



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales  
ICADE

**TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN  
ESPAÑA: SITUACIÓN, EVOLUCIÓN Y  
PRONÓSTICO DE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

Autor: Virginia Sánchez Molina

Director: María Guadalupe Esteban Cerezo

MADRID | marzo 2026

## RESUMEN

La firma del Acuerdo de París en 2015 para combatir el cambio climático impulsó el desarrollo de las energías renovables. Esto, junto con el abaratamiento de estas tecnologías ha supuesto un exceso de producción que el sistema eléctrico no siempre puede absorber, provocando vertidos y poniendo en cuestión su rentabilidad.

Este trabajo estudia la transición energética en España y cómo la creciente penetración de la generación renovable, principalmente generación solar y eólica ha tensionado al sistema eléctrico provocando nuevos desafíos estructurales.

Se analiza cómo el exceso de oferta de energía renovable durante determinadas horas del día, que suelen coincidir con los momentos de menor demanda, está provocando una caída en los precios del mercado mayorista, llegando en algunas ocasiones a registrarse precios negativos y el vertido de energía de estas tecnologías renovables.

Todo esto dificulta la rentabilidad de los proyectos. A esto hay que añadirle las limitaciones de la red eléctrica española, la falta de capacidad de almacenamiento y la falta de mecanismos de flexibilidad para adecuar la demanda a la variabilidad de la producción renovable. El modelo se está cuestionando, más aún con el apagón eléctrico del día 28 de abril de 2025 y la operación reforzada que está realizando actualmente Red Eléctrica.

Una vez analizado el problema, el trabajo profundiza en las soluciones principales que se están abordando para conseguir un sistema energético más flexible, eficiente y seguro. Estas pasan por la electrificación de la economía, el impulso del almacenamiento (baterías y bombeo) y la flexibilización de la demanda.

Por último, se analizan las distintas estrategias que están llevando a cabo las principales empresas energéticas españolas examinando sus planes estratégicos, y el papel del Gobierno.

**Palabras clave:** transición energética, energías renovables, electrificación, baterías.

## **ABSTRACT**

The signing of the Paris Agreement in 2015 to combat climate change accelerated the development of renewable energy sources. This, together with the sharp decline in technology costs, has led to an oversupply that the electricity system cannot always absorb, resulting in curtailments and raising concerns about project profitability.

This study examines Spain's energy transition and how the growing penetration of renewable generation, primarily solar and wind, has placed increasing pressure on the electricity system, creating new structural challenges.

It explores how excess renewable output during certain hours of the day, typically those with lower demand, is driving wholesale market prices downward, occasionally even into negative territory, and leading to renewable curtailments. These dynamics undermine project profitability. Added to this are the limitations of the Spanish grid, the lack of sufficient storage capacity, and the absence of adequate flexibility mechanisms to align demand with the variability of renewable production. The current model is being questioned, particularly after the blackout of April 28, 2025, and the reinforced operational measures currently being implemented by Red Eléctrica.

After analysing the problem, the study delves into the main solutions being pursued to achieve a more flexible, efficient, and secure energy system. These include the electrification of the economy, the expansion of storage technologies (batteries and pumped hydro), and enhanced demand-side flexibility.

Finally, it reviews the strategies adopted by Spain's major energy companies by examining their strategic plans, as well as the role played by the Government.

Keywords: energy transition, renewable energies, electrification, batteries.

## INDICE DE CONTENIDOS

1	Introducción .....	7
1.1	Justificación del tema .....	7
1.2	Objetivos del trabajo .....	8
1.2.1	Objetivo general: .....	8
1.2.2	Objetivos específicos:.....	8
1.3	Metodología y fuentes .....	9
1.4	Estructura del trabajo .....	9
2	Contexto y antecedentes del sistema energético en España .....	10
2.1	Estructura del sector eléctrico español .....	10
2.2	Principales actores del sector eléctrico .....	11
2.3	La transición energética en España .....	12
2.4	Compromisos internacionales y políticas energéticas .....	12
2.4.1	Acuerdo de París (2015) .....	12
2.4.2	Pacto Verde Europeo y la Ley Europea del Clima .....	13
2.4.3	PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) .....	14
2.4.4	Ley de Cambio Climático y Transición Energética (2021).....	15
2.5	Evolución energética en España .....	15
2.5.1	La reducción progresiva del uso de los combustibles fósiles .....	15
2.5.2	El crecimiento acelerado de las energías renovables .....	16
2.5.3	La integración de España en los mercados energéticos europeos .....	18
2.6	Análisis PESTEL del sistema eléctrico español.....	19
2.6.1	Factores políticos (P).....	19
2.6.2	Factores económicos (E):.....	19
2.6.3	Factores Sociales (S) .....	21
2.6.4	Factores Tecnológico (T).....	22

2.6.5	Factores Ecológicos (E) .....	22
2.6.6	Factores Legales (L).....	23
2.6.7	Conclusiones del Análisis PESTEL .....	24
3	La problemática actual.....	25
3.1	Precios bajos y alta variabilidad en el día.....	26
3.2	Vertidos de energía renovable.....	28
3.3	Escasez de almacenamiento energético .....	28
3.4	Falta de flexibilidad en la demanda .....	29
3.5	Limitaciones de la red eléctrica .....	29
3.6	Apagón eléctrico de abril de 2025 .....	30
3.7	Consecuencias económicas y operativas del desequilibrio oferta - demanda 31	
4	El papel de las empresas eléctricas .....	32
4.1	Análisis DAFO de los operadores principales del sector eléctrico.....	33
4.1.1	Oportunidades:.....	33
4.1.2	Amenazas: .....	33
4.1.3	Fortalezas:.....	34
4.1.4	Debilidades:.....	35
4.2	Matriz DAFO.....	36
4.3	Análisis de las estrategias empresariales ante el reto de la flexibilidad .....	36
4.3.1	Iberdrola: .....	36
4.3.2	Naturgy.....	37
4.3.3	Endesa .....	37
4.3.4	EDP .....	38
4.3.5	Acciona Energía .....	38
4.4	Análisis comparativo de los operadores principales: .....	39

5	Soluciones para un sistema energético más flexible .....	40
5.1	Aportar flexibilidad al sistema .....	40
5.1.1	Flexibilidad en la demanda y participación del consumidor.....	40
5.1.2	Almacenamiento energético: baterías y bombeo hidráulico .....	41
5.2	Electrificación de la economía (transporte, industria y vivienda) .....	41
5.3	Los centros de datos .....	41
6	Caso práctico: Análisis de rentabilidad de inversión en planta fotovoltaica con batería.....	42
6.1.1	Supuestos del proyecto .....	42
6.1.2	Cálculos.....	44
6.1.3	Interpretación .....	45
7	CONCLUSIONES .....	48
7.1	Principales hallazgos .....	48
7.2	Recomendaciones y propuestas .....	49
7.3	Limitaciones y futuras líneas de investigación.....	50
8	ANEXOS.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
9	BIBLIOGRAFÍA.....	51

# 1 Introducción

## 1.1 Justificación del tema

En diciembre de 2015, en la cumbre climática COP21 de las Naciones Unidas, casi 200 países firmaron el primer pacto climático global, conocido como Pacto de París para luchar contra el calentamiento global. Entró en vigor en noviembre de 2016 tras ser ratificado por un número suficiente de países que representan más de la mitad de las emisiones del planeta.

El Pacto de París cubre todos los aspectos de la **lucha contra el cambio climático, la mitigación, la adaptación y los medios de implementación**. Acordaron limitar el aumento de la temperatura global y reforzar la capacidad para adaptarse a sus impactos.

Han pasado 10 años desde la firma del Pacto de París, y el sector energético, uno de los sectores más estratégicos de la economía española ha experimentado una **transformación profunda**, marcada por la **reducción** del uso de **combustibles fósiles**, el **crecimiento** acelerado de las **energías renovables** y la **integración en los mercados energéticos europeos**.

El importante crecimiento renovable ha sido posible gracias a la existencia de un marco regulatorio favorable, a la reducción de costes tecnológicos y a la mejora de la eficiencia. Sin embargo, este rápido crecimiento ha provocado un **exceso de oferta** en determinadas horas, **caídas de precios** en el mercado eléctrico, episodios de sobreproducción con importantes **vertidos** de energía y **limitaciones de la red** eléctrica.

Estos problemas, compartidos con otros países europeos, ponen de manifiesto la necesidad de un **sistema más flexible**, capaz de **integrar** grandes cantidades de **generación renovable** sin comprometer la estabilidad del mercado ni la seguridad de suministro.

Las empresas del sector energético están **redefiniendo sus modelos de negocio**, la transición energética implica grandes decisiones de inversión, existe un desequilibrio entre oferta y demanda que afecta directamente a los precios y a la rentabilidad de los

proyectos, lo que hace especialmente importante profundizar en el tema, analizar el problema y sus soluciones.

## **1.2 Objetivos del trabajo**

### **1.2.1 Objetivo general**

Analizar la problemática del incremento acelerado de generación renovable en España y la dificultad para integrarla en el sistema, evaluar las soluciones y el pronóstico.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Entender los motivos del crecimiento renovable en España que han conducido a la situación actual.
2. Analizar la problemática y los retos que afronta el sector eléctrico ante el crecimiento de las energías renovables.
3. Examinar el papel de las empresas energéticas en la transición.
4. Estudiar las soluciones que pueden mejorar la flexibilidad del sistema y el exceso de generación renovable (electrificación, almacenamiento, digitalización).
5. Proponer recomendaciones para una transición energética sostenible y equilibrada.
6. Análisis de caso práctico para viabilizar proyectos de energía fotovoltaica a través de la incorporación de sistemas de almacenamiento en baterías.

### **1.3 Metodología y fuentes**

La metodología utilizada es cualitativa, descriptiva y analítica incluyendo:

1. Revisión de antecedentes históricos, económicos y regulatorios del sistema energético español.
2. Herramientas de análisis estratégico como PESTEL y DAFO.
3. Evaluación de soluciones y estrategias (electrificación, almacenamiento, digitalización) y su contribución a las emisiones netas cero.
4. Elaboración de un caso práctico hipotético.

Las fuentes de información utilizadas en este trabajo incluyen fuentes de organismos oficiales, informes de empresas del sector de la energía (Red Eléctrica, Iberdrola, Endesa, Naturgy, EDP y Acciona), informes de consultoras como Deloitte, PwC, McKinsey, artículos científicos y prensa económica especializada.

### **1.4 Estructura del trabajo**

El trabajo se estructura en seis capítulos:

- Contexto y antecedentes del sistema energético español.
- Problemática actual: exceso de oferta y falta de flexibilidad.
- El papel de las empresas energéticas.
- Soluciones para un sistema energético más flexible.
- Caso práctico: Análisis de viabilidad de inversión de planta fotovoltaica con batería bajo un contrato PPA.

Finalmente, se presentan las conclusiones y futuras líneas de investigación.

## 2 Contexto y antecedentes del sistema energético en España

### 2.1 Estructura del sector eléctrico español

El sector eléctrico español se estructura en 4 actividades bien diferenciadas, la **generación, el transporte, la distribución y la comercialización**.

#### Flujo físico y económico

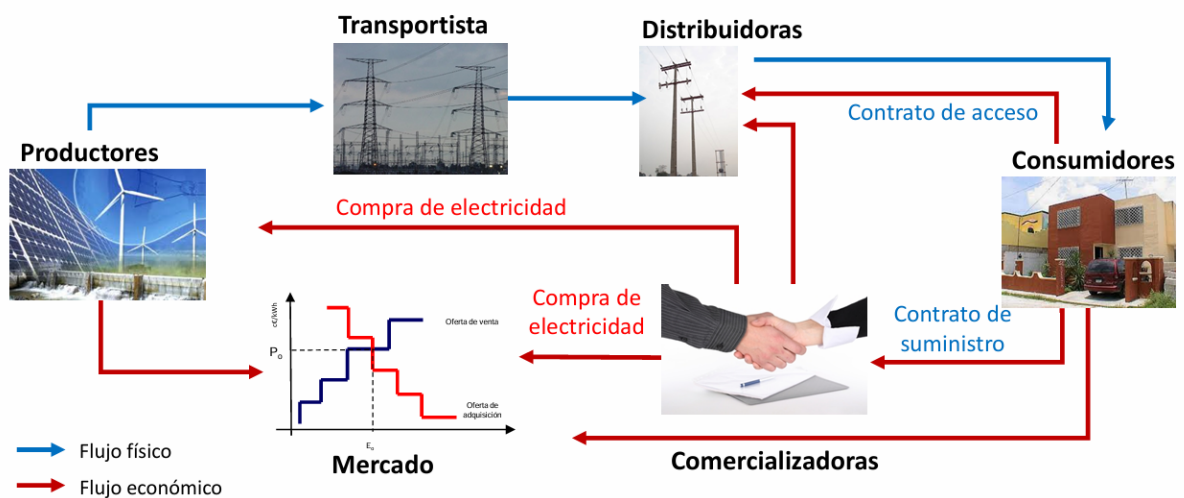


Figura 1. Figura: Flujo físico y económico de la electricidad. (CNMC, s.f.)

Mientras que el transporte y la distribución son **actividades reguladas**, la generación y la comercialización son **actividades liberalizadas** y por tanto sujetas a competencia.

El sector eléctrico español es un sector históricamente **muy concentrado**, donde pocas empresas **integradas verticalmente** cubren todas las actividades (Iberdrola, Naturgy, Endesa...).

Desde la **liberalización del sector eléctrico en 1998** nuevos competidores han entrado tanto en el negocio de generación como en el de comercialización, aunque las grandes compañías eléctricas mantienen la mayor cuota de mercado.

## 2.2 Principales actores del sector eléctrico

Se identifican como los principales actores del sector eléctrico español (REPSOL, 2025) los siguientes:

- **Reguladores y Administraciones Públicas**, que son los que definen las reglas del juego. Incluyen al Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), la Comisión Nacional del Mercado y Competencia (CNMC), los gobiernos autonómicos (autorizaciones, planificación territorial).
- **Operador del Sistema y Operador del Mercado**, que garantizan la operación física y económica del sistema. Red Eléctrica de España (REE) es el operador del sistema, y OMIE y OMIP que son los operadores del mercado diario e intradiario y mercado de futuros.
- **Empresas de generación**, son las empresas productoras de electricidad, tanto integradas verticalmente como productores independientes.
- El **transporte y la distribución** de electricidad es un monopolio natural, donde Red Eléctrica de España (REE) es la encargada de la red de transporte (alta tensión), y e-Distribución (Endesa), i-DE (Iberdrola) entre otras, gestionan la distribución (red de media y baja tensión).
- **Comercializadoras** venden electricidad a consumidores, bien acogidos al mercado regulado o al mercado libre. Algunas de ellas son Endesa Energía, Iberdrola Clientes, Naturgy, Repsol Energía u Holaluz.
- **Consumidores**, segmentados por tipo de demanda, hogares, PYMES, gran industria, consumidores electros intensivos, auto consumidores y comunidades energéticas.
- **Agentes emergentes**, como agregadores de demanda, operadores de almacenamiento, proveedores de servicios de flexibilidad, empresas de autoconsumo y comunidades energéticas.

Todos estos actores tienen capacidad de influencia en la transición energética, bien a través de la regulación incentivando las inversiones, a través de la toma de decisiones en la operación, realizando inversiones, determinando precios, o a través de la

demanda.

## **2.3 La transición energética en España**

Se habla de transición energética al cambio estructural que realizan los sistemas energéticos a largo plazo, donde se cambia la fuente principal de energía. Son procesos que se realizan gradualmente a lo largo de décadas.

El proceso de transición energética no es novedoso. A lo largo del tiempo se ha pasado por varias transiciones energéticas, como el paso de la madera al carbón como medio de producción de energía en el siglo XIX y del carbón al petróleo en el siglo XX.

La transición actual busca sustituir combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural) por renovables con el objetivo de frenar el cambio climático y alcanzar los objetivos establecidos en el Acuerdo de París. Comienza a finales del siglo XX, pero se acelera en 2015 con el Acuerdo de París.

La transición energética en España se enmarca en un conjunto de compromisos internacionales y políticas nacionales que establecen objetivos concretos a cumplir en los siguientes años.

## **2.4 Compromisos internacionales y políticas energéticas**

Los compromisos principales que enmarcan la transición energética de España se establecen en el Acuerdo de París, el Pacto Verde Europeo, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

### **2.4.1 Acuerdo de París (2015)**

En **diciembre de 2015**, casi 200 países firmaron el primer pacto climático global, para luchar contra el calentamiento global, estableciendo objetivos para limitar el aumento de la temperatura global y reforzar la capacidad de los países para adaptarse a sus impactos.

Anteriormente, se había intentado en la cumbre de Kioto, pero es en París donde prácticamente todos los países, desarrollados y en desarrollo, establecen

compromisos concretos para combatir el aumento de las temperaturas globales y el impacto de eventos climáticos extremos en cada vez más zonas del planeta.

El Acuerdo de París es un tratado internacional legalmente vinculante que establece los siguientes objetivos a largo plazo para todos los países:

- **Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global** en este siglo a 2 °C y esforzarse para limitar este aumento a incluso más de tan solo el 1,5 °.
- Revisar la contribución de los países a la reducción de emisiones cada 5 años.
- Proporcionar **financiación** a los países más pobres **para mitigar el cambio climático** y mejorar su **capacidad de adaptación** a los impactos.

Cada año, los líderes mundiales se reúnen en la COP para evaluar los avances que se van realizando.

#### **2.4.2 Pacto Verde Europeo y la Ley Europea del Clima**

En coherencia con el Pacto de París, la **Unión Europea** (UE) impulsa un **marco legislativo para cumplir con los compromisos climáticos** asumidos. Este marco se concreta en directivas, reglamentos y planes de acción que cada país debe transponer o aplicar mediante sus propias leyes y políticas nacionales.

Se destaca el **Pacto Verde Europeo** (2019), donde la UE establece la estrategia general para transformar la economía europea hacia la sostenibilidad y alcanzar la neutralidad climática en 2050, y la **Ley Europea del Clima** (2021) que convierte los objetivos definidos en el Pacto Verde en obligaciones jurídicas vinculantes para los Estados miembros. Así, el Pacto Verde fija la visión política y la dirección estratégica, y la Ley del Clima garantiza el cumplimiento mediante metas concretas.

En concreto, la **Ley Europea del Clima** establece el objetivo vinculante de **reducir al menos el 55% de las emisiones** netas de **gases de efecto invernadero (GEI) para 2030** respecto a los niveles de 1990 y la **neutralidad climática en la UE a 2050**.

Para cumplir con el objetivo de reducción del 55% de las emisiones, la UE ha puesto en marcha el paquete de medidas conocido como "Fit for 55".

### 2.4.3 PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima)

A partir del marco europeo, **España**, ha desarrollado su marco normativo para cumplir con los objetivos climáticos y energéticos establecidos.

En concreto, ha aprobado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, así como algunas actualizaciones regulatorias relativas a las energías renovables, redes eléctricas, almacenamiento y eficiencia energética.

El PNIEC establece la hoja de ruta para que España cumpla con los compromisos del Acuerdo de París, la Ley Europea del Clima, el paquete Fit for 55 y la neutralidad climática en 2050, fijando **objetivos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), impulso de renovables y eficiencia energética**.

El PNIEC es un plan integral **dirigido a todos los sectores** que generan emisiones: el sector eléctrico, el transporte, la industria, la edificación, y la agricultura y residuos.

Además, el PNIEC incluye **políticas transversales** (eficiencia energética, interconexiones, investigación e innovación, fiscalidad energética y transición justa).

El primer **PNIEC** se aprobó en marzo de 2021 y se actualizó en junio de 2023 para incluir objetivos más ambiciosos para el periodo el **2023-2030**. Los objetivos principales establecidos para 2030 son:

- Alcanzar un 81% de generación eléctrica renovable en 2030.
- Objetivos de potencia instalada renovable: solar fotovoltaica (76GW), eólica (62GW), almacenamiento (22GW de bombeo y baterías), hidrógeno renovable (11GW de electrólisis).
- Reducir un 32% las emisiones de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- Incrementar la eficiencia energética un 39,5%.
- Impulsar el autoconsumo.
- Impulsar la movilidad eléctrica, en concreto, lo fija en 5 millones de vehículos eléctricos en circulación en 2030 y más de 300.000 puntos de infraestructura de

recarga.

- Rehabilitación energética de 1,2 millones de viviendas antes de 2030.

#### **2.4.4 Ley de Cambio Climático y Transición Energética (2021)**

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética refuerza y consolida el PNIEC al convertir sus objetivos estratégicos en **obligaciones jurídicas vinculantes**. Mientras que el PNIEC actúa como el instrumento de planificación energética y climática para 2030, la Ley establece el marco normativo que garantiza su cumplimiento, fija metas mínimas y aporta estabilidad regulatoria a largo plazo.

Algunas de las metas fijadas en la ley son:

- Reducción de emisiones GEI del 23% en 2030 respecto a 1990.
- Penetración mínima del 42% de energías renovables en consumo final.
- 74% de renovables en generación eléctrica.
- 39,5% de mejora en eficiencia energética (BOE, 2021).

### **2.5 Evolución energética en España**

El sistema eléctrico español en la última década y acorde con la política energética establecida ha estado marcado por la **reducción del uso de combustibles fósiles**, el crecimiento acelerado de las energías **renovables**, especialmente la energía solar fotovoltaica y la **integración en los mercados energéticos europeos**.

#### **2.5.1 La reducción progresiva del uso de los combustibles fósiles**

Hasta comienzos de los años 2000, España presentaba una elevada dependencia de combustibles los fósiles, principalmente carbón, gas natural y derivados del petróleo como el fuelóleo y el diésel para cubrir la demanda de electricidad.

En la última década y en línea con los objetivos climáticos España ha llevado a cabo un proceso de **cierre y desmantelamiento de las centrales de carbón**. En concreto, en 2018, había 15 centrales térmicas de carbón en pleno funcionamiento, sumando una potencia instalada de 10.000 MW y aportando el 14,4% de la electricidad

consumida en el país. En la actualidad no hay ninguna central de carbón operando (El Periódico de la Energía, 2025).

La desaparición del carbón del sistema eléctrico español ha proporcionado un gran beneficio ambiental, en concreto, las emisiones del sistema eléctrico, medidas en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por megavatio-hora (tCO<sub>2</sub>eq/MWh), se han reducido en un 59% entre 2018 y 2024, lo que significa que producir cada unidad de electricidad en España emite ahora menos de la mitad de GEI que hace seis años (El Periódico de la Energía, 2025).

### 2.5.2 El crecimiento acelerado de las energías renovables

La expansión en España de la energía eólica comenzó a partir de 2005, seguida por la energía solar fotovoltaica que experimentó un crecimiento exponencial desde 2018 por la bajada de costes y el marco normativo favorable.

La figura siguiente, muestra como en los últimos 10 años la potencia instalada eólica terrestre y marina en España se ha incrementado en 10.000 MW, pasando desde los casi 23.000 MW en enero de 2016 a más de 33.000 MW a diciembre del 2025 (REE, 2025).

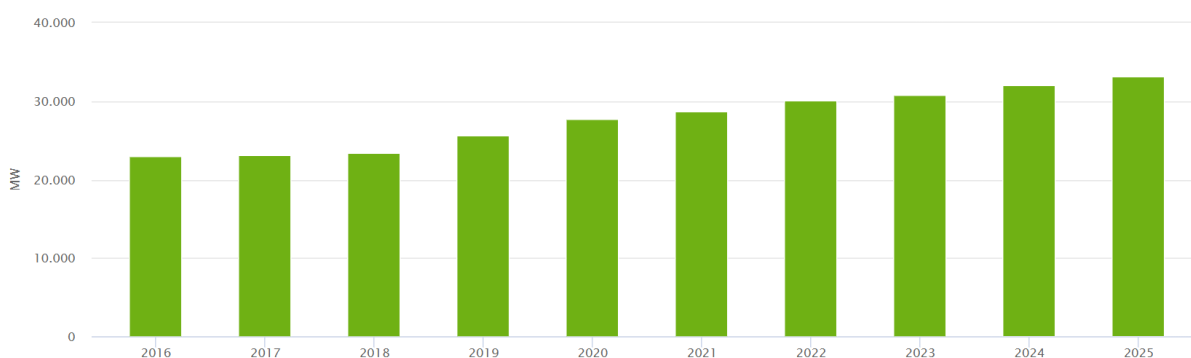


Figura 2. Evolución de potencia eólica instalada (MW). (REE, 2025)

Según los informes del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), la energía eólica se convirtió en 2018 en la primera fuente renovable en términos de

generación eléctrica, reflejando su papel estructural en el mix energético español (IDAE, 2018).

A partir de 2018, la energía solar fotovoltaica tuvo un crecimiento exponencial impulsado por una reducción de costes de casi el 90% desde 2010 y la aprobación de un marco normativo más favorable. La reducción de los costes es consecuencia de la propia evolución de la tecnología, las economías de escala, la demanda global y la reducción del coste de los componentes clave (EAVE, 2024).

Esta situación, ha modificado la estructura competitiva, junto a las grandes empresas eléctricas que históricamente dominaban la generación eléctrica han irrumpido nuevos actores, como fondos de inversión, desarrolladores independientes y empresas internacionales que atraídos por la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos han impulsado la construcción masiva de plantas solares en todo el territorio nacional.

A continuación, se visualiza el crecimiento de la potencia solar fotovoltaica instalada, que pasa de casi 5.000 MW a casi 50.000 MW.

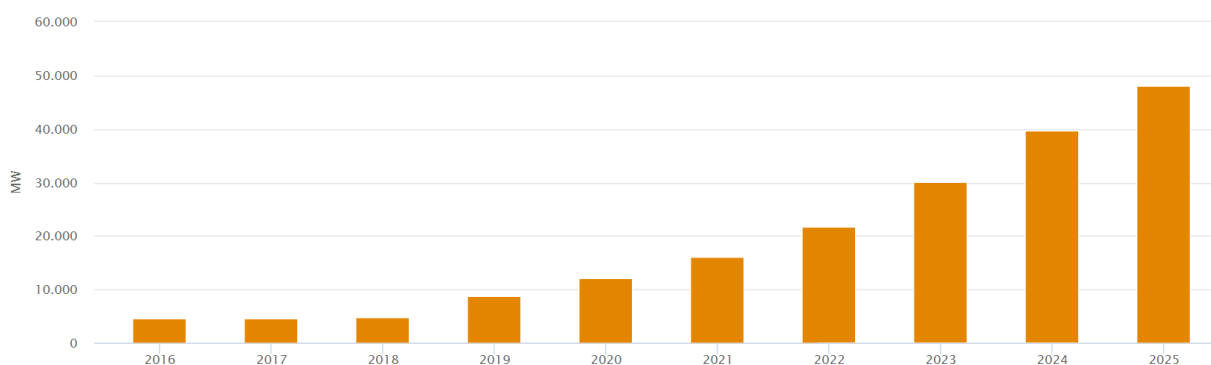


Figura 3. Evolución de potencia solar fotovoltaica instalada (MW). Fuente: REE

En términos de producción, la figura siguiente muestra la evolución de la generación de energía renovable en GWh donde se aprecia el importante incremento de la energía solar fotovoltaica (REE, 2025).

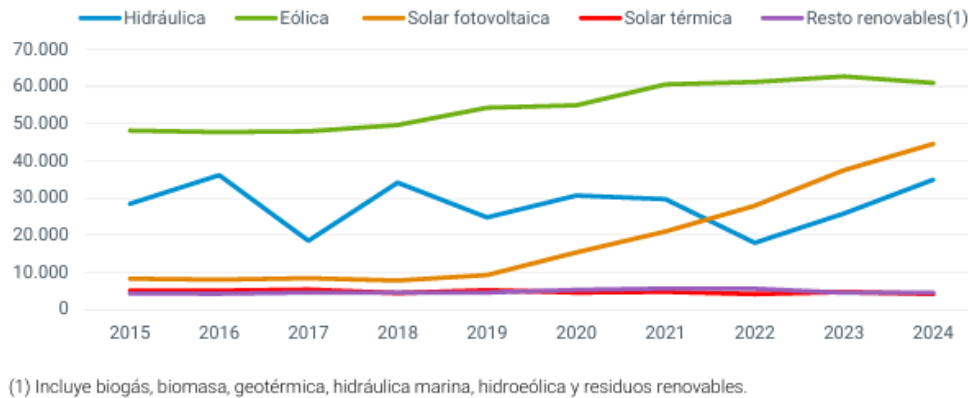


Figura 4. Evolución de la generación de energía renovable en GWh (REE, 2025)

### 2.5.3 La integración de España en los mercados energéticos europeos

El sector de la electricidad en España se **liberalizó el 1 de enero de 1998**. Hasta ese momento el sector funcionaba como un monopolio natural con empresas integradas verticalmente que controlaban generación, transporte, distribución y comercialización, con una planificación nacional que establecía el regulador.

La liberalización se abordó de forma progresiva y supuso la apertura del mercado a otros agentes, la separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y no reguladas (generación y comercialización) y la creación de un mercado mayorista de electricidad. Este mercado fija el precio de la electricidad mediante un mecanismo de casación entre oferta y demanda, basado en un modelo marginalista.

A partir de 2014 se aborda la integración plena en el mercado eléctrico europeo, donde se acoplan los mercados coordinando precios y flujos eléctricos entre países. Actualmente, España opera dentro del Mercado Interior de la Electricidad de la UE con reglas comunes de competencia, operación y precios.

La integración de España en el mercado eléctrico europeo ha favorecido la competencia, pero también, ha aflorado ciertas ineficiencias debidas principalmente a la falta de capacidad de interconexión eléctrica.

## **2.6 Análisis PESTEL del sistema eléctrico español**

Para identificar los factores del entorno que más influyen en esta transición energética, se realiza el análisis PESTEL, que examina los factores políticos, económicos, sociales, tecnológicos, ecológicos y legales que condicionan la evolución del sector.

### **2.6.1 Factores políticos (P)**

El sistema eléctrico español actualmente está muy condicionado por las políticas energéticas y climáticas que se van imponiendo tanto europeas como nacionales con objetivos muy ambiciosos.

España ha incorporado estos compromisos a través del PNIEC 2023–2030, que fija como meta alcanzar un 81% de generación renovable en 2030 y acelerar la electrificación de la economía, y La Ley de Cambio Climático y Transición Energética (2021), que establece que el sistema eléctrico deberá ser 100% renovable en 2050 (BOE, 2021).

Otro factor político que afecta principalmente en el desarrollo de nuevos proyectos renovables es la incertidumbre regulatoria, los cambios normativos frecuentes, retrasos en la planificación de la red y la complejidad administrativa.

Por último, cabe destacar la influencia de la situación geopolítica mundial en la volatilidad de los precios, tanto del gas, que afecta directamente al precio mayorista de la electricidad, como de las materias primas necesarias para los proyectos renovables. Es especialmente relevante el impacto de la guerra en Ucrania y actualmente la guerra de Irán sobre los precios del gas, así como las tensiones geopolíticas surgidas desde la llegada del presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, que han repercutido en la disponibilidad y coste de baterías y paneles solares.

### **2.6.2 Factores económicos (E):**

El PNIEC prevé un importante aumento tanto en la demanda eléctrica como en la generación renovable en línea con las tendencias recogidas por el Banco de España en su boletín económico sobre la evolución del sistema eléctrico español (Banco de

España, 2024).

El **aumento de la demanda eléctrica** está motivado por la electrificación de la industria, el transporte y la edificación, impulsada por la sustitución de calderas de gas por bombas de calor, la expansión del vehículo eléctrico y la electrificación de procesos industriales como los hornos eléctricos o la producción de hidrógeno verde.

La reducción de los costes de las tecnologías renovables y un marco regulatorio favorable ha atraído la **inversión masiva en renovables**, en concreto, parques eólicos, plantas fotovoltaicas, baterías y proyectos de hidrógeno verde.

Además, las ayudas de fondos europeos Next Generation EU han impulsado la inversión renovable en España. Estos fondos son un instrumento financiero de la Unión Europea para impulsar la recuperación económica tras la pandemia y, al mismo tiempo, acelerar la transición ecológica y digital de los estados miembros (Banco de España, 2024).

Por otro lado, el crecimiento renovable ha reducido el **precio mayorista de electricidad**. Según informe del Banco de España, en 2024 las energías renovables han reducido el precio medio de la electricidad hasta un 50% respecto a un escenario sin estas.

Todo ello, conlleva algunos riesgos económicos que las empresas han de considerar:

- La **rentabilidad de las inversiones** en energías renovables se ve afectada negativamente por la “canibalización” de los ingresos. Este fenómeno ocurre porque una alta penetración de renovables reduce el precio del mercado mayorista en las horas de mayor producción renovable, disminuyendo así los ingresos. Por ejemplo, cuando hay una gran generación solar, el precio baja en esos momentos, lo que implica que la energía solar tiene un menor valor precisamente en las horas en que más se produce.
- Reducción de los ingresos por **vertidos renovables** (ENS). En momentos en los que la oferta de renovables es superior a la demanda, aparece un exceso de producción renovable que al no poder ser almacenada se pierde.
- El exceso de generación está motivando en algunas horas **precios cero o**

**incluso negativos.** Los precios negativos se producen cuando los generadores están dispuestos a pagar por producir, bien por tener compromisos adquiridos con clientes o por que el coste de parar en ciertas horas es superior al de producir, caso de las centrales nucleares.

- Necesidad de grandes inversiones en red y almacenamiento.

Un instrumento económico para mitigar estos riesgos es la utilización de los PPA, contratos de electricidad a largo plazo, que permite a los clientes industriales el acceso a energía 100% renovable a precios estables a largo plazo, reducir su exposición a la volatilidad del mercado eléctrico y viabilizar la financiación de nueva capacidad renovable al inversor. La función principal de estos PPA es estabilizar costes y facilitar la inversión (Banco de España, 2024).

### **2.6.3 Factores Sociales (S)**

Las energías renovables están muy aceptadas socialmente, sin embargo, este respaldo no garantiza la aceptación de todos los proyectos. Tal y como señala Orkestra en el informe “Aceptación social de proyectos de energía renovable locales”, la aceptación social depende en gran medida de factores como la información temprana, la claridad en los impactos y la percepción de que los proyectos aportan valor real a la comunidad (Orkestra, 2023).

Adicionalmente, cabe destacar que, la sociedad demanda una transición que sea justa y equitativa, es decir, que no solo contribuya a reducir emisiones, sino que, también genere oportunidades económicas y sociales en los lugares más vulnerables. El PNIEC 2023 subraya esta petición social impulsando el desarrollo local, fomentando el empleo y mejorando la cohesión territorial (Orkestra, 2023).

Paralelamente, se observa un creciente interés ciudadano por participar en el sistema energético mediante el autoconsumo, las comunidades energéticas o modelos cooperativos compartiendo energía. Sin embargo, informes sectoriales como los de APPA Renovables advierten de que persisten barreras administrativas y de tramitación que dificultan la expansión de estas iniciativas, a pesar de su fuerte potencial (APPA, 2024).

Otra preocupación social es la pobreza energética, es decir, que los hogares vulnerables no se queden atrás en la transición y por ello que las políticas impulsen la eficiencia, el acceso a tecnologías limpias y ayudas específicas.

Por último, es importante recalcar que el sector renovable requiere y demandas profesionales formados como técnicos, ingenieros o perfiles digitales lo que dificulta una rápida transición si carecemos de estos (APPA, 2024).

#### **2.6.4 Factores Tecnológico (T)**

La tecnología es imprescindible para integrar grandes volúmenes de renovables en el sistema eléctrico, tecnología necesaria para el desarrollo de las nuevas instalaciones de generación, almacenamiento, redes, y para electrificar la economía.

Los últimos avances tecnológicos han provocado que la energía solar y eólica sean mucho más eficientes, así como menos costosas gracias a paneles tecnológicamente avanzados y aerogeneradores más grandes y precisos. Esto ha aumentado directamente la competitividad de España como país frente a otros.

El almacenamiento energético, especialmente las baterías que han avanzado mucho en los últimos años, junto con el bombeo y el hidrógeno verde, está facilitando la integración de más energías renovables al sistema eléctrico y aumentando su flexibilidad. El reto principal en los próximos años será seguir mejorando estas tecnologías en eficiencia, capacidad y coste para acompañar el rápido crecimiento de la energía eólica y la energía fotovoltaica.

Además, la electrificación de la economía requiere que tecnologías como el vehículo eléctrico y las bombas de calor sean más asequibles para poder popularizarse y competir en el mercado.

#### **2.6.5 Factores Ecológicos (E)**

El calentamiento global es el principal motor de la transición energética, ya que España es uno de los países europeos más vulnerables al aumento de temperaturas, sequías y olas de calor (IPCC, 2023).

La reducción de emisiones es una prioridad ambiental ya que España como país tiene

el deber de cumplir los objetivos climáticos de la UE. Adicionalmente, cabe destacar que el aumento de fenómenos meteorológicos extremos como incendios, sequías o inundaciones están presionando al sistema incrementando la necesidad de construir infraestructuras más sólidas, reforzar redes para una mejor adaptación (Comisión Europea, 2024).

La expansión de proyectos renovables debe estar equilibrada con la protección de la biodiversidad sobre todo en zonas con especies más sensibles y corredores ecológicos (MITECO, 2023).

Por último, cabe destacar que la economía circular se vuelve clave, ya que el reciclaje de paneles solares, baterías y palas eólicas es un desafío ambiental que tiene previsión de crecimiento en los próximos años (MITECO, 2023).

### **2.6.6 Factores Legales (L)**

Como se ha mencionado anteriormente, el marco legal europeo marca en cierta parte el ritmo de la transición energética principalmente a través del Pacto Verde Europeo, el Fit for 55 ya que estas medidas obligan a los estados miembros europeos a contribuir de manera regulada (Comisión Europea, 2024).

En España, la hoja de ruta legal principal que se sigue es el PNIEC 2023-2030 ya que tiene establecidos objetivos renovables, de eficiencia energética y reducción de emisiones, complementado por la Ley 7/2021 de Cambio Climático, que fija el marco jurídico para alcanzar la neutralidad climática (BOE, 2020).

Cabe destacar que el desarrollo de nuevos proyectos renovables en España dependen de cómo se gestionan los permisos de acceso y conexión a la red. El Real Decreto 1183/2020 marca las reglas definiendo los criterios, plazos y el orden de prioridad (BOE, 2020).

La normativa española también incluye la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), un requisito legal obligatorio para autorizar estos proyectos y garantizar que su implantación sea compatible con proteger el territorio y la biodiversidad. Este procedimiento, regulado por la Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental (BOE, 2013).

Todas estas normas se hacen efectivas a través del BOE, que publica los reales

decretos y leyes que regulan el desarrollo de las energías renovables, el autoconsumo, el acceso y conexión a la red o las evaluaciones ambientales, garantizando así su aplicación y seguridad jurídica.

### **2.6.7 Conclusiones del Análisis PESTEL**

Tras analizar los factores del macroentorno con el análisis PESTEL, hemos podido observar que las principales amenazas del sector vienen de la parte política y legislativa. Es un sector que cambia constantemente y, para poder avanzar, necesita políticas muy ágiles que acompañen el ritmo. Actualmente, parece que las decisiones llegan más despacio de lo que el sector necesita, y esa falta de rapidez puede frenar el crecimiento de muchas empresas (Globalsyde, 2025).

En cuanto a las oportunidades, destaca el factor tecnológico ya que la innovación es clave para que las compañías puedan mejorar, ser más eficientes y diferenciarse. El factor ecológico también juega un papel muy positivo debido que la expansión de las energías renovables no solo impulsa al sector, sino que contribuyen a reducir la contaminación y a generar un impacto ambiental beneficioso para la sociedad.

Adicionalmente, informes estratégicos del sector energético señalan que la transición actual está marcada por cambios profundos en el orden energético mundial, donde la innovación, la sostenibilidad y la adaptación regulatoria son claves para la competitividad futura de las empresas (PwC, 2024).

### 3 La problemática actual

Actualmente, los **desajustes entre oferta y demanda** son crecientes, consecuencia del importante **crecimiento de potencia renovable** poco flexible y de una **demanda** prácticamente **estancada**. Esto ha provocado episodios recurrentes en los que la producción solar en horas centrales del día excede ampliamente el consumo.

La figura siguiente muestra la evolución de la demanda eléctrica en España en los últimos 10 años (REE, 2025). Después de 2 años de caídas, se ha producido un incremento del 0,9 % en 2024, hasta alcanzar un valor de casi 250 TWh, aunque queda todavía muy lejos de las demandas pre-COVID. En 2025 la demanda crece un 2,6%, según las previsiones de REE (REE, 2026).

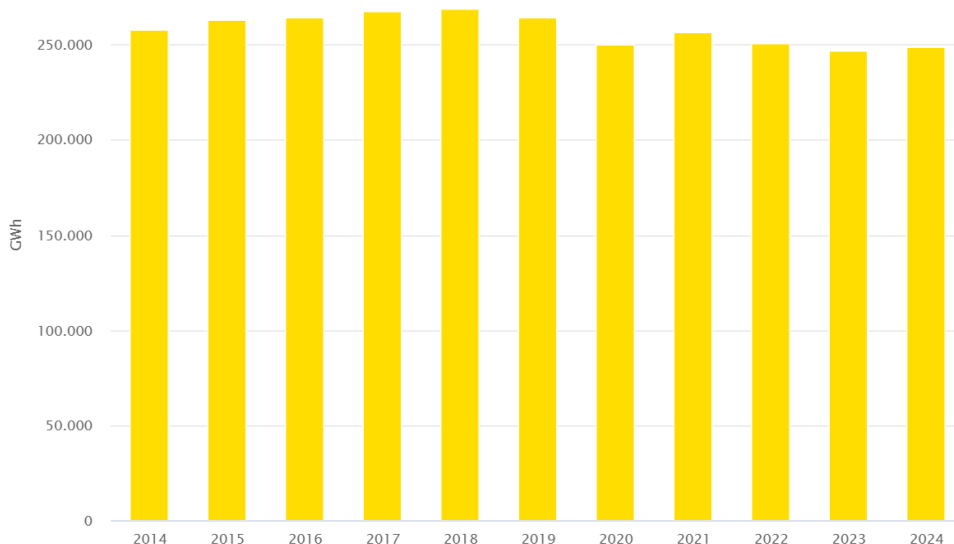


Figura 5. Evolución de la demanda eléctrica nacional (GWh). (REE, 2025)

Esta demanda ha sido cubierta con la producción presentada en la figura siguiente, que muestra la evolución anual del balance de energía eléctrica. En la tabla se puede observar el importante incremento de generación renovable frente a la no renovable, una energía como se ha dicho anteriormente, poco flexible y difícilmente predecible (REE, 2025).

Energías (GWh)	2020	2021	2022	2023	2024	%24/23
Hidráulica	30.632	29.626	17.911	25.765	34.912	36
Eólica	54.906	60.526	61.195	62.672	60.921	- 3
Solar fotovoltaica	15.302	20.981	27.906	37.454	44.520	19
Solar térmica	4.538	4.706	4.123	4.696	4.127	- 12
Otras renovables	5.227	5.621	5.560	4.459	4.519	
<b>Generación renovable</b>	<b>110.605</b>	<b>121.459</b>	<b>116.695</b>	<b>135.046</b>	<b>148.999</b>	<b>10</b>
Nuclear	55.758	54.041	55.934	54.647	52.391	- 4
Ciclo combinado	44.023	44.500	68.137	46.682	35.755	- 23
Carbón	5.021	4.983	7.762	4.006	3.030	- 24
Otras no renovables	33.240	32.378	24.063	23.230	22.072	
<b>Generación no renovable</b>	<b>138.042</b>	<b>135.903</b>	<b>155.897</b>	<b>128.566</b>	<b>113.248</b>	<b>- 12</b>
Turbinación bombeo	2.751	2.649	3.776	5.205	5.459	5
Consumos bombeo	- 4.628	- 4.318	- 6.095	- 8.194	- 8.666	6
Entrega batería				4	9	118
Carga batería				- 5	- 11	113
Saldo almacenamiento	- 1.876	- 1.668	- 2.319	- 2.990	- 3.209	7
Saldo I. internacionales	3.280	852	- 19.802	- 13.957	- 10.227	- 27
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>250.051</b>	<b>256.546</b>	<b>250.471</b>	<b>246.665</b>	<b>248.811</b>	<b>1</b>

Figura 6. Evolución anual del balance de energía eléctrica (GWh) España. (REE, 2025)

Según estimación de Red Eléctrica, la producción procedente de fuentes renovables subiría un 1,6% en 2025 (REE, 2026).

Este desajuste entre la oferta y la demanda ha provocado una **caída de precios en el mercado mayorista**, llegando a ser incluso negativos más de 300 horas, y un aumento significativo de los **vertidos renovables**.

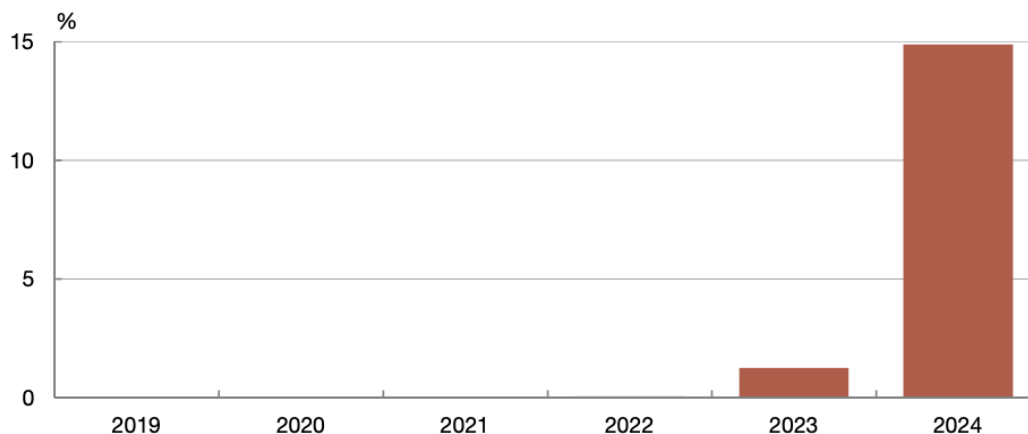
### 3.1 Precios bajos y alta variabilidad en el día

En los últimos años, el mercado eléctrico español ha vivido una transformación consecuencia del crecimiento de la generación renovable, especialmente eólica y fotovoltaica. Estas tecnologías de coste variable casi nulo están desplazando en muchas horas a tecnologías más caras, como los ciclos combinados de gas, que eran las que tradicionalmente fijaban el precio en el mercado mayorista.

Esto ha provocado que el precio mayorista sea mucho **más volátil** y que incluso aparezcan situaciones antes inexistentes, como horas con **precios muy bajos** e incluso **precios cero o negativos**.

Como se muestra en el gráfico de abajo en 2019 no se registraron precios 0 en ninguna ocasión, mientras que en el primer semestre de 2024 ya representó alrededor del 15 % de las horas del año. (Banco de España, 2024).

2.b Porcentaje de horas con precio de la electricidad igual a cero



FUENTE: ENTSO-E.

a El año 2024 está representado hasta el 30 de junio.

Figura 7. Porcentaje de horas con precio de la electricidad igual a cero. (Banco de España, 2024)

Aunque los precios bajos benefician al consumidor final, generan problemas para la **rentabilidad de los proyectos renovables**, la planificación de **inversiones futuras** y la **estabilidad del mercado**. Este fenómeno de **canibalización de precios es uno de los principales retos** del sector.

Además, el crecimiento renovable no solo reduce el precio de la electricidad, sino que también **incrementa su variabilidad a lo largo del día**, ya que la producción cambia por horas (la solar al mediodía, mientras que la eólica suele intensificarse por la noche).

A continuación, se muestra gráficamente la evolución del precio del mercado diario el día 3/3/2026 observándose la importante variabilidad en los precios, con mínimos de casi 0€/MWh hasta un máximo de 106 €/MWh (OMIE, 2026).

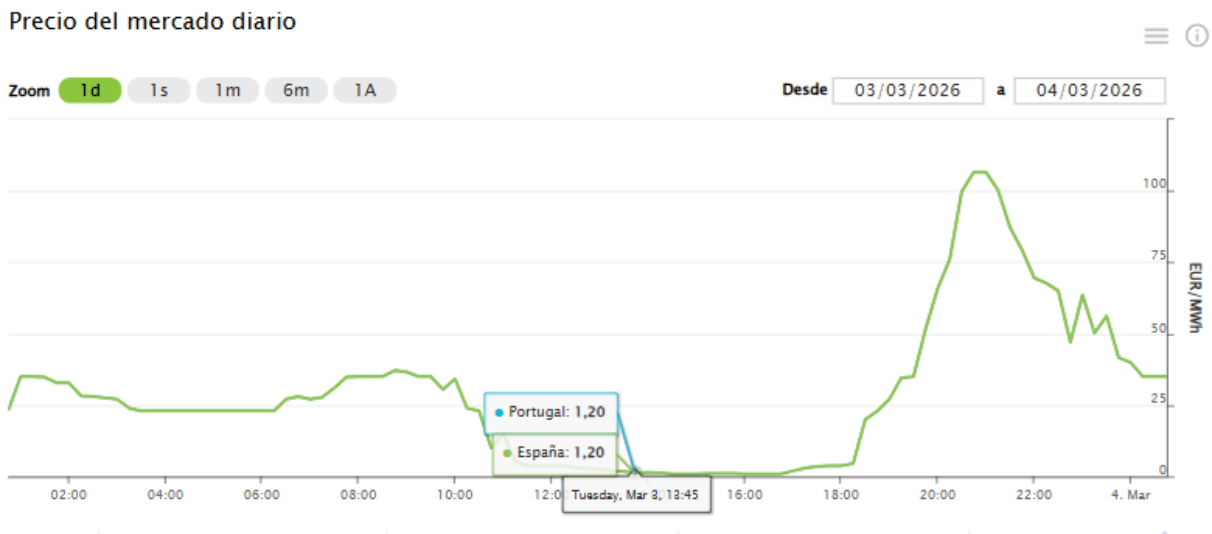


Figura 8. Precio del Mercado Diario 3/3/2026 (OMIE, 2026)

### 3.2 Vertidos de energía renovable

Los vertidos renovables (ENS) son la energía renovable (eólica, solar o hidráulica) que, aun pudiendo producirse, no puede inyectarse a la red por limitaciones técnicas u operativas del sistema eléctrico.

Desde el **punto de vista económico**, los vertidos suponen una **pérdida de energía** de coste muy bajo, **disminuyen el factor de carga** de la instalación, **reducen la rentabilidad de los proyectos** y desincentivan nuevas inversiones.

### 3.3 Escasez de almacenamiento energético

El almacenamiento es clave para equilibrar la oferta y la demanda. Actualmente, en España la capacidad de almacenamiento es insuficiente para gestionar la variabilidad renovable. Aunque el **bombeo hidráulico** aporta estabilidad, el despliegue de **baterías** a gran escala todavía es escaso.

Mientras no haya almacenamiento suficiente, el sistema no podrá desplazar el exceso de energía hacia horas de mayor demanda.

### 3.4 Falta de flexibilidad en la demanda

La generación y el consumo de electricidad en cada instante debe coincidir. Tradicionalmente era la generación la que se adaptaba a la variabilidad demanda. Con el crecimiento de la generación renovable, poco flexible por su dependencia de la variabilidad del viento y el sol, se requiere la participación del consumidor para aportar flexibilidad al sistema.

Además, para posibilitar la integración de dicha demanda en la red es necesario invertir en digitalización.

REE ya dispone de un mecanismo para integrar la demanda en el mercado, el Servicio de **Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)** que aporta flexibilidad al sistema.

El SRAD es un mecanismo que se emplea desde 2022 para promover la participación de la demanda en los servicios de balance y garantizar el equilibrio del sistema. Para prestar este servicio las industrias adquieren el compromiso de estar disponibles para reducir su consumo en aquellas situaciones puntuales en las que Red Eléctrica se lo solicite, a cambio de una remuneración económica (REE, 2025).

### 3.5 Limitaciones de la red eléctrica

La red de transporte y distribución española presenta **limitaciones para integrar el elevado volumen de nuevas plantas renovables**, especialmente en las zonas donde se **concentran** un gran número de plantas.

Estas restricciones de capacidad dificultan la evacuación de energía hacia los principales centros de consumo, complican la integración eficiente de nueva potencia renovable y limitan la posibilidad de exportar excedentes a otros países.

### 3.6 Apagón eléctrico de abril de 2025

Por otra parte, preocupa la inestabilidad en la red eléctrica provocada por el exceso de generación eólica y fotovoltaica, que desplaza a otro tipo de generación síncrona, como los ciclos combinados y la generación nuclear, especialmente desde el **apagón producido en España el 28 de abril de 2025**.

A fecha de este TFG, aunque todavía no se dispone de un informe concluyente sobre las causas raíz y las responsabilidades del apagón, hay informes emitidos por distintos organismos con análisis de este.

A continuación, se citan dos de ellos:

- El informe del Comité de Análisis del Gobierno, presentado en consejo de ministros en junio del 2025, donde indican “el cero eléctrico se produjo por un problema de **sobretensión con un origen multifactorial**: el sistema contaba con una capacidad de control de tensión insuficiente, se produjeron oscilaciones que condicionaron la operación del sistema y se desconectaron instalaciones de generación, en algunos casos de un modo aparentemente indebido” (MITECO, 2025).
- El informe preliminar realizado por los investigadores del IIT, Luis Rouco, Enrique Lobato y Francisco M. Echavarren, donde analizan las causas del apagón. El documento concluye “el apagón fue consecuencia de la combinación de **inestabilidad de tensión** los días previos, **insuficiente generación síncrona** (ciclos combinados y generación nuclear) un insuficiente margen de seguridad frente al **colapso por sobretensión y una red de transporte débil** (IIT, 2025).

En ambos informes se coincide en que el problema **fue la sobretensión motivada por distintos factores**.

### **3.7 Consecuencias económicas y operativas del desequilibrio oferta - demanda**

Como resumen, los efectos negativos que el desequilibrio entre oferta y demanda han provocado, suponen un reto para el sector que es necesario abordar. Como se ha expuesto anteriormente, las principales consecuencias son:

- Reducción de ingresos de los productores renovables.
- Aumento de vertidos y desperdicio de energía limpia.
- Señales de precio que paralizan el crecimiento renovable.
- Mayor volatilidad de precios en el mercado eléctrico.
- Operación del sistema más compleja y en ocasiones reforzada para evitar la inestabilidad de la red.

## 4 El papel de las empresas eléctricas

En este capítulo se analizan las principales empresas eléctricas, su situación y su estrategia. Se han seleccionado los **operadores principales** en base al artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, que los define como aquellas empresas que se sitúan entre las cinco con mayor cuota de mercado dentro de su sector. En diciembre del 2025, la CNMC identificó como operadores principales a **Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP Energías de Portugal y Acciona Energía** (CNMC, 2025).

Cabe destacar que, aunque las 5 empresas operan en el mismo sector, las 4 primeras y Acciona Energía tienen modelos de negocio muy distintos. La diferencia principal es el grado de integración vertical. Mientras Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP operan en toda la cadena de valor eléctrica: generación (renovable y convencional), redes y comercialización, Acciona Energía es un productor independiente de energía renovable (IPP), centrado exclusivamente en generación renovable (eólica, solar, biomasa, hidráulica de pequeña escala), desarrollo y operación de proyectos y venta de energía (PPA, mercado, autoconsumo). No tiene redes, ni comercialización masiva, ni generación convencional (CNMC, 2025).

De esta forma, mientras que las primeras compañías tienen ingresos diversificados, una base regulada muy estable y un perfil de riesgo más equilibrado, el negocio de Acciona Energía depende directamente del precio de la electricidad y de la capacidad de desarrollar proyectos rentables.

A continuación, se presenta la matriz DAFO genérica para las compañías identificadas como operadores principales, señalándose las singularidades específicas de las distintas empresas.

Seguidamente, se analizan los planes estratégicos que han presentado para afrontar los retos futuros.

## 4.1 Análisis DAFO de los operadores principales del sector eléctrico

### 4.1.1 Oportunidades

Las principales oportunidades para las empresas del sector eléctrico son:

- Fuerte **apoyo político y regulatorio** gracias a iniciativas como el Pacto Verde Europeo, la Ley del Clima o el PNIEC, que marcan objetivos claros y financiados para acelerar la transición energética.
- El **crecimiento de la demanda por la electrificación** de la economía abre nuevas oportunidades de negocio al sector (vehículo eléctrico, hidrógeno verde, bombas de calor, etc.).
- La posibilidad del **uso de la inteligencia artificial** y algoritmos avanzados para optimizar la operación, la predicción de generación renovable y la gestión de la demanda.
- El **interés social** por reducir el impacto ambiental favorece la aparición de nuevos modelos energéticos más sostenibles.
- La necesidad de mayores **infraestructuras de red eléctrica**, un negocio regulado y seguro abre oportunidades a las empresas con gran capacidad de inversión.

### 4.1.2 Amenazas

Las principales amenazas que vislumbra el sector son:

- **Inestabilidad geopolítica** que puede comprometer los objetivos climáticos (Estados Unidos propone abandonar el pacto de Paris) y afecta a los precios de las materias primas.
- La **volatilidad en precios** de materias primas y materiales que afecta a los costes de construcción y mantenimiento de infraestructuras renovables.
- La **competencia creciente** y la entrada de nuevos competidores.
- **Canibalización de los precios** del mercado mayorista.
- **Vertidos renovables**, provocado por un exceso de oferta en ciertas horas.

- La **variabilidad climática** también puede considerarse una amenaza ya que estas condiciones afectan directamente a energías como la solar o la eólica.
- Algunos proyectos pueden encontrarse con una **resistencia social** por el impacto ambiental o territorial que este pueda causar.

#### 4.1.3 Fortalezas

A continuación, se muestran las fortalezas principales de las **empresas** eléctricas tradicionales **integradas verticalmente** (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP):

- Disponen de grandes conocimientos y experiencia en el sector eléctrico.
- Son empresas muy consolidadas con **gran capacidad de inversión**.
- **Diversificación de ingresos**: obtienen sus ingresos de distintos negocios (generación, distribución y comercialización), y países pues la mayoría de ellas tienen **presencia internacional**.
- **Mix de generación diversificado**. Disponen de plantas de diferentes tecnologías: nucleares, ciclos combinados, centrales hidroeléctricas, parques eólicos y plantas fotovoltaicas principalmente.
- **Acceso prioritario a redes** y conocimiento regulatorio profundo, dado que pueden utilizar puntos de acceso a la red ya existentes, caso de hibridaciones, por ejemplo.

**Acciona Energía**, empresa que solo participa de la generación renovable tiene como fortalezas:

- Modelo **ágil y especializado** en renovables con costes marginales bajos.
- **Imagen de marca asociada a sostenibilidad**, lo que puede resultar más atractiva para cerrar contratos PPA que viabilicen sus inversiones renovables.
- **Estructura financiera** más ligera y flexible.

#### 4.1.4 Debilidades

Las principales debilidades de las empresas eléctricas son:

- **Necesidad de inversiones muy elevadas**, por ser **tecnologías** aún en desarrollo, como las baterías, o siendo ya maduras, como el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo o la eólica marina muy intensivas en capital.
- Dependencia de los **proyectos de incentivos regulatorios** y **procesos burocráticos complejos**, que en muchos casos ralentizan el desarrollo de los proyectos.
- Adicionalmente, las grandes empresas integradas verticalmente tienen una elevada **exposición regulatoria** en las actividades de distribución y comercialización, y ciertas limitaciones en generación por operadores dominantes.
- Estructuras corporativas **más rígidas, costes fijos elevados y con menor velocidad de adaptación** a los cambios debidos a su estructura y tamaño.

Por otra parte, **Acciona Energía** presenta una elevada **exposición a la volatilidad de ingresos** debido a su fuerte dependencia del precio del mercado mayorista, al **riesgo de canibalización** de precios renovables en determinadas horas y a una **mayor limitación de acceso a la red**.

## 4.2 Matriz DAFO



Figura 9. DAFO. Elaboración propia

## 4.3 Análisis de las estrategias empresariales ante el reto de la flexibilidad

A continuación, se resumen las líneas propuestas para los próximos años por estas empresas en base a sus planes estratégicos:

### 4.3.1 Iberdrola

En la última actualización de su **Plan Estratégico (2025-2028)** presentada a sus accionistas en septiembre de 2025, Iberdrola manifiesta su apuesta por reforzar y modernizar las **redes eléctricas** y seguir **ampliando su capacidad renovable**, especialmente en eólica y solar para dar cobertura al crecimiento de la demanda por los centros de datos, el transporte eléctrico y la electrificación de muchos sectores industriales. Dentro de su expansión internacional pone el foco en países con rating “A” (Iberdrola, 2025).

Su inversión sobre contratos PPA y contratos por diferencias, la basa en cuatro

tecnologías, de las cuales, el 75% de los proyectos se encuentran ya en construcción. El 38% se destinará a la **eólica marina**, en proyectos en Reino Unido y en Alemania; un 24%, **en eólica terrestre** y un 10% a almacenamiento, de los cuales 1.000 millones se destinarán al desarrollo de **baterías** en Australia y en otros países de Europa, y también se invertirá en almacenamiento por **bombeo** en la Península Ibérica y otro 10% a **energía solar**, que se desarrollará principalmente en España, Italia y Australia (Iberdrola, 2025).

Además, Iberdrola reconoce que uno de sus grandes desafíos para los próximos años no es solo seguir instalando renovables, sino aprender a gestionar su variabilidad. Por este motivo, su estrategia incorpora soluciones para hacer el sistema más flexible, como nuevas baterías, más capacidad de bombeo hidroeléctrico, proyectos de hidrógeno verde y una red mucho más digitalizada que permita anticipar y equilibrar mejor la producción y la demanda.

#### 4.3.2 Naturgy

Naturgy en su Plan Estratégico 2025-2027 anuncia su inversión hacia las redes, las energías renovables y el biometano.

En **redes** donde haya marcos regulatorios adecuadamente remunerados, claros y estables. En concreto, dentro de la red de gas en España dirigirá la inversión hacia el despliegue de contadores inteligentes y conexiones de biometano y en la red eléctrica en España hacia la mejora de la calidad de las redes y el suministro de energía (Naturgy, 2025, pág. 32).

En **renovables** las inversiones estarán centradas en repotenciación e hibridación eólica y solar fotovoltaica con baterías (Naturgy, 2025, pág. 32).

En **biometano**, para a partir de materia orgánica capturar metano aprovechando la infraestructura gasista (Naturgy, 2025, pág. 32).

#### 4.3.3 Endesa

Endesa comunica en su plan estratégico 2025-2027, el incremento en la inversión en 9.600 millones, récord histórico de la compañía para abordar los retos de la transición energética (Endesa, 2024).

Los ejes sobre los que sustenta su plan son:

- Impulso de la electrificación limpia con un enfoque centrado en la Península Ibérica.
- Un 42% (4.000 millones) de la inversión se destinará a la **red eléctrica** para atender la creciente demanda de nuevas conexiones, mejorar la calidad del servicio y su digitalización y modernización.
- Un 39% de la inversión lo destinará a activos de generación de mayor valor, reduciendo la exposición solar y centrándose en activos **hidroeléctricos** y **desarrollos eólicos**.
- Foco en la **comercialización** de energía y servicios de valor añadido para recuperar la base de clientes. Busca potenciar la fidelidad de los clientes en mercado libre (Endesa, 2024).

#### 4.3.4 EDP

EDP presentó en el Capital Markets Day 2025 su plan para el 2026-28. Mostró un plan de crecimiento centrado en inversiones en renovables en EE.UU y en redes eléctricas en la Península Ibérica (12.000 millones €), junto con 5.000 millones en rotación de activos para financiar nuevas inversiones. Optimizará su negocio mediante 1.000 millones en desinversiones y mejoras de eficiencia operativa (EDP, 2025).

#### 4.3.5 Acciona Energía

Acciona Energía es una empresa española exclusivamente dedicada a las energías renovables. Forma parte del grupo Acciona, pero opera como compañía independiente. Es una de las mayores compañías 100% renovables del mundo, estando presente en 24 países y con una capacidad instalada de 13,4 GW (Acciona Energía, 2025).

Acciona Energía busca mantener el liderazgo en energía renovable y, al mismo tiempo, enfrentar el gran desafío de hacer que la red eléctrica sea más flexible. Para ello está invirtiendo en nuevas tecnologías de almacenamiento, como baterías, y el

uso de hidrógeno verde, para manejar mejor la variabilidad del viento y el sol. También está incorporando herramientas digitales que les permiten predecir y gestionar la producción de energía de forma más eficiente, adaptándose rápidamente a la demanda.

#### **4.4 Análisis comparativo de los operadores principales**

Todas estas compañías comparten el mismo objetivo de avanzar hacia un sistema energético más limpio, flexible y sin emisiones, aunque cada una aborda esto desde su propia perspectiva.

Iberdrola apuesta por una visión global y fuertes inversiones en redes inteligentes. Naturgy busca un camino más equilibrado, sin abandonar el gas. Endesa pone el foco en redes y en la comercialización, para fidelizar a sus clientes. EDP en la rotación de activos para financiar nuevas inversiones en redes y eficiencia operativa; y Acciona apuesta por la innovación y proyectos que combinan distintas energías.

Esta variedad de enfoques refleja lo complejo que es el sistema eléctrico actual y cómo se necesitan diferentes estrategias que, trabajando juntas, aseguren un suministro de energía estable, fiable y sostenible para España.

## **5 Soluciones para un sistema energético más flexible**

La transición energética necesita un rediseño parcial del mercado que reconozca el valor de la flexibilidad, la firmeza y los servicios de red. Mecanismos como la hibridación renovable-almacenamiento, los mercados de capacidad, los contratos a largo plazo (PPAs) y la integración de nuevas cargas flexibles como los centros de datos, capaces de adaptar su consumo a señales horarias de precio pueden contribuir a mitigar la canibalización y mejorar la estabilidad del sistema.

### **5.1 Aportar flexibilidad al sistema**

Como se ha visto en el análisis de la problemática existente, el sistema requiere flexibilidad para ajustar la oferta a la demanda en cada instante considerando que la energía renovable, dependiente del sol y el viento no la puede aportar.

La flexibilidad se puede aportar desde el lado de la demanda, haciendo participes a los consumidores para que ajusten su consumo a la generación disponible en cada momento, o desde el lado de la oferta, de la generación, a través del almacenamiento, de forma que el exceso de energía en ciertas horas se pueda almacenar para ser usada en horas de menor disponibilidad de generación.

#### **5.1.1 Flexibilidad en la demanda y participación del consumidor**

Los servicios para aportar flexibilidad al sistema por parte de la demanda deben ser retribuidos. Por otro lado, para que cada vez más consumidores puedan aportarlos es necesario disponer de sistemas digitales que le permitan a Red Eléctrica activarlos.

Actualmente, la demanda empieza a aportar flexibilidad a través del servicio SRAD (Servicio de Respuesta Activa de la Demanda), pero se debe seguir creciendo en este sentido. El SRAD, es un servicio, voluntario y retribuido que permite a Red Eléctrica paralizar la actividad de las plantas industriales que resultaron adjudicadas de este servicio para mantener el equilibrio entre generación y demanda. El servicio se adjudica a través de subastas organizadas por Red Eléctrica, la última para el primer semestre del 2026.

Red Eléctrica ha publicado que el sistema eléctrico peninsular contará de enero a

junio de 2026 con 1725 MW de respuesta activa de la demanda. Esta cantidad se ha incrementado un 50 % respecto a la de 2025 y supone el 74% de la capacidad requerida para el primer semestre de 2026, que ha sido de 2.339 MW, volumen similar al solicitado en la subasta del pasado año (REE, 2025).

### **5.1.2 Almacenamiento energético: baterías y bombeo hidráulico**

Asimismo, se puede aportar flexibilidad al sistema desde el lado de la oferta, a través del almacenamiento.

El almacenamiento, mediante baterías o centrales de bombeo hidroeléctrico, es fundamental para desplazar energía desde horas de exceso a horas de escasez. Esto evitará vertidos y ayudará a estabilizar el precio mayorista.

## **5.2 Electrificación de la economía (transporte, industria y vivienda)**

La electrificación de la industria, el transporte y la edificación, a través de bombas de calor, hornos o vehículos eléctricos es el camino para aumentar la demanda eléctrica y absorber la mayor producción renovable.

## **5.3 Los centros de datos**

Los centros de datos están evolucionando desde ser grandes demandantes de electricidad hacia convertirse en “**hubs energéticos**” capaces de apoyar la transición energética.

Los centros de datos se vislumbran como **consumidores flexibles**, capaces de modular su demanda en función de la disponibilidad de energía renovable. Además, su instalación **cerca de proyectos renovables** (solar, eólica), **reduce la presión sobre la red** y facilita el uso directo de energía limpia.

Por último, es crítico avanzar **en la eficiencia energética** de estos centros de datos ya que la demanda eléctrica de los mismos podría más que duplicarse hacia 2030, impulsada por IA y computación acelerada.

## 6 Caso práctico: Análisis de rentabilidad de inversión en planta fotovoltaica con batería

A continuación, se profundiza en una de las soluciones citadas anteriormente para aportar flexibilidad al sistema eléctrico español ante el exceso de oferta renovable.

Se analiza el caso de un **inversor** que plantea la construcción de una **planta fotovoltaica hibridada con una batería de almacenamiento**. Este diseño permite desplazar parte de la producción de electricidad desde las horas centrales del día donde la generación renovable es mayor y los precios son bajos a horas de mayor demanda y por tanto, mayor precio. Asimismo, esta situación evita vertidos de energía en los momentos en los que no es posible suministrar la energía.

La opción de instalar baterías aprovechando la conexión a red de una planta fotovoltaica ya existente se plantea como una solución para mejorar la rentabilidad de los proyectos, al capturar precios más altos y optimizar el uso del punto de conexión.

En este trabajo se analiza, de forma simplificada, la viabilidad de la inversión para una empresa ficticia del desarrollo de una planta fotovoltaica hibridada con batería, así como el precio al que debe vender la electricidad generada para que el proyecto sea rentable.

Con el objetivo de minimizar el riesgo de precio de la electricidad, el inversor propone vender la electricidad generada por la planta a través de un contrato de venta a largo plazo, o PPA (Power Purchase Agreement) a precio fijo. Este tipo de contratos son un instrumento clave para financiar proyectos renovables, al asegurar ingresos estables.

### 6.1.1 Supuestos del proyecto

Se consideran los siguientes datos para el proyecto de hibridación de una planta fotovoltaica con una batería:

- Planta fotovoltaica (FV) + batería (BAT).
- Potencia de la planta fotovoltaica:  $P_{FV} = 50$  MW. Es la “potencia máxima” que puede generar la planta.

- Capacidad de la batería:  $E_{BAT} = 25$  MWh. Representa la cantidad de energía que puede almacenar la batería.
- Factor de carga FV en torno al 25%, 2.000 h/año de funcionamiento.
- Producción anual FV:

Se estima un factor de carga en torno al 25%, que representa un funcionamiento de 2.000 h/año.

La producción anual FV se obtiene de multiplicar la potencia FV  $\times$  las horas

$$E = 50 \text{ MW} \times 2.000 \text{ h} = 100.000 \text{ MWh/año.}$$

- Energía que la batería puede almacenar y desplazar en un año:  
Si la usamos una vez al día y funcionan 365 días, la energía que puede almacenar y luego vender es:

$$E_{BAT} = 25 \text{ MWh} \times 365 = 9.125 \text{ MWh/año.}$$

Con objeto de simplificar los cálculos se considera un 10% de la producción anual de la planta fotovoltaica.

$$E_{BAT} = 0,10 * E = 0,10 * 100.000 \text{ MWh} = 10.000 \text{ MWh/año.}$$

- Coste de la inversión (CAPEX) = 30 M€ la FV + 10 M€ la BAT = 40 M€.
- CAPEX total: 40 M€.
- Costos anuales de operación y mantenimiento (OPEX): se estima en 10 € por MWh producida.

$$C_{O\&M} = 10 \text{ €/MWh} * E = 1.000.000 \text{ MWh/año} = 1 \text{ M€/año} = \text{OPEX.}$$

- Vida útil del proyecto: 15 años.
- Tasa de descuento:  $r = 7\%$ . Es el “coste del dinero” o lo que se espera ganar con la inversión. Incluye el riesgo del activo, el coste de oportunidad del capital y la inflación.

### 6.1.2 Cálculos

Se busca obtener el precio de venta mínimo al que hay que vender la electricidad generada por el proyecto para garantizar recuperar la inversión y cumplir con una tasa mínima de rentabilidad (en este caso, una tasa de descuento del 7%). Para ello, se iguala el Valor Actual Neto (VAN) a cero, y se obtiene el precio mínimo. Este análisis es fundamental para tomar decisiones de inversión en activos.

**VAN del proyecto**, se obtiene con la fórmula siguiente:

$$VAN = -CAPEX + \sum_{T=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

$$0 = -CAPEX + \sum_{T=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

$$CAPEX = \sum_{T=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

**Factor de anualidad A:** Este factor nos ayuda a relacionar la inversión inicial con cuánto tenemos que “ganar” cada año para recuperar ese dinero en 15 años con un interés o tasa del 7%.

$$Factor\ de\ anualidad\ (A) = \frac{r}{1 - (1+r)^{-N}} = \frac{0.07}{1 - (1,07)^{-15}} \approx 0.1097$$

La anualidad, obtenida multiplicando el factor de anualidad por el CAPEX, nos permite convertir una inversión realizada hoy (CAPEX) en un coste equivalente anual, teniendo en cuenta la vida útil y la tasa de descuento, es decir, transforma un pago único realizado hoy (CAPEX) en una serie de pagos iguales cada año durante la vida del proyecto.

**Anualidad o Flujo de caja anual necesario para amortizar la inversión:** (Al multiplicar el coste total de inversión por este factor se determina cuánto dinero se obtendrá cada año para recuperar la inversión:

$$FC = CAPEX \times A = 40.000.000 \times 0,1097 = 4.388.000 \text{ €}$$

Esto quiere decir que la inversión debe generar cada año 4.388.000 euros para pagar la inversión.

A continuación, se calcula el **precio mínimo del PPA P:**

Los ingresos anuales por venta de energía son la energía por el precio - OPEX:

$$FC = E \times P - OPEX$$

Despejando el precio  $P$ :

$$P = \frac{FC + OPEX}{E}$$

$$P = \frac{FC + OPEX}{E} = \frac{4.388.000 + 1.000.000}{100.000} \approx \mathbf{53,88 \text{ €/MWh}}$$

### 6.1.3 Interpretación

El precio mínimo del PPA para que el proyecto de la planta fotovoltaica y la batería sea rentable, es decir, para que tenga un VAN igual a cero con una tasa de descuento del 7%, es **53,88 €/MWh**.

Este valor indica que, si la empresa asegura un contrato de compraventa a ese precio o superior, recuperará la inversión y obtendrá una rentabilidad adecuada. Por debajo de ese precio, el proyecto no sería viable financieramente con los parámetros asumidos.

Como se ve en el caso práctico el disponer de la batería no afecta considerablemente al cálculo de ingresos dado que se está vendiendo la electricidad a través de un PPA

a precio fijo, pero el consumidor puede estar interesado en pagar la prima asociada al sobrecoste por la instalación de la batería por la flexibilidad obtenida por esta.

Esta metodología simple permite evaluar rápidamente la viabilidad económica de proyectos, y a partir de aquí se pueden realizar análisis de sensibilidad o ajustar parámetros para casos más complejos.

En el caso práctico que hemos desarrollado, el precio mínimo calculado para que una planta fotovoltaica con batería sea rentable ronda los 54 €/MWh. Este valor es totalmente realista y refleja lo que se necesita para cubrir la inversión, los costes operativos y asegurar una rentabilidad adecuada.

Comparando con el **precio medio de electricidad** del mercado diario publicado por OMIE para el año 2025 de **65,52 €/MWh** (OMIE, Principales resultados del mercado eléctrico 2025, 2026), es posible que el inversor encuentre una contraparte dispuesta a adquirir la electricidad producida por su proyecto, no solo por el precio sino por la posibilidad de disponer de un mayor número de horas donde disponer de electricidad por la batería.



Figura 10. Precio medio diario (OMIE, Principales resultados del mercado eléctrico 2025, 2026)

El gráfico siguiente muestra la variabilidad de los precios a lo largo del año con lo que un contrato a precio fijo a largo plazo proporcionará al consumidor estabilidad en los precios de la electricidad.



*Figura 11. Evolución del precio del mercado diario (OMIE, Principales resultados del mercado eléctrico 2025, 2026)*

Sin embargo, como ya hemos mencionado en otras partes de este trabajo, en la realidad del mercado eléctrico actual, la situación es un poco más complicada. La abundancia de energía renovable en ciertas horas del día provoca que los precios bajen considerablemente, llegando incluso a valores cercanos a cero o negativos. Este fenómeno dificulta que los inversores encuentren compradores dispuestos a firmar contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPAs) a precios que aseguren la viabilidad financiera de los proyectos.

No obstante, este proyecto puede resultar interesante para un consumidor que requiera mayor flexibilidad asumiendo una prima por dicha flexibilidad.

## 7 CONCLUSIONES

Como conclusiones principales hay que destacar el potencial de España para liderar la transición energética, pero requiere de una regulación estable, la participación de todos los agentes (generadores, demanda y red eléctrica) y la incorporación de soluciones tecnológicas.

### 7.1 Principales hallazgos

El rápido crecimiento de las energías renovables en España ha generado un escenario con frecuentes episodios de **exceso de oferta**, especialmente en las horas de sol, lo que provoca **vertidos de energía** y **caída del precio mayorista**, incluyendo horas con precios negativos. Este fenómeno de canibalización de precios reduce la rentabilidad de los proyectos renovables y tensiona el diseño del mercado marginalista que no fue pensado para tecnologías de coste marginal tan bajo.

Además, el crecimiento de la energía renovable está provocando **inestabilidad de la red**, provocando máxima preocupación tras el **apagón del 28 de abril de 2025**.

Ante esta situación, el sistema eléctrico español necesita **incorporar mayor flexibilidad**, tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta. El almacenamiento, mediante baterías o bombeo hidroeléctrico, es esencial para desplazar energía desde horas de exceso a horas de escasez. Además, esto estabilizará los precios.

Además, la **electrificación** de la industria, el transporte y la edificación, a través de bombas de calor, hornos o vehículos eléctricos ayudará a aumentar la demanda eléctrica y absorber mayor producción renovable.

En conclusión, la transición energética necesita un rediseño parcial del mercado que reconozca el valor de la flexibilidad, la firmeza y los servicios de red. Mecanismos como la **hibridación renovable-almacenamiento**, los **mercados de capacidad**, los **contratos a largo plazo** (PPAs) y la integración de nuevas cargas flexibles como los **centros de datos**, capaces de adaptar su consumo a señales horarias de precio pueden contribuir a mitigar la canibalización y mejorar la estabilidad del sistema.

## 7.2 Recomendaciones y propuestas

El desafío que actualmente afronta el sector no es instalar más capacidad, sino alinear temporalmente generación y consumo mediante flexibilidad, almacenamiento y electrificación.

Mantener el **crecimiento renovable** solo es posible si se sostiene en la **demanda** y para el crecimiento de la demanda es imprescindible **el desarrollo de redes**, por tanto, **acelerar las inversiones en la red** de transporte y distribución es imprescindible para permitir la electrificación.

AELEC ha publicado que en 2025 se han solicitado en torno a 40 GW de acceso y conexión a la red, de los cuales solo el 12% se ha concedido, el 22% está en tramitación y el 66% restante no ha sido atendido (AELEC, 2025).

Por otra parte, las inversiones por parte de REE en la red de transporte se están retrasando, y en este sentido, las grandes eléctricas han solicitado a través de AELEC **abrir a las distribuidoras las inversiones en la red de transportes** (El Periodico de la Energía, 2026).

Para que las empresas inviertan en la red eléctrica es necesario un **marco regulatorio y retributivo claro y estable** que incentive las inversiones y asegure su recuperación.

**Impulsar la participación de todos los agentes** en los servicios de la operación del sistema mediante mecanismos competitivos de mercado. Esto hará más eficiente la transición energética.

Un ejemplo, es la participación de los grandes consumidores de energía en el servicio de control de tensión. Así, los consumidores interesados se comprometen a consumir energía reactiva sobrante del sistema (evitando la sobretensión) a cambio de una compensación económica. Para ello, la CNMC impulsa proyectos piloto (CNMC, 2026).

### **7.3 Limitaciones y futuras líneas de investigación**

El desafío que afronta el sector eléctrico actualmente abre múltiples líneas de investigación. A continuación, se han seleccionado varios temas de los 20 temas clave propuestos por PwC junto a El Periódico de la Energía para realizar el Informe las 10 claves para el sector energético en 2026, siendo cualquiera de ellos de interés para futuras líneas de investigación (El Periodico de la Energia, 2026):

- Movilidad eléctrica. Evolución, penetración y perspectivas de desarrollo a 2030.
- Almacenamiento energético. Cumplimiento de objetivos a 2030, integración con plantas de energía renovable, etc.
- Complejidad en la operación de la red derivado de la integración de renovables.
- Las consecuencias del apagón. Judicialización entre implicados.
- Data Centers: modernización de la red eléctrica para atraer inversión en España.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

- AccionaEnergía. (2025). Obtenido de Web Acciona Energía: <https://www.acciona-energia.com/es>
- AELEC. (2025). Obtenido de La falta de red frena la reindustrialización: <https://aelec.es/la-falta-de-red-frena-la-reindustrializacion-y-la-vivienda-en-espana/>
- APPA. (2024). Obtenido de Informe Anual Renovables año 2024 sector electrico y gasista: <https://www.appa.es/regulaciones/appa-informe-anual-energias-renovables-ano-2024-sector-electrico-y-gasista/informeannual/>
- Banco de España. (2024). Obtenido de El impacto de las renovables sobre el precio mayorista de la electricidad: <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/24/T3/Fich/be2403-art09.pdf>
- Banco de España. (2024). Obtenido de Impacto de las energías renovables sobre el precio mayorista de la electricidad: <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/24/T3/Fich/be2403-art09.pdf>
- BOE. (2013). Obtenido de Evaluación ambiental: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913>
- BOE. (2020). Obtenido de Acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>
- BOE. (2021). Obtenido de Ley de Cambio Climático y Transición Energética: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8447>
- BOE. (2021). Obtenido de Ley de cambio climático y transición energética: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-8447&p=20251204&tn=0>
- CNMC. (s.f.). Obtenido de La organización del sector eléctrico: [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Energia/Consumidores/2.%20Organizaci%C3%B3n%20del%20sistema%20el%C3%A9ctrico.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consumidores/2.%20Organizaci%C3%B3n%20del%20sistema%20el%C3%A9ctrico.pdf)

- CNMC. (2024). Obtenido de Web. Mercado minorista de electricidad: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde03124>
- CNMC. (2025). Obtenido de Nota de prensa. Operadores principales dominantes energía 20251229: <https://www.cnmc.es/prensa/operadores-principales-dominantes-energia-20251229>
- CNMC. (2026). Obtenido de La CNMC impulsa varios proyectos piloto para que las empresas y fábricas participen en el control dinámico de la tensión eléctrica: <https://www.cnmc.es/prensa/proyectos-control-tension-electrica-20260204>
- Comisión Europea. (2024). Obtenido de El Pacto Verde Europeo: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es)
- Consejo de la Unión Europea. (s.f.). Obtenido de fit for 55: <https://www.consilium.europa.eu/es/policias/fit-for-55/>
- EAVE. (2024). Obtenido de Disminución del coste de la energía fotovoltaica: <https://eave.es/blog/por-que-ha-disminuido-un-90-el-coste-de-la-energia-fotovoltaica-en-la-ultima-decada/>
- EDP. (2025). Obtenido de CMD 2025 EDP: [https://edp.com/sites/default/files/document/2025-11/BP26-28\\_EDP\\_CMD.pdf](https://edp.com/sites/default/files/document/2025-11/BP26-28_EDP_CMD.pdf)
- El Periódico de la Energía. (2025). Obtenido de España se despide del carbón 140 años después: <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-se-prepara-para-abandonar-el-carbon-xx-anos-despues/>
- El Periodico de la Energia. (2026). Obtenido de Web. PwC y El Periódico de la Energía lanzan el Informe las 10 claves para el sector energético en 2026: <https://elperiodicodelaenergia.com/pwc-y-el-periodico-de-la-energia-lanzan-el-informe-las-10-claves-para-el-sector-energetico-en-2026>
- El Periodico de la Energía. (2026). Obtenido de Redacción. Las grandes eléctricas piden abrir las inversiones en la red de transporte a distribuidores para acelerarlas: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-grandes-electricas-piden-abrir-las-inversiones-en-la-red-de-transporte-a-distribuidores-para-acelerarlas/>

- Endesa. (2024). Obtenido de Plan Estratégico 2025-2027 Endesa:  
<https://www.endesa.com/es/sobre-endesa/estrategia>
- Energynews Oscar Sanchez Diaz. (2025). Obtenido de Web. Estancamiento del sector renovable: <https://www.energynews.es/estancamiento-del-sector-renovable-causas-y-soluciones-urgentes/>
- Globalsyde. (2025). Obtenido de Demanda eléctrica en España 2030: <https://globalsyde.com/blog/demanda-electrica-en-espana-evolucion-2030/>
- Iberdrola. (s.f.). Obtenido de ¿Qué es la transición energética?: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestro-sector/electrificacion/transicion-energetica>
- Iberdrola. (2025). Obtenido de Actualización Plan Estratégico 2025-2028 Iberdrola: <https://www.iberdrola.com/documents/20125/5444322/CMD25-actualizacion-plan-estrategico.pdf>
- IDAE. (2018). Obtenido de Memoria IDAE 2018.: [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/idae\\_memoria-anual-2018.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/idae_memoria-anual-2018.pdf)
- IEA. (2023). Obtenido de Perspectivas Energéticas Mundiales 2023: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- IIT. (2025). Obtenido de Informe. Informe causas del apagón: <https://www.comillas.edu/noticias/el-iit-presenta-un-informe-preliminar-que-analiza-las-causas-del-apagon-del-pasado-mes-de-abril/>
- IPCC. (2023). Obtenido de Informe de Evaluación: <https://apps.ipcc.ch/outreach/documents/703/1689183149.pdf>
- MITECO. (s.f.). Obtenido de Web. La Unión Europea en la lucha contra el cambio climático: [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea.html#el-marco-2030-de-energia-y-clima-y-el-objetivo-55-\\_fit-for-55\\_](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea.html#el-marco-2030-de-energia-y-clima-y-el-objetivo-55-_fit-for-55_)
- MITECO. (s.f.). Obtenido de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC

- 2023-2030): <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- MITECO. (s.f.). Obtenido de Estructura del sector eléctrico: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/sector-electrico.html>
- MITECO. (s.f.). Obtenido de Marco estratégico de Energía y Clima: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/marco-estrategico-energia-clima.html>
- MITECO. (2023). Obtenido de Perfil ambiental de España: [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/servicios/informacion/pae/PAE\\_2023\\_InformeResumen\\_v2.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/servicios/informacion/pae/PAE_2023_InformeResumen_v2.pdf)
- MITECO. (2025). Obtenido de Informe. Informe del Comité de análisis del cero eléctrico: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2025/junio/se-presenta-el-informe-del-comite-de-analisis-de-la-crisis-elect.html>
- Naciones Unidas. (s.f.). Obtenido de El Acuerdo de París: <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- Naturgy. (2025). Obtenido de Plan Estratégico 2025-2027 Naturgy: [https://stportalcorporativo.blob.core.windows.net/uploads/2025/02/Naturgy\\_FY24-Results\\_Strategic-Plan-2025-27\\_ok.pdf](https://stportalcorporativo.blob.core.windows.net/uploads/2025/02/Naturgy_FY24-Results_Strategic-Plan-2025-27_ok.pdf)
- OMIE. (2026). *Precios y volúmenes para el 3 de Marzo de 2026*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/spot-hoy>
- OMIE. (2026). *Principales resultados del mercado eléctrico 2025*. [https://www.omie.es/sites/default/files/2026-01/omie\\_resultados\\_mercado\\_2025\\_es.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2026-01/omie_resultados_mercado_2025_es.pdf).
- Orkestra. (2023). Obtenido de ACEPTACIÓN SOCIAL: <https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/230063-Aceptacion-social-proyectos-energia-renovable-locales.pdf?utm>
- PwC. (2024). Obtenido de Así está cambiando el orden energético mundial:

<https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/cambio-orden-energetico-mundial.html>

REE. (2025). Obtenido de Evolución potencia eólica: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento>

REE. (2025). Obtenido de Informe Renovables 2024: [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe\\_Renovables\\_2024.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf)

REE. (2025). Obtenido de Evolución de la demanda: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/demanda/evolucion-demanda>

REE. (2025). Obtenido de Servicio SRAD: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/11/el-sistema-electrico-peninsular-contara-de-enero-a-junio-con-1725-MW-respuesta-activa-demanda>

REE. (2026). *Nota de prensa de Red Eléctrica con previsión de cierre 2025*. Obtenido de file:///C:/Users/vmoli/Downloads/1912-np-datos-cierre-2025.pdf

REPSOL. (2025). Obtenido de Cómo funciona el mercado eléctrico español: <https://www.repsol.es/particulares/asesoramiento-consumo/como-funciona-el-mercado-electrico-espanol/>