
- **b_descarga[h]**: Variable binaria (0 o 1) que indica si la batería puede descargar en la hora h. Cuando es 1, se permite la descarga.

Esto nos lleva a la ecuación que hace que sean mutuamente excluyentes:

$$b_carga[h] + b_descarga[h] \leq 1$$

Impide que la batería se cargue y descargue en la misma hora. Fuerza al modelo a tomar una decisión única en cada hora.

- **Restricción 8: Vinculación binaria de la carga y la descarga**

$$carga[h] \leq potencia_max * b_carga[h]$$

Garantiza que si la batería no está en modo carga ($b_carga[h] = 0$), entonces la variable $carga[h]$ debe ser cero. Solo se permite carga cuando $b_carga[h] = 1$. Además, con la misma lógica encontramos a siguiente restricción:

$$descarga[h] \leq potencia_max * b_descarga[h]$$

Mismo principio que la anterior, aplicado a la descarga. Solo se permite descarga si la batería está activada para ello ($b_descarga[h] = 1$).

- **Restricción 9: Límite de producción por viento disponible**

$$produccion[h] \leq capacidad_parque * porcentaje_viento[h]$$

Limita la generación eólica máxima según las condiciones meteorológicas. Simula que no siempre se puede operar al 100% de la capacidad instalada, algo muy relevante a tener en cuenta a la hora de planificar las cargas y las descargas de la batería, y así emplear las baterías para paliar el efecto de las renovables.

6.6. Función objetivo

Después de haber explicado en detalle todos los elementos que componen el modelo, es hora de explicar el centro del modelo, la función objetivo. En este caso, este modelo tiene función que tiene como finalidad maximizar los ingresos totales obtenidos por la operación conjunta de un sistema de generación renovable y almacenamiento, considerando diferentes fuentes de ingresos y costes asociados a la operación diaria.

En concreto, el modelo busca optimizar el beneficio económico a lo largo del horizonte temporal de un día. Separando por ingresos que suponen una suma en los beneficios y por costes que restan a los ingresos, estos son los componentes de la función objetivo explicados:

Ingresos

- **Ingresos por venta directa de energía al mercado**

Son aquellos ingresos que provienen de la energía vertida directamente al pool eléctrico, esta se produce gracias a la producción directa del parque y la descarga de la batería, descontando aquella energía que es activada para servicios de regulación de frecuencia.

- **Ingresos por disponibilidad para servicios de reserva de red**
Son aquellos ingresos que se originan de los pagos recibidos por la capacidad comprometida para aportar servicios de reserva o balance. Estos ingresos los proporciona el operador del sistema, cuando una instalación en la red oferta este tipo de servicios.
- **Ingresos por prestación de servicios de control de frecuencia**
Estos ingresos están vinculados a la activación de energía desde la batería para estabilizar la frecuencia del sistema. Esta energía que se vende proviene de la disponibilidad del servicio de red, que se menciona en el punto anterior.

Costes

- **Costes operativos de la batería**
Incluyen los gastos variables derivados de los ciclos de carga y descarga, como los costes energéticos o de mantenimiento directo.
- **Costes de degradación del almacenamiento**
Representan el deterioro progresivo de la batería asociada a los ciclos de descarga, afectando su vida útil y su coste a largo plazo.

La suma de estos términos se evalúa para cada una de las horas del periodo de simulación, permitiendo que el modelo optimice simultáneamente tanto las decisiones de operación como la asignación de servicios auxiliares, en función de los precios horarios del mercado eléctrico y de los servicios complementarios.

Matemáticamente, la función objetivo que calcula los beneficios y por lo tanto hay que maximizar, puede expresarse de la siguiente forma:

$$\sum_h ((V_h + D_h - D_h^{act}) * P_h^{pool}) + (R_h * P_h^{disp}) + (D_h^{act} * P_h^{freq}) + \\ - [(D_h * C^{deg}) + ((D_h + C_h) * C^{op})]$$

Cada una de las variables que aparecen en la fórmula coinciden con la siguiente descripción:

- P_h^{pool} : precio del mercado pool en la hora h
- D_h : energía descargada de la batería en la hora h
- V_h : energía vendida directamente al mercado en la hora h
- P_h^{disp} : precio de disponibilidad de reserva en la hora h
- R_h : capacidad reservada para servicios de reserva en la hora h
- D_h^{act} : energía descargada activada para servicios de frecuencia en la hora h
- P_h^{freq} : precio por activación de control de frecuencia en la hora h

- C^{op} : coste operativo variable por ciclo de carga o descarga
- C_h : energía cargada en la batería en la hora h
- C^{deg} : coste asociado a la degradación por descarga de la batería

De este modo, el modelo maximiza los ingresos netos de la operación, considerando de manera simultánea la venta de energía, la participación en servicios de balance y control de frecuencia, y los costes directos e indirectos de la operación del almacenamiento.

7. Escenarios obtenidos

Gracias a la estructura modular que presenta este modelo económico, es posible simular múltiples escenarios operativos. Esta flexibilidad permite analizar de forma detallada cómo variaría el comportamiento del sistema bajo diferentes configuraciones de los parques de generación renovable, tanto a nivel técnico como económicos. En particular, el modelo facilita la simulación de sistemas de almacenamiento, como baterías, a cada parque, lo que posibilita evaluar de manera independiente y comparativa la rentabilidad asociada a una inversión en almacenamiento.

Al realizar estas simulaciones independientes, es factible observar cómo cada parque, al disponer de un sistema de almacenamiento, puede optimizar su operación. Por ejemplo, algunos parques pueden obtener mayores beneficios mediante el desplazamiento de energía hacia horas de mayor precio, practicando así el arbitraje energético, mientras que otros podrían centrarse en la prestación de servicios de balance o de regulación de frecuencia, dependiendo de la ubicación geográfica, las características del recurso y las condiciones del mercado.

Además, el modelo permite realizar una gestión horaria precisa de las baterías asignadas, ajustando el estado de carga y descarga en cada franja horaria en función de las señales del mercado eléctrico, las previsiones de generación renovable y las restricciones operativas de los equipos de almacenamiento. De esta forma, se logra maximizar el aprovechamiento de la energía producida, minimizar los vertidos de energía renovable no aprovechada y, a su vez, evaluar el impacto económico de distintas estrategias de operación y dimensionamiento de las baterías en función de su ciclo de vida, costes de inversión y mantenimiento.

Este enfoque modular y horario proporciona una herramienta de análisis robusta para la toma de decisiones de inversión y también permite planificar de manera más eficiente la integración de sistemas almacenamiento, garantizando así una mayor seguridad y estabilidad del sistema.

Con el fin de analizar el efecto de la participación en el mercado de regulación secundaria en la rentabilidad de la batería, se plantean dos escenarios, en los que se combinan los precios de la energía, provenientes del mercado diario (Red Eléctrica de España, 2025 h), y un escenario de precios de regulación secundaria, tanto en términos de disponibilidad, o banda, como por el uso de esta (Red Eléctrica de España, 2025 f y Red Eléctrica de España, 2025 g), para el día 3 de julio de 2023.

Para la valoración de los distintos escenarios, los datos relevantes tanto del parque como de la batería se mantendrán constantes, de modo que no serán factores determinantes en la comparación. El objetivo es analizar cómo los ingresos generados por la batería afectan al operador del parque y evaluar la capacidad del modelo para gestionar la batería, aprovechando su característica modular y su adaptabilidad a cualquier tipo de parque y conjunto de baterías asociado. Lo mismo ocurre con la producción: el porcentaje disponible se mantendrá constante, por lo que tampoco influirá en la variación de los ingresos.

A continuación, se presentan los datos introducidos en el modelo para el desarrollo de estos distintos escenarios, y sus resultados asociados.

7.1. Escenario Base

Este escenario será utilizado como referencia para futuras comparaciones con el escenario siguiente. En particular, el escenario considera la operación del parque sin la participación en el mercado de reserva secundaria, lo que implica la ausencia de activaciones y, por tanto, de ingresos asociados a este tipo servicio. El análisis de este caso base permite ver el comportamiento del sistema en condiciones normales, sin el apoyo de la batería para servicios de regulación. A continuación, se muestran las variables de entrada utilizadas para la simulación, junto con los resultados obtenidos y la interpretación de estos.

7.1.1. Datos de entrada

Dado que el resto de las variables no resultan relevantes para este análisis, se han considerado únicamente los siguientes precios de la energía (línea en azul), los cuales han sido obtenidos de Red Eléctrica y corresponden al mercado intradiario del día 3 de julio de 2025.

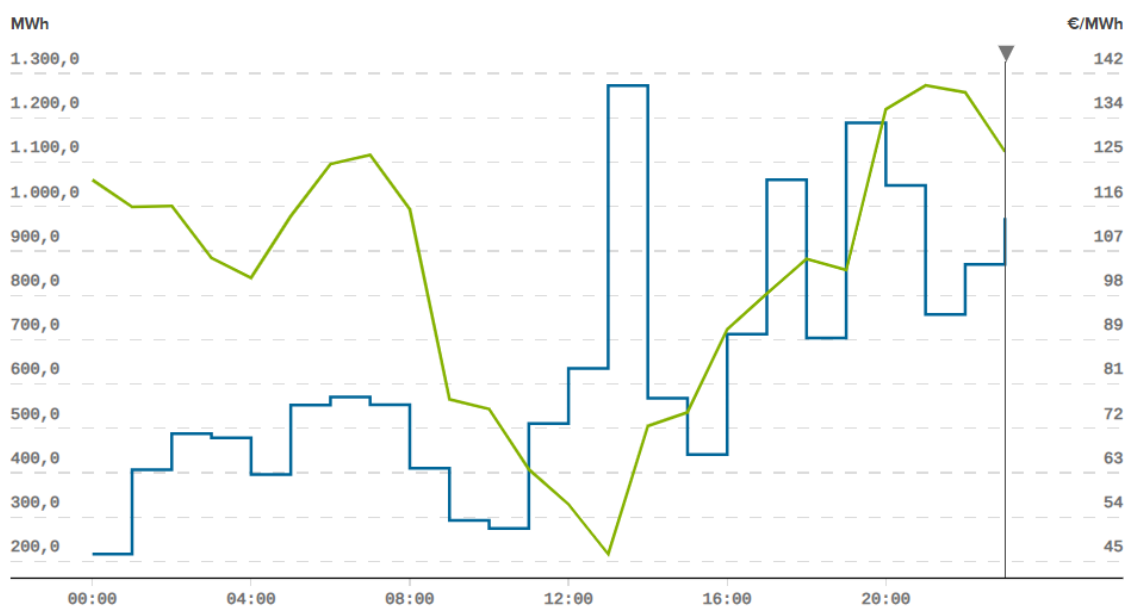


Ilustración 57 Energía asignada en Mercado Intradiario Continuo para el día 3 de julio de 2025 (MW y precio)

Para la producción del parque se ha tenido en cuenta que los porcentajes de viento disponible para la producción, en ambos escenarios que se han simulado, son los siguientes:

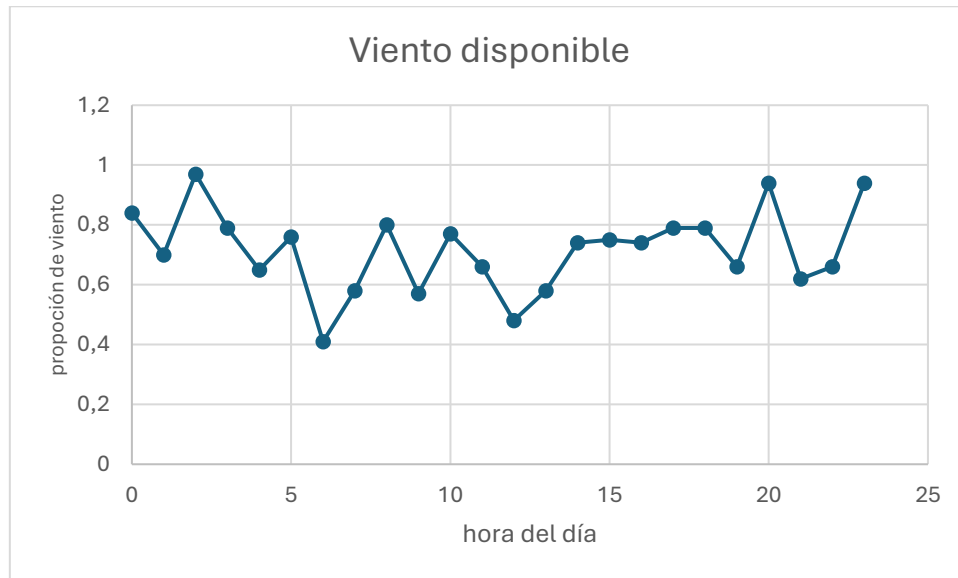


Ilustración 58 Viento disponible en proporción a la capacidad nominal

Además, los precios correspondientes a la reserva de frecuencia y regulación secundaria solo son relevantes para el siguiente escenario.

7.1.2. Resultados

Los resultados obtenidos de la simulación del escenario base es la siguiente:

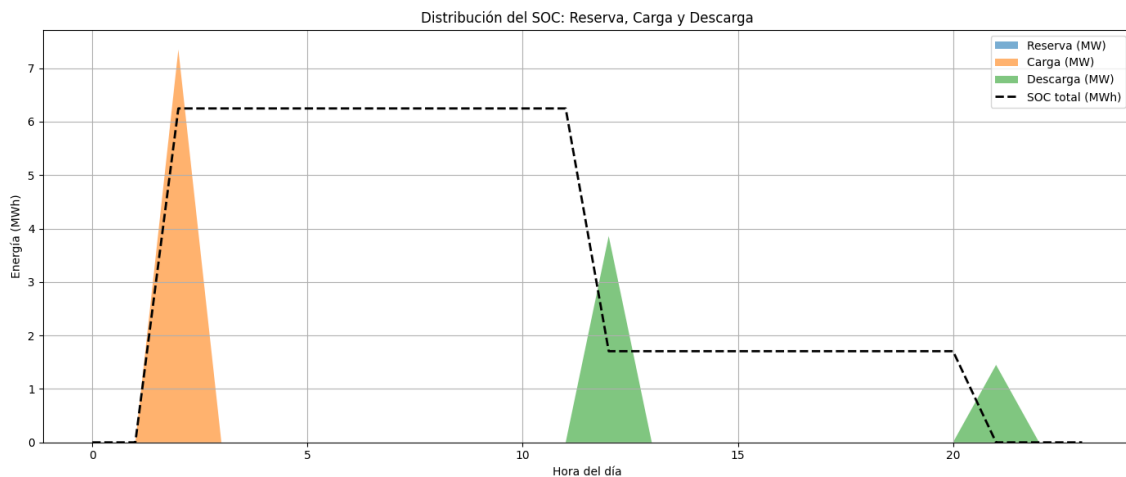


Ilustración 59 Distribución de estado de la carga de la batería a lo largo del día

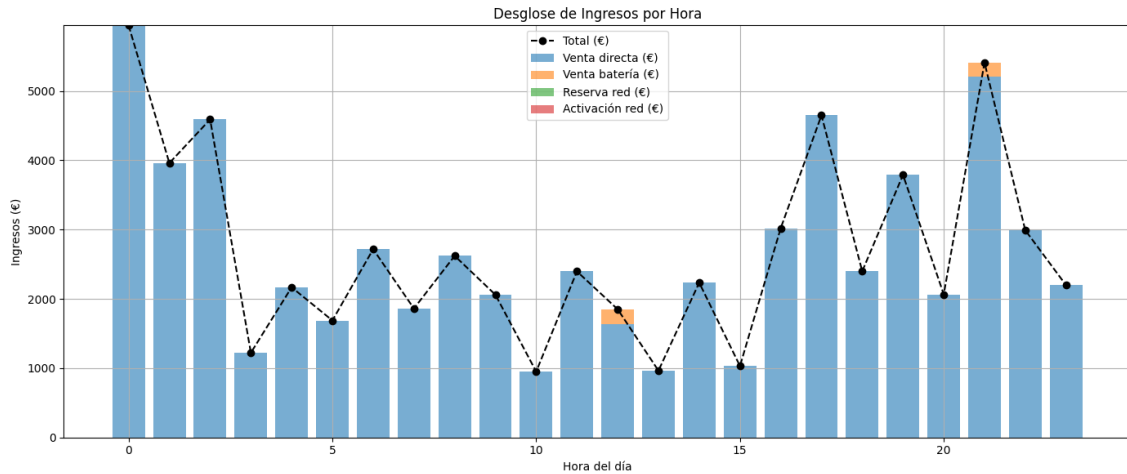


Ilustración 60 Desglose de ingresos por horas a lo largo del día

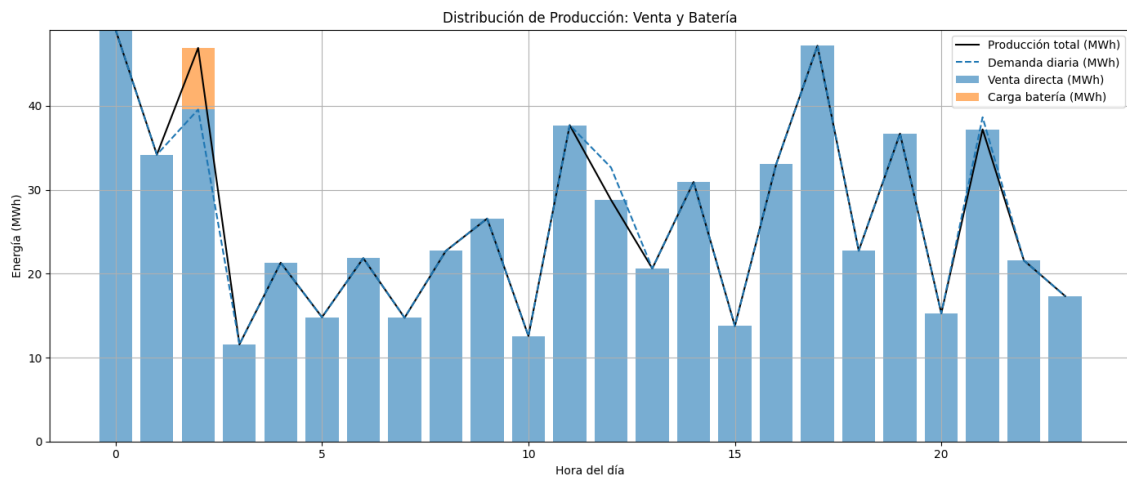


Ilustración 61 Distribución de la producción a lo largo del día

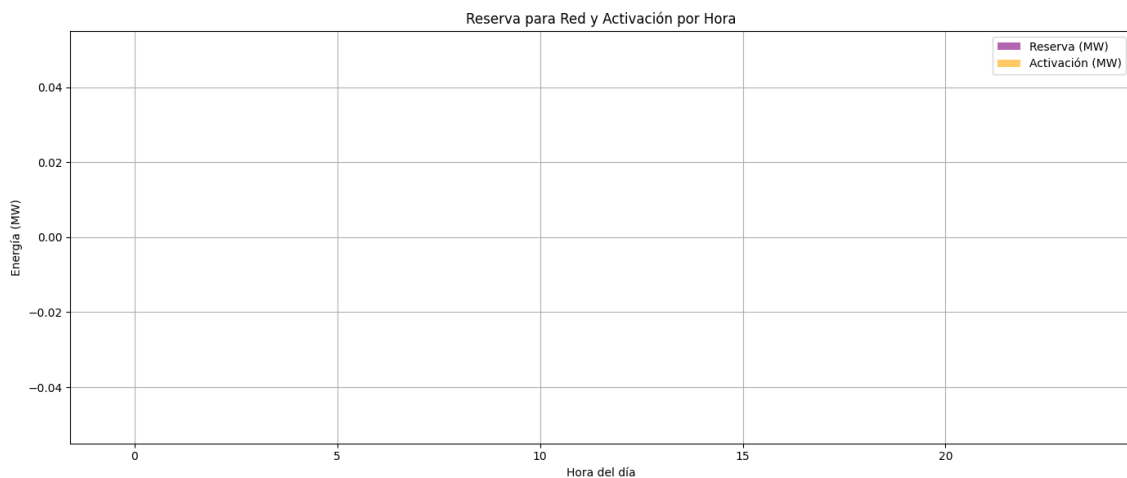


Ilustración 62 Regulación secundaria de la batería a lo largo del día

A continuación se comentan cada una de las gráficas de resultados, mostrando las informaciones clave obtenidas de cada una:

a. Distribución del SOC: reserva, carga y descarga

La primera gráfica muestra la evolución del estado de carga de la batería (SOC) a lo largo del día. En este escenario, aunque no hay participación en los servicios de reserva secundaria, pero la batería sí realiza operaciones de carga y descarga puntuales, dependiendo de los precios del mercado de la energía:

- Se observa una carga en las primeras horas del día (en la hora 3), alcanzando un SOC de 6.5 MWh, que tiene sentido pues aprovecha un precio de la energía menor y una disminución de la demanda.
- Posteriormente, hay dos momentos de descarga: alrededor de la hora 12 y de la 21, lo cual demuestra el uso óptimo de la capacidad de la batería para poder volcarla a la red cuando el precio es mayor y no se dispone de viento suficiente.
- No se muestra asignación de reserva (columna azul que no aparece), lo cual demuestra consistencia con la simulación definida para este escenario base.

b. Desglose de ingresos por hora

En esta gráfica se observa que la mayor parte de los ingresos provienen de la venta directa de energía producida por el parque (en azules). Existen pequeñas contribuciones por venta de energía desde batería (barras naranjas), lo cual tiene que ver con lo explicado anteriormente, ya que se sitúa en las horas de descarga de la batería.

- La línea negra discontinua marca los ingresos totales, alcanzado su máximo durante la madrugada.
- Como era de esperar, no hay ingresos por reserva o activación, demuestra consistencia con escenario base.

c. Distribución de producción: venta y batería

La tercera gráfica muestra el reparto de la energía generada por el parque:

- Se observa que la venta directa (azul claro) es la principal de salida de energía.
- Solo en dos momentos puntuales se deriva parte de la producción hacia la batería (barras naranjas), para poder aprovecharla y volcarla posteriormente cuando sea más rentable.
- La producción total y la demanda del día se ajustan, mostrando una operación eficiente y minimizando el excedente que se almacena temporalmente en la batería para ser volcado más tarde.

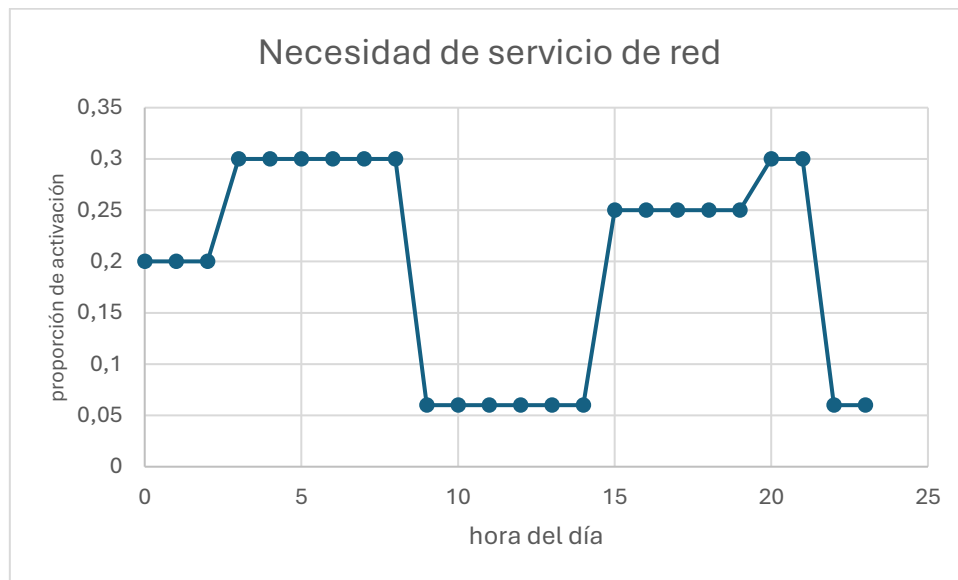
La última gráfica de resultados no se comenta pues es simplemente una comprobación de que el caso base no tiene en cuenta la regulación secundaria como fuente de ingresos.

7.2. Escenario con regulación secundaria

Este segundo escenario incorpora la participación del sistema de almacenamiento (BESS) en el mercado de regulación secundaria, manteniendo constantes las condiciones de entrada y precios del mercado intradiario respecto al escenario base. El objetivo es evaluar el impacto económico de habilitar la batería para ofrecer servicios auxiliares a la red, además de continuar con la venta directa de energía. A continuación, se muestran las variables de entrada añadidas y los resultados.

7.2.1. Datos de entrada

En primer lugar, estas son las necesidades del servicio de red posibles, referidas a la reserva:



*Ilustración 63 Necesidad de servicio de red (a subir)
en proporción a la reserva*

Los precios que oferta el operador de la red por tener disponible la secundaria son los siguientes:

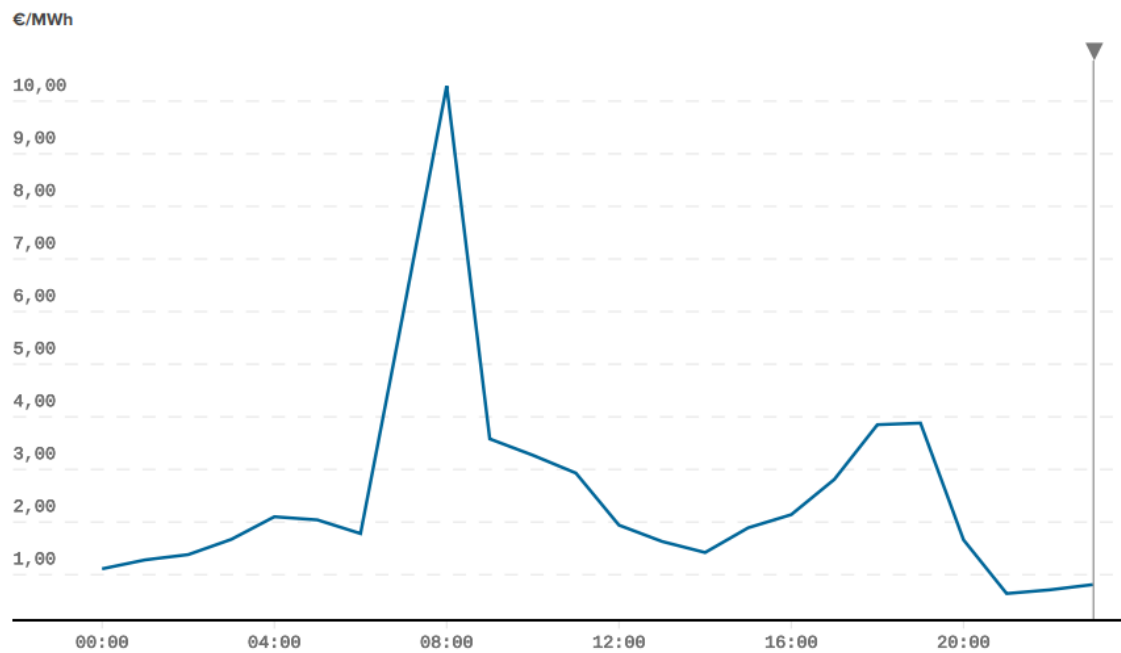


Ilustración 64 Precio medio horario componente banda secundaria para el día 3 de julio del 2025

Además, los precios que oferta el operador de la red por el uso de esa regulación secundaria son:

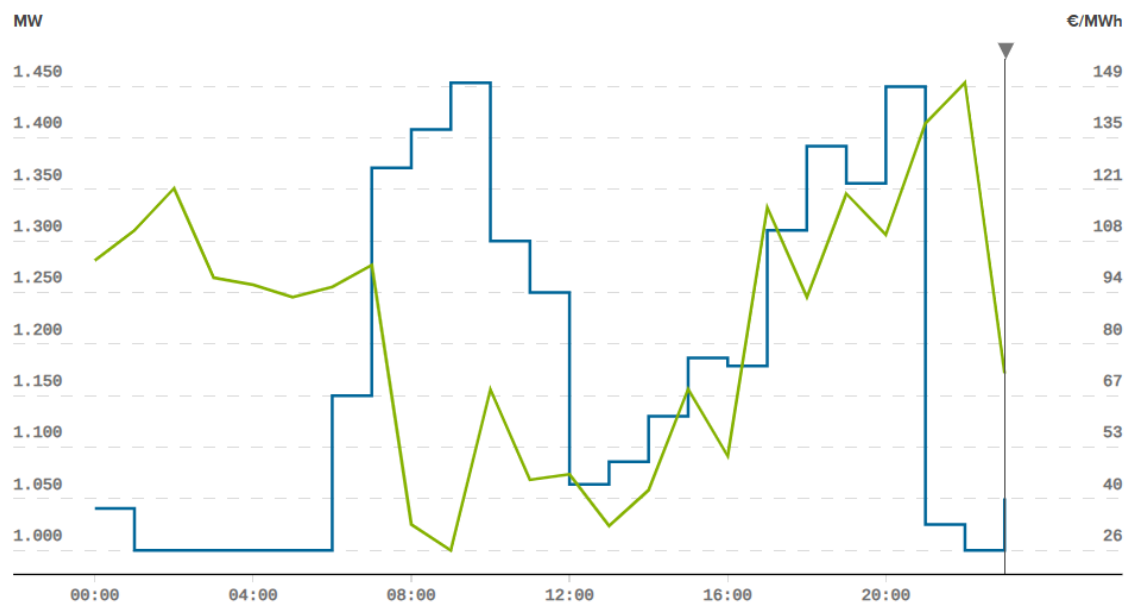


Ilustración 65 Asignación reserva de regulación secundaria a subir para el día 3 de julio de 2025 (MW y precio)

7.2.2. Resultados

Los resultados obtenidos de la simulación del escenario base es la siguiente:

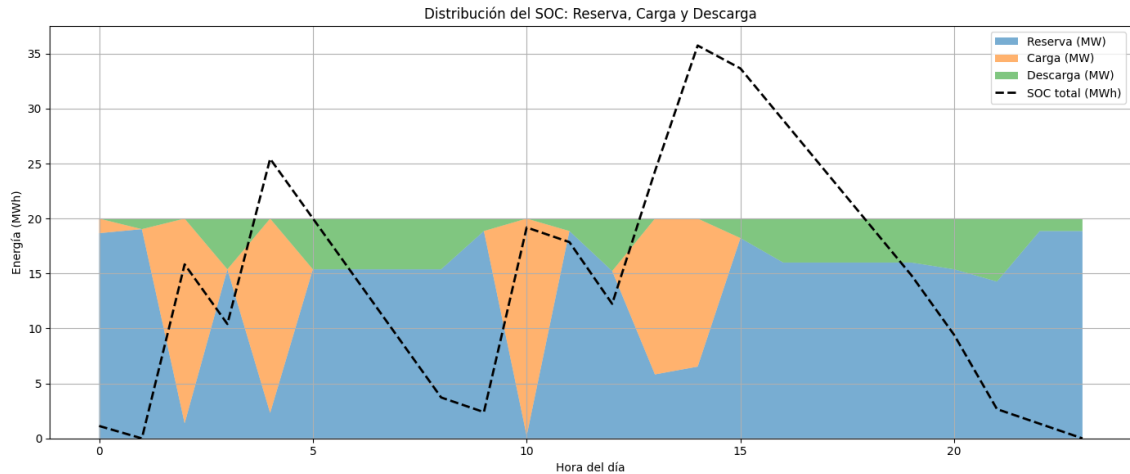


Ilustración 66 Distribución de estado de la carga de la batería a lo largo del día

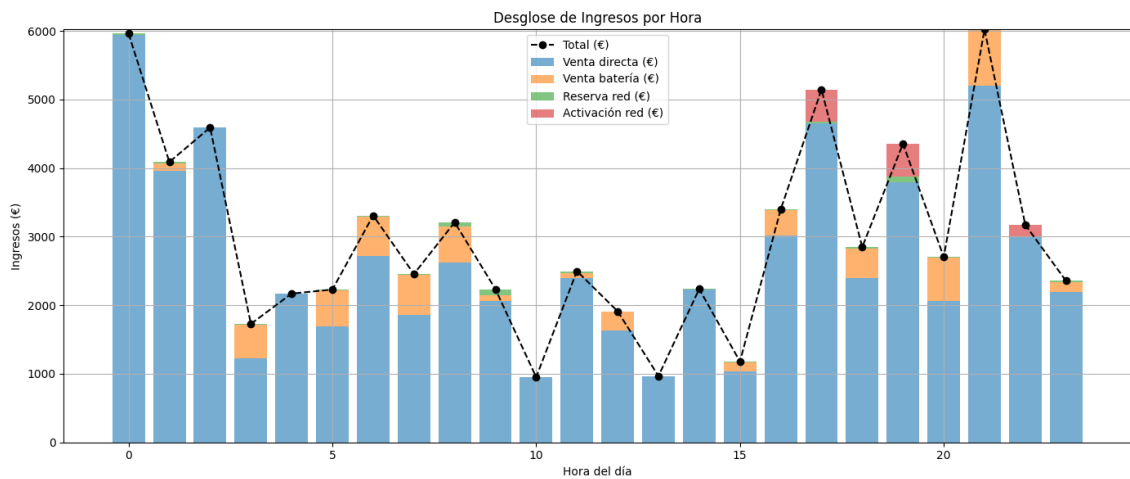


Ilustración 67 Desglose de ingresos por horas a lo largo del día

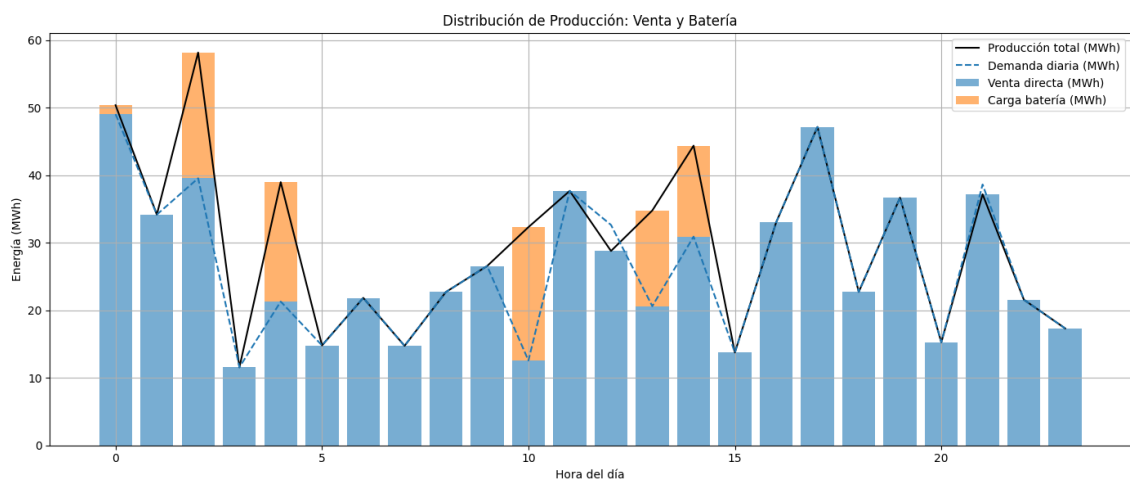


Ilustración 68 Distribución de la producción a lo largo del día

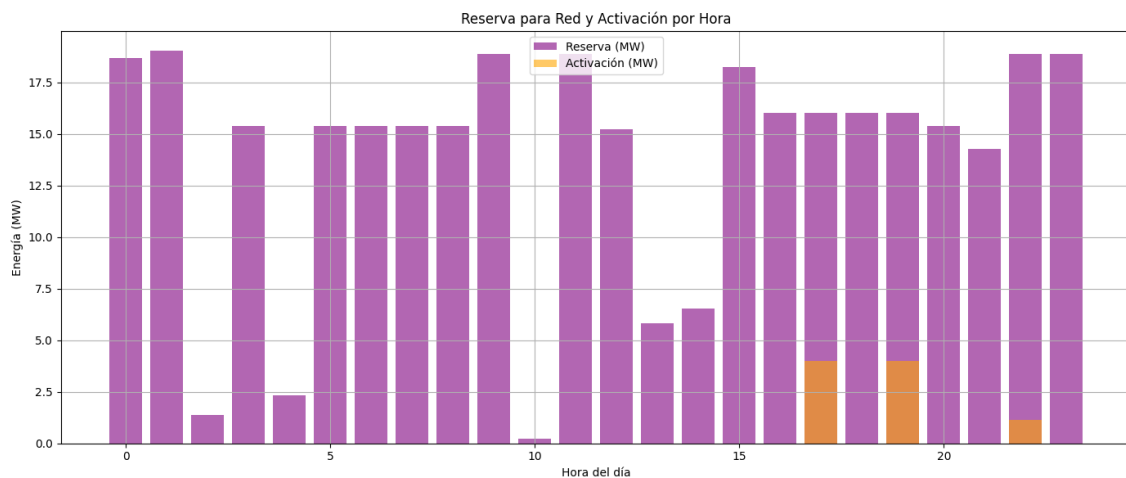


Ilustración 69 Regulación secundaria de la batería a lo largo del día

A continuación, se comentan los resultados obtenidos y las informaciones extraídas de cada una de las gráficas:

a. Distribución del SOC: reserva, carga y descarga

Esta gráfica muestra cómo la batería gestiona simultáneamente su nivel de carga (SOC), teniendo en cuenta la disponibilidad para reserva:

- La franja azul indica que en buena parte del día la batería mantiene energía reservada, hasta casi 20 MW, aprovechando los precios de la reserva como parte de los ingresos.
- Las zonas naranjas de carga y verdes de descarga revelan que la batería sigue operando también con fines de venta de energía, pero en menor proporción que en el escenario base.

b. Desglose de ingresos por hora

En esta gráfica, se hace evidente la mejora económica del escenario con regulación secundaria:

- A los ingresos por venta directa (azul) y venta de batería (naranja) se suman ahora los de reserva (verde) y especialmente activación (rojo).
- Las horas con activación coinciden con los picos de ingreso diario, mostrando el impacto real del servicio de regulación sobre la rentabilidad total de la batería y por lo tanto del parque.
- La línea negra de ingreso total presenta más variabilidad y mayores picos que en el escenario base.

c. Distribución de producción: venta y batería

La operación del parque sigue el patrón de producción eólica que tenía antes, pero se observan:

- Mayor energía destinada a la carga de batería (en naranja), aunque no siempre seguida de una descarga. Esto está relacionado con la necesidad de mantener la batería cargada para cumplir con la reserva.
- La venta directa se adapta al perfil de demanda, manteniendo buena parte de la producción fuera del almacenamiento para atender a la demanda mercado, ya que los precios de mercado en este caso son mayores que los de la activación.

d. Reserva para Red y Activación

Esta gráfica muestra que:

- La reserva se mantiene activa durante la mayor parte del día, excepto en una breve franja horaria, entre las 8:00 y 9:00.
- Las activaciones reales (barras naranjas) se concentran en la tarde (16:00–20:00), lo cual tiene sentido porque estos momentos coinciden con precios más altos, incluso más que la venta directa de energía, aumentando así los ingresos y por lo tanto la rentabilidad de la batería.

8. Conclusiones

El análisis de los dos escenarios simulados permite extraer conclusiones tanto desde el punto de vista económico como operativo, destacando el ingreso extra que supone incorporar un sistema de baterías al mercado de regulación secundaria.

Escenario Base: operativamente más simple y menor aprovechamiento

El primer escenario tiene, como es de suponer, una operación más simplificada del sistema, donde la batería se utiliza únicamente para arbitraje energético. Aunque esto permite generar ingresos adicionales mediante venta de energía en función de los precios horarios, la contribución económica de la batería resulta limitada y no está optimizada al máximo.

La operación se optimiza descargando en horas de precio elevado y cargando cuando la energía es más barata o hay excedente de producción, mejorando la eficiencia global del parque. Sin embargo, este escenario limita el potencial de rentabilidad del sistema de almacenamiento.

Este escenario representa un caso como referencia para valorar si la inversión en almacenamiento tiene sentido económico, y para comprobar que el comportamiento del modelo tiene sentido.

Escenario con regulación secundaria: mayor complejidad operativa y mayor rentabilidad

El segundo escenario presenta una mayor complejidad operativa, ya que la batería debe mantener un nivel de carga suficiente para ofrecer disponibilidad al sistema eléctrico, lo cual restringe parcialmente su capacidad de arbitraje energético. Sin embargo, esta limitación se compensa por los nuevos flujos de ingresos generados por:

- La reserva ofrecida durante varias horas del día, aunque a precios no demasiado altos.
- Las activaciones del servicio auxiliar, concentradas en los momentos de mayor precio del mercado, que representan el componente más rentable del servicio.

Este escenario incrementa significativamente los ingresos totales, mostrando que la participación de la batería en servicios de regulación es una solución atractiva económicamente, si se busca una mayor rentabilidad para la instalación. Además, permite diversificar fuentes de ingreso, reduciendo así la dependencia del precio de la energía y optimizando el uso de la batería a lo largo del día.

Este análisis comparativo nos permite afirmar que la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado de regulación secundaria mejora considerablemente su rentabilidad. El enfoque modular del modelo propuesto permite adaptar esta estrategia a diferentes parques, optimizando su integración en función de los recursos disponibles y las condiciones del mercado, haciendo que el modelo desarrollado sirva como herramienta para la toma de decisiones en inversiones energéticas renovables y de almacenamiento, y sobre todo para la operación diaria de la instalación.

9. Bibliografía

Comisión Europea. (2017). *Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la operación de los sistemas de transmisión de electricidad* (DO L 220, pp. 1–120). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485>

Carbajo, A. (s.f.) *Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema*. Ministerio de Industria y Turismo. <https://www.mintur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf#:~:text=La%20regulaci%C3%B3n%20primaria%20es%20aportada%20por%20los%20regulado-res,car%C3%A1cter%20obligatorio%20y%20no%20retribuido%20de%20forma%20expl%C3%ADcita>

Cinco Días. (2025). *El curioso fenómeno de los precios negativos de la electricidad: por qué se producen y cómo afectan al consumidor*. <https://cincodias.elpais.com/companias/2025-05-01/el-curioso-fenomeno-de-los-precios-negativos-de-la-electricidad-por-que-se-producen-y-como-afectan-al-consumidor.html>

Departamento de Energía de EE.UU. (2017). *Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy*. Oficina de Tecnologías de Energía Solar, Oficina de Eficiencia y Energías Renovables, Departamento de Energía de Estados Unidos. <https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy>

El Tiempo. (2022). *Así se reparte el «pastel» de la energía renovable en España por comunidades autónomas*. <https://www.eltiempo.es/noticias/energia-renovable-espana-comunidades-autonomas>

Electricity Magnetism. (s.f.). *Características de las baterías de iones de litio: Voltaje, capacidad y autodescarga*. Recuperado el 8 de julio de 2025, de <https://www.electricity-magnetism.org/es/caracteristicas-de-las-baterias-de-iones-de-litio-voltaje-capacidad-y-autodescarga/>

Energy News. (s.f.). *Hitachi Energy STATCOM Waikato – Upper North Island*. <https://www.energynews.co.nz/sponsored/energy-storage/119300/hitachi-energy-statcom-waikato-upper-ni>

ENTRA Agregación y Flexibilidad. (2022) Hoja de ruta para la flexibilidad de la demanda en España. <https://entra-coalicion.com/wp-content/uploads/2022/11/Hoja-de-Ruta-de-la-Flexibilidad-de-la-Demanda-en-Espa%C3%B1a-4.pdf>

ENTSO-E. (2017). *Informe anual 2016* (Versión en inglés). Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E). <https://annualreport2016.entsoe.eu/wp-content/uploads/annual-report-2016-ENTSO-E.pdf>

ETSO. (2001). Synchronous zones in Europe [Figura]. En European Transmission System Operators (ETSO), European Wind Integration Study (EWIS). ResearchGate. https://www.researchgate.net/figure/Synchronous-zones-in-Europe-source-ETSO_fig1_240638331

Hewitt, N. (2023). *Los problemas en la gestión de la red eléctrica generan un coste adicional a los consumidores en España*. Aurora Energy Research. <https://auroraer.com/media/los-problemas-en-la-gestion-de-la-red-electrica-generan-un-coste-adicional-a-los-consumidores-en-espana/>

Hitachi Energy. (s. f.). *STATCOM*. <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/facts/statcom>

Iberdrola. (s.f.). Almacenamiento energético con baterías (BESS) <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/almacenamiento-energia/bess>

Ibereléctrica Energía. (2025). *Generación de energía eléctrica: Síncrona vs. Asíncrona*. <https://iberelectrica.com/generacion-de-energia-electrica-sincrona-vs-asincrona/>

Large. (2025). *Avances en baterías de sodio-azufre para almacenamiento energético*. es.large.net. <https://es.large.net/news/99u43pv.html>

Linden, D., & Reddy, T. B. (Eds.). (2002). *Handbook of Batteries* (3rd ed.). McGraw-Hill. <https://archive.org/details/handbookofbatteries3rdedition/page/n24/mode/1up>

Naciones Unidas. (s. f.a). *La agenda de desarrollo sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>

Naciones Unidas (s.f.b). ¿Qué son las energías renovables? <https://www.un.org/en/climatechange/what-is-renewable-energy>

Observatorio del Sur Global. (2022). Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS): Un nuevo orden mundial. <https://observatoriodelsurglobal.com/los-objetivos-de-desarrollo-sostenible-ods-un-nuevo-orden-mundial/>

Precios Luz Hoy. (2023). *Las mejores 7 apps para ahorrar energía y dinero en tus facturas*. <https://preciosluzhoy.com/las-mejores-7-apps-para-ahorrar-energia-y-dinero-en-tus-facturas/>

Red Eléctrica de España. (s.f.d). *Almacenamiento*.
<https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento>

Red Eléctrica de España. (s.f.b). *Integración de renovables*.
<https://www.ree.es/es/operacion/integracion-renovables>

Red Eléctrica de España. (s.f.). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*.
<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total>

Red Eléctrica de España. (s. f.c). *Servicios de ajuste del sistema*.
<https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/mercados-reserva>

Red Eléctrica de España. (2018). *La operación del sistema eléctrico para dummies* (1.^a ed.).
<https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/laoperaciondelsistemaelectricoparadummies.pdf>

Red Eléctrica de España. (2024). *Procedimiento de operación P.O. 7.2: Mercados de reserva y energía de regulación secundaria*. https://www.ree.es/sites/default/files/2024-11/PO_7_2_BOE-A-2024-11535.pdf

Red Eléctrica de España. (2025 f). *Análisis comparativo de precios horarios ESIOS*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/632?vis=1&start_date=03-04-2025T00%3A00&end_date=03-04-2025T23%3A55&compare_start_date=02-04-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=682&compare_end_date=02-07-2025T23%3A55

Red Eléctrica de España. (2025 h). *Análisis comparativo horario del mercado intradiario ESIOS*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/1442?vis=1&start_date=03-07-2025T00%3A00&end_date=13-07-2025T23%3A55&compare_start_date=02-07-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1727

Red Eléctrica de España. (2025 g). *Análisis comparativo horario ESIOS*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/811?vis=1&start_date=03-04-2025T00%3A00&end_date=03-04-2025T23%3A55&compare_start_date=02-04-2025T00%3A00&groupby=hour&compare_end_date=03-07-2025T23%3A55

Red Eléctrica de España. (2025 d). *Demanda peninsular nacional – Total (22 de junio de 2025)*. <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total/2025-06-22>

Red Eléctrica de España. (2025c). *Generación renovable de energía eléctrica*. Informe del sistema eléctrico. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-renovable-de-energia-electrica>

Red Eléctrica de España. (2025a). *Informe resumen de energías renovables 2024*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf

Red Eléctrica de España. (2025b). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2024*. https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf

Red Eléctrica de España. (2025 e). *PVPC – precio horario de la electricidad (22 de junio de 2025)*. <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=22-06-2025>

Roca, R. (2023). *Siemens Energy hibrida condensadores síncronos con baterías para estabilizar la red en Irlanda*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/siemens-energy-hibrida-condensadores-sincronos-con-baterias-para-estabilizar-la-red-en-irlanda/>

Solar-Energia.net. (s. f.). *Baterías de plomo-ácido*. https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/baterias-solares/baterias-de-plomo-acido#google_vignette

Van Druten, E. (2024). *TenneT's position on battery energy storage systems (BESS)*. European Association for Storage of Energy. https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2024/10/3.7-ESGC-2024_-_Emiel-van-Druten-TenneTs-postion-on-BESS_final-2.pdf

10. Anexos

```
# =====  
# Modelo con la optimización de la producción eólica considerando degradación de  
# batería  
# =====  
  
# =====  
# IMPORTACIÓN DE LIBRERÍAS  
# =====  
  
import pandas as pd  
from pulp import LpMaximize, LpProblem, LpVariable, lpSum, LpBinary  
import matplotlib.pyplot as plt  
from datetime import datetime  
from gc import collect  
  
# =====  
# INICIALIZACIÓN PREVENTIVA DE VARIABLES GLOBALES (anti-  
# contaminación)  
# =====  
  
carga = {}  
descarga = {}  
venta_directa = {}  
soc = {}  
produccion = {}  
reserva_red = {}  
b_carga = {}  
b_descarga = {}  
descarga_activada = {}  
collect()  
  
# =====  
# PARÁMETROS DEL SISTEMA  
# =====  
  
fecha_instalacion = datetime(2020, 1, 1)
```

```
fecha_actual = datetime.now()
años_operacion = (fecha_actual - fecha_instalacion).days / 365.25

capacidad_nominal_bateria = 40
tasa_degradacion_anual = 0.02
capacidad_bateria = capacidad_nominal_bateria * (1 - tasa_degradacion_anual) **
años_operacion

potencia_max = 20
eficiencia = 0.85
soc_inicial = 0
soc_min, soc_max = 0, capacidad_bateria
capacidad_parque = 60

coste_operativo = 5
coste_degradacion = 10

# =====
# CARGA DE DATOS
# =====

datos = pd.read_csv('datos_entrada_produccion_controlada.csv', sep=';', decimal='.')
datos['precio_pool'] = pd.to_numeric(datos['precio_pool'], errors='coerce')
datos['porcentaje_viento'] = pd.to_numeric(datos['porcentaje_viento'], errors='coerce')
datos['hora'] = datos.index
horas = datos.index

datos['precio_disponibilidad'] = datos['precio_disponibilidad'].fillna(0)
datos['precio_frecuencia'] = datos['precio_frecuencia'].fillna(0)
datos['precio_pool'] = datos['precio_pool'].fillna(0)

# =====
# CONSTRUCCIÓN DEL MODELO
# =====

modelo = LpProblem(name="gestion-bateria-produccion-controlada",
sense=LpMaximize)
```

```

carga = {h: LpVariable(f'carga_{h}', 0, potencia_max) for h in horas}
descarga = {h: LpVariable(f'descarga_{h}', 0, potencia_max) for h in horas}
venta_directa = {h: LpVariable(f'venta_directa_{h}', 0) for h in horas}
soc = {h: LpVariable(f'soc_{h}', soc_min, soc_max) for h in horas}
produccion = {h: LpVariable(f'produccion_{h}', 0, capacidad_parque) for h in horas}
reserva_red = {h: LpVariable(f'reserva_red_{h}', 0, potencia_max) for h in horas}
b_carga = {h: LpVariable(f'b_carga_{h}', cat=LpBinary) for h in horas}
b_descarga = {h: LpVariable(f'b_descarga_{h}', cat=LpBinary) for h in horas}
descarga_activada = {h: LpVariable(f'descarga_activada_{h}', 0) for h in horas}

```

```
# =====
```

```
# GRAFICA DE VERIFICACIÓN DE INICIALIZACIÓN
```

```
# =====
```

```
carga_init = [carga[h].varValue for h in horas]
```

```
descarga_init = [descarga[h].varValue for h in horas]
```

```
reserva_init = [reserva_red[h].varValue for h in horas]
```

```
plt.figure(figsize=(14, 5))
```

```
plt.bar(horas, [v if v is not None else 0 for v in carga_init], label='Carga (inicial)',
alpha=0.5)
```

```
plt.bar(horas, [v if v is not None else 0 for v in descarga_init], label='Descarga (inicial)',
alpha=0.5, bottom=[v if v is not None else 0 for v in carga_init])
```

```
plt.bar(horas, [v if v is not None else 0 for v in reserva_init], label='Reserva red (inicial)',
alpha=0.5, color='purple')
```

```
plt.title("Verificación de Inicialización de Variables (antes de resolver)")
```

```
plt.xlabel("Hora")
```

```
plt.ylabel("Valor inicial")
```

```
plt.legend()
```

```
plt.grid(True)
```

```
plt.tight_layout()
```

```
plt.show()
```

```
# =====
```

```
# RESTRICCIONES
```

```
# =====
modelo += soc[0] == soc_inicial + (carga[0] * eficiencia - descarga[0] * (1 / eficiencia))
for h in horas[1:]:
    modelo += soc[h] == soc[h-1] + (carga[h] * eficiencia - descarga[h] * (1 / eficiencia))

for h in horas:
    modelo += carga[h] + venta_directa[h] == produccion[h]
    modelo += venta_directa[h] <= datos.loc[h, 'Demanda_diaria']
    modelo += venta_directa[h] + descarga[h] <= datos.loc[h, 'Demanda_diaria'] +
    reserva_red[h] * datos.loc[h, 'necesidad_servicio_red']
    modelo += descarga[h] <= potencia_max - reserva_red[h]
    modelo += carga[h] <= potencia_max - reserva_red[h]
    modelo += b_carga[h] + b_descarga[h] <= 1
    modelo += carga[h] <= potencia_max * b_carga[h]
    modelo += descarga[h] <= potencia_max * b_descarga[h]
    modelo += produccion[h] <= capacidad_parque * datos.loc[h, 'porcentaje_viento']
    modelo += descarga_activada[h] <= descarga[h]
    modelo += descarga_activada[h] <= reserva_red[h] * datos.loc[h,
    'necesidad_servicio_red']

# ☒ Restricción reforzada: si el precio es 0, reserva = 0
modelo += reserva_red[h] <= potencia_max * int(datos.loc[h, 'precio_disponibilidad']
> 0)

# =====
# FUNCIÓN OBJETIVO
# =====
modelo += lpSum([
    datos.loc[h, 'precio_pool'] * (venta_directa[h] + descarga[h] - descarga_activada[h]) +
    datos.loc[h, 'precio_disponibilidad'] * reserva_red[h] +
    datos.loc[h, 'precio_frecuencia'] * descarga_activada[h] -
    coste_operativo * (carga[h] + descarga[h]) -
    coste_degradacion * descarga[h]
    for h in horas
])
```

```
# =====
# RESOLVER MODELO
# =====

modelo.solve()

# =====
# RESULTADOS
# =====

for col in [
    'produccion_opt', 'carga_opt', 'descarga_opt', 'venta_directa_opt',
    'soc_opt', 'reserva_red_opt', 'descarga_activada',
    'ingreso_pool_descarga', 'ingreso_pool_directa',
    'ingreso_disponibilidad', 'ingreso_frecuencia', 'ingreso_total'
]:
    datos[col] = 0.0

datos['produccion_opt'] = [produccion[h].value() for h in horas]
datos['carga_opt'] = [carga[h].value() for h in horas]
datos['descarga_opt'] = [descarga[h].value() for h in horas]
datos['venta_directa_opt'] = [venta_directa[h].value() for h in horas]
datos['soc_opt'] = [soc[h].value() for h in horas]
datos['reserva_red_opt'] = [reserva_red[h].value() for h in horas]
datos['descarga_activada'] = [descarga_activada[h].value() for h in horas]

# =====
# INGRESOS
# =====

datos['ingreso_pool_descarga'] = datos['precio_pool'] * (datos['descarga_opt'] -
datos['descarga_activada'])
datos['ingreso_pool_directa'] = datos['precio_pool'] * datos['venta_directa_opt']
datos['ingreso_disponibilidad'] = datos.apply(
    lambda row: 0 if row['precio_disponibilidad'] <= 0 else row['precio_disponibilidad'] *
    row['reserva_red_opt'],
    axis=1
```

```

)
datos['ingreso_frecuencia'] = datos['precio_frecuencia'] * datos['descarga_activada']
datos['ingreso_total'] = (
    datos['ingreso_pool_descarga'] +
    datos['ingreso_pool_directa'] +
    datos['ingreso_disponibilidad'] +
    datos['ingreso_frecuencia']
)

# =====
# VERIFICACIÓN FINAL
# =====

print("Suma total de reserva:", datos['reserva_red_opt'].sum())
print("Suma total ingreso reserva:", datos['ingreso_disponibilidad'].sum())

# =====
# GRAFICAS
# =====

plt.figure(figsize=(14, 6))
plt.stackplot(datos['hora'],
              datos['reserva_red_opt'],
              datos['carga_opt'],
              datos['descarga_opt'],
              labels=['Reserva (MW)', 'Carga (MW)', 'Descarga (MW)'],
              alpha=0.6)

plt.plot(datos['hora'], datos['soc_opt'], label='SOC total (MWh)', color='black',
         linestyle='--', linewidth=2)
plt.xlabel('Hora del día')
plt.ylabel('Energía (MWh)')
plt.title('Distribución del SOC: Reserva, Carga y Descarga')
plt.legend()
plt.grid(True)
plt.tight_layout()
plt.show()

```

```
plt.figure(figsize=(14, 6))

plt.bar(datos['hora'], datos['ingreso_pool_directa'], label='Venta directa (€)', alpha=0.6)
plt.bar(datos['hora'], datos['ingreso_pool_descarga'],
bottom=datos['ingreso_pool_directa'], label='Venta batería (€)', alpha=0.6)
plt.bar(datos['hora'], datos['ingreso_disponibilidad'],
bottom=datos['ingreso_pool_directa'] + datos['ingreso_pool_descarga'], label='Reserva
red (€)', alpha=0.6)
plt.bar(datos['hora'], datos['ingreso_frecuencia'], bottom=datos['ingreso_pool_directa'] +
datos['ingreso_pool_descarga'] + datos['ingreso_disponibilidad'], label='Activación red
(€)', alpha=0.6)
plt.plot(datos['hora'], datos['ingreso_total'], label='Total (€)', color='black', linestyle='--',
marker='o')
plt.xlabel('Hora del día')
plt.ylabel('Ingresos (€)')
plt.title('Desglose de Ingresos por Hora')
plt.legend()
plt.grid(True)
plt.tight_layout()
plt.show()
```

```
plt.figure(figsize=(14, 6))

plt.plot(datos['hora'], datos['produccion_opt'], label='Producción total (MWh)',
color='black')
plt.plot(datos['hora'], datos['Demanda_diaria'], label='Demanda diaria (MWh)',
linestyle='--')
plt.bar(datos['hora'], datos['venta_directa_opt'], label='Venta directa (MWh)', alpha=0.6)
plt.bar(datos['hora'], datos['carga_opt'], bottom=datos['venta_directa_opt'], label='Carga
batería (MWh)', alpha=0.6)
plt.xlabel('Hora del día')
plt.ylabel('Energía (MWh)')
plt.title('Distribución de Producción: Venta y Batería')
plt.legend()
plt.grid(True)
plt.tight_layout()
plt.show()
```

```
plt.figure(figsize=(14, 6))
```

```
plt.bar(datos['hora'], datos['reserva_red_opt'], label='Reserva (MW)', alpha=0.6,
color='purple')
plt.bar(datos['hora'], datos['descarga_activada'], label='Activación (MW)', alpha=0.6,
color='orange')
plt.xlabel('Hora del día')
plt.ylabel('Energía (MW)')
plt.title('Reserva para Red y Activación por Hora')
plt.legend()
plt.grid(True)
plt.tight_layout()
plt.show()
```