

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

**Transición energética en España: participación
de las renovables en el sistema eléctrico y
prospectiva a 2030**

Autor: José Enrique León Romero

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández

Paula Páramo Balsa

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Trabajo Fin de Carrera
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Transición energética en España: participación de las renovables en el sistema eléctrico y prospectiva a 2030

Autor:

José Enrique León Romero

Tutores:

Juan Manuel Roldán Fernández

Paula Páramo Balsa

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Carrera: Transición energética en España: participación de las renovables en el sistema eléctrico y prospectiva a 2030

Autor: José Enrique León Romero

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

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

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Sevilla, 2024

A mi familia

A mis amigos

A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi familia y en especial, a mis padres y mi hermano. Su amor y apoyo incondicional han sido mi mayor fortaleza en cada paso que di en esta etapa. Mis logros no serían posibles sin su comprensión, paciencia y aliento inquebrantable. Cada éxito que alcanzo les pertenece tanto como a mí.

A mi pareja, quien ha sido un pilar fundamental en este camino. Conocerme fue un regalo inesperado que la carrera me brindó, fue como si el destino estuviera confirmando que este camino era el correcto para mí. Tu amor, apoyo y comprensión han sido mi mayor motivación durante esta etapa. Gracias por estar siempre a mi lado y por ser mi fuente constante de inspiración. Juntos, hemos enfrentado desafíos y celebrado logros, y sé que seguirás siendo mi compañera de vida en los desafíos que están por venir. Te amo profundamente y te estaré eternamente agradecido por todo lo que compartimos.

A mis amigos, tanto los de toda la vida como aquellos que he conocido en la universidad. Ellos han sido mi segunda familia, llenando mis días de risas compartidas, momentos de fortaleza y un respaldo total. Gracias por hacerme recordar que la verdadera belleza del camino radica en los corazones que encontramos en él, y que cada paso se vuelve más llevadero y gratificante cuando se camina acompañado, sobre todo de personas como vosotros.

Me gustaría también honrar a aquellos que, aunque ya no están físicamente a mi lado, siguen vivos en mi corazón y en mi recuerdo. Su influencia y amor siguen guiando mis pasos y les estaré eternamente agradecido por el impacto que tuvieron en mi vida.

A mis profesores y en especial a mi tutor Juan Manuel Roldán. Su dedicación, sabiduría y orientación fueron fundamentales en mi camino académico, guiándome con paciencia y alentándome a alcanzar mis metas.

José Enrique León Romero

Sevilla, 2024

Resumen

Este trabajo de fin de grado tiene una doble finalidad: analizar el contexto actual de las energías renovables y su marco normativo, y evaluar la viabilidad económica de la transición energética y los objetivos nacionales para 2030.

Por un lado, se enfoca en el proceso de integración de energías renovables en los mercados eléctricos y servicios auxiliares, explorando en detalle el estado actual del sistema eléctrico y del mercado, así como las normativas pertinentes que regulan este proceso. Se examinan los desafíos y barreras que enfrenta esta transición hacia una matriz energética más sostenible.

Por otro lado, se investigan y analizan las tecnologías emergentes y las soluciones innovadoras que podrían facilitar la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos, tales como sistemas de almacenamiento de energía, redes inteligentes (smart grids) y tecnologías de gestión de la demanda.

Un aspecto fundamental del proyecto es la realización de una simulación que proyecta la evolución del sistema eléctrico, los costos asociados y las emisiones de gases de efecto invernadero desde el año 2021 hasta escenarios futuros, incluyendo tanto el escenario tendencial como el objetivo establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el año 2030.

El objetivo principal de este proyecto es proporcionar una comprensión profunda de los aspectos técnicos, económicos y regulatorios relacionados con la integración de energías renovables en los mercados eléctricos, con el fin de identificar las estrategias más efectivas para promover una transición energética exitosa hacia la sostenibilidad.

Abstract

This final degree project has a dual purpose: to analyze the current context of renewable energies and their regulatory framework, and to assess the economic viability of the energy transition and the national targets for 2030.

On the one hand, it focuses on the process of integrating renewable energies into electricity markets and ancillary services, exploring in detail the current state of the electrical system and market, as well as the relevant regulations governing this process. The challenges and barriers faced in this transition towards a more sustainable energy matrix are examined.

On the other hand, emerging technologies and innovative solutions that could facilitate the integration of renewable energies into electrical systems are investigated and analyzed, such as energy storage systems, smart grids, and demand management technologies.

A fundamental aspect of the project is the simulation that projects the evolution of the electrical system, the associated costs, and greenhouse gas emissions from the year 2021 to future scenarios, including both the trend scenario and the target established in the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) for the year 2030.

The main objective of this project is to provide a deep understanding of the technical, economic, and regulatory aspects related to the integration of renewable energies into electricity markets, in order to identify the most effective strategies to promote a successful energy transition towards sustainability.

Índice

Agradecimientos	i
Resumen	ii
Abstract	iii
Índice	iv
Índice de Tablas	vi
Índice de Figuras	vii
1 Introducción	1
1.1. <i>Contextualización del tema</i>	1
1.1.1 Definición del contexto actual de la energía renovable	1
1.1.2 Importancia de las fuentes de energía renovable en la transición energética global.....	3
1.2. <i>Justificación</i>	5
1.2.1. Relevancia de las renovables en los mercados eléctricos.....	5
1.2.2. Necesidad de comprender su papel en los servicios auxiliares para garantizar la estabilidad del sistema. 7	
2 Desarrollo y tendencias de las energías renovables	9
2.1. <i>Avances tecnológicos</i>	9
2.2.1. Estado actual de las tecnologías de generación de energía renovable.....	9
2.2. <i>Funcionamiento de los Mercados de Electricidad</i>	12
2.2.1. El mercado eléctrico español	12
2.2.1.1. Normativa a nivel nacional.....	16
2.2.1.2. Normativa a nivel europeo	17
2.2.2. Análisis de la participación de las energías renovables en el mercado eléctrico español.	20
2.3. <i>Desafíos y barreras</i>	27
2.3.1. Identificación de los desafíos técnicos y operativos para la integración efectiva de energías renovables	27
2.3.2. Barreras económicas y regulatorias que podrían limitar su participación en los mercados eléctricos.....	30
3 Metodologías y modelos	32
3.1. <i>Modelos de Integración</i>	32
3.1.1. Sistemas de almacenamiento de energía (ESS)	34
3.1.1.1 Descripción general.....	35
3.1.1.2 Aplicaciones	36
3.1.2. Redes Inteligentes (Smart Grids).....	38
3.1.2.1. Conmutación de líneas de transmisión (OTS)	40
3.1.2.2. Límite Térmico Dinámico (DTR).....	41
3.1.2.3. Gestión del lado de la demanda (DSM)	43
3.1.3. Simplificación administrativa en el proceso de transformación energética.....	47

4	Caso práctico. Escenarios Futuros	50
4.1.	<i>Objetivo</i>	50
4.2.	<i>Energy Plan (Versión 16.22)</i>	50
4.3.	<i>Datos de entrada</i>	51
4.3.1.	Perfil energético de demanda	51
4.3.2.	Parque de generación	52
4.3.3.	Generación eléctrica bruta	53
4.4.	<i>Cálculo de combustibles, emisiones de CO₂ y costes</i>	54
4.4.1.	Distribución del combustible	54
4.4.2.	Precios del combustible	54
4.4.3.	Costes de manejo de combustible	55
4.4.4.	Costes de emisiones de CO ₂ del combustible.....	55
4.4.5.	Costes de operación y mantenimiento	56
4.5.	<i>Simulación y resultados</i>	57
4.5.1.	Caso de estudio 1: Evolución de 2021.....	57
4.5.1.1.	Escenario 1: 2021 frente a 2030 Tendencial.....	59
4.5.1.2.	Escenario 2: 2021 frente a 2030 Objetivo.....	62
4.5.1.3.	Análisis Económico.	65
4.5.2.	Caso de estudio 2: Diferencias entre escenarios objetivo y tendencial	68
4.5.2.1.	Escenario Objetivo sin cierre de nucleares	71
5	Conclusiones.....	74
	Referencias	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Demandas totales de los diferentes supuestos.	52
Tabla 2. Potencia instalada de tecnologías renovables.	52
Tabla 3. Potencia instalada de tecnologías no renovables	53
Tabla 4. Generación eléctrica en escenario tendencial	53
Tabla 5. Generación eléctrica en escenario objetivo.	53
Tabla 6. Distribución de combustibles en Energy Plan.	54
Tabla 7. Precios de combustibles usados en Energy Plan.	54
Tabla 8. Precios de manejo de combustibles usados en Energy Plan.	55
Tabla 9. Coste de emisiones de dióxido de carbono usados en Energy Plan.	55
Tabla 10. Factores de emisión de dióxido de carbono usados en Energy Plan.	55
Tabla 11. Costes variables de operación y mantenimiento usados en Energy Plan.	56
Tabla 12. Demanda y generación según tecnología en 2021.	57
Tabla 13. Consumo anual de combustible y cantidad de CO ₂ emitido en 2021.	58
Tabla 14. Coste de combustible y emisiones en 2021.	58
Tabla 15. Demanda y generación según tecnología en 2030 para el escenario tendencial.	59
Tabla 16. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO ₂ emitido entre 2021 y 2030 para el escenario tendencial.	60
Tabla 17. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO ₂ entre 2021 y 2030 para el escenario tendencial.	60
Tabla 18. Demanda y generación según tecnología en 2030 para el escenario objetivo.	62
Tabla 19. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO ₂ emitido entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo.	63
Tabla 20. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO ₂ entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo.	63
Tabla 21. Precio total por tecnologías para el aumento de la generación renovable en el escenario tendencial	65
Tabla 22. Precio total por tecnologías para el aumento de la generación renovable en el escenario objetivo.	65
Tabla 23. Valor Actual Neto (VAN) para cada escenario (en millones de €).	66
Tabla 24. Detalle de los flujos de caja durante 25 años.	66
Tabla 25. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO ₂ emitido entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo.	68
Tabla 26. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO ₂ entre 2030 para el escenario tendencial y 2030 para el escenario objetivo.	68
Tabla 27. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO ₂ emitido entre los escenarios objetivo para 2030 con y sin cierre de nucleares.	71
Tabla 28. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO ₂ entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo sin cierre de nucleares.	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la eólica terrestre [10]	10
Ilustración 2. Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la solar fotovoltaica [10]	10
Ilustración 3. Tecnología que más veces cerró el mercado (tecnología marginal). [4]	13
Ilustración 4. Curvas Agregadas de oferta y demanda. [5]	14
Ilustración 5. Estructura de potencia instalada (%) en 2024.	20
Ilustración 6. Distribución por tipos de Energía Renovable. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.	21
Ilustración 7. Evolución de potencia instalada procedente de energías renovables (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE	22
Ilustración 8. Evolución de la generación renovable y no renovable (%) Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE	23
Ilustración 9. Estructura de la generación por tecnologías (%) en 2024. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE	23
Ilustración 10. Evolución de la generación de energía renovable (GWh). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE	24
Ilustración 11. Emisiones y factor de emisión de CO ₂ eq. de la generación (tCO ₂ eq.) Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE	25
Ilustración 12. Emisiones y factor de emisión de CO ₂ eq. de la generación (tCO ₂ eq./MWh). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE	25
Ilustración 13. Características clave y desafíos en las diferentes fases de la integración del sistema. [13]	27
Ilustración 14. Problemas observados en diferentes escalas temporales de flexibilidad. [13]	28
Ilustración 15. Tipos de retos y algunas soluciones de la integración masiva de Energías Renovables Variables en los sistemas de potencia [14]	33
Ilustración 16. Elementos para aumentar la flexibilidad de un sistema de potencia con ERV gran escala [14]	34
Ilustración 17. Componentes fundamentales del funcionamiento de ESS. [41]	35
Ilustración 18. Clasificación de tecnologías de almacenamiento según el medio de almacenamiento [42]	36
Ilustración 19. Estructura de la Smart Grid [16]	38
Ilustración 20. Comparación entre alojamiento de energía renovable sin y con OTS, representado en izquierda y derecha, respectivamente. [27]	41
Ilustración 21. Ampacidad en función de la temperatura ambiente y velocidad del viento, suponiendo incidencia constante en un ángulo de 45° [22]	42
Ilustración 22. Técnicas para la gestión de la demanda [28]	44
Ilustración 23. Diagrama de Bloques de EnergyPlan.	51
Ilustración 24. Ejemplo de perfil de energía usado.	51
Ilustración 25. Curva de demanda horaria anual nacional en 2021.	52

Ilustración 26. Representación de la demanda y producción mensual en 2021 y 2030 para el escenario tendencial.	61
Ilustración 27. Representación de la demanda y producción mensual en 2021 y 2030 para el escenario objetivo.	64
Ilustración 28. Representación de la demanda y producción mensual en 2030 para los escenarios tendencial y objetivo.	69
Ilustración 29. Ahorro total entre escenarios (en Mill. €)	69
Ilustración 30. Diferencia entre costes de combustibles y emisiones (en Mill. €)	70
Ilustración 31. Porcentaje de generación renovable.	70

1 INTRODUCCIÓN

“La electricidad es el alma del Universo.”

- John Wesley -

1.1. Contextualización del tema

1.1.1 Definición del contexto actual de la energía renovable

En el contexto actual, la energía renovable emerge como un pilar fundamental en la transformación global hacia sistemas energéticos más sostenibles. Esta forma de generación de energía, obtenida de fuentes naturales que se renuevan constantemente, ha adquirido una relevancia significativa en respuesta a los desafíos medioambientales, la urgencia de mitigar el cambio climático y la búsqueda de soluciones para garantizar un suministro energético seguro y eficiente.

Esta búsqueda de soluciones sostenibles para abastecer nuestras crecientes demandas energéticas ha colocado las energías renovables en el centro de la revolución energética, que han emergido como pilares fundamentales en la transición hacia un sistema más sostenible y resiliente. No obstante, este cambio hacia las energías renovables ha estado, y está, acompañado por una serie de desafíos que han ido marcando el camino a seguir en busca de la integración de estas fuentes de energía en los sistemas eléctricos, considerando su impacto en infraestructura, economía y viabilidad a largo plazo.

De manera inicial, se encontraron problemas debido a los elevados costos de inversión de estas tecnologías, lo que dificultaba su competitividad con las fuentes de energía convencionales. Sin embargo, los avances tecnológicos en cada una de las técnicas, acompañados por las políticas de incentivos, han contribuido a una drástica reducción de los costos de instalación y generación de energías renovables, haciéndolas cada vez más competitivas.

Sumado a lo anterior, el ámbito de las energías renovables se encontraba ante una ausencia de un marco regulatorio claro y específico, lo que dificultaba la planificación a largo plazo y la inversión en proyectos sostenibles. Hoy en día, debido a la suma importancia que ha alcanzado este ámbito, ya se ha podido observar una implementación de políticas y leyes específicas, como el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (BOE 10/06/2014), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos o el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan

medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables, los objetivos de energías renovables y los sistemas de tarifas de alimentación, fomentando la inversión y la adopción de tecnologías renovables.

Adicionalmente, se podía observar que existía una dependencia inicial de subvenciones e incentivos económicos, lo que creaba incertidumbre sobre la viabilidad a largo plazo de los proyectos renovables. A medida que los costos han disminuido, la industria de las energías renovables ha demostrado ser cada vez más autosuficiente, reduciendo gradualmente la dependencia de incentivos gubernamentales.

La insuficiencia de la infraestructura de red es un inconveniente que también ha marcado la evolución de la implantación de energías renovables en el sistema eléctrico. La falta de infraestructuras de transmisión y distribución adecuadas limita la capacidad de integrar grandes cantidades de energía renovable en la red eléctrica. Por tanto, en los últimos años se han producido inversiones en la expansión y modernización de la infraestructura eléctrica que han mejorado la capacidad de transmisión y distribución, permitiendo la incorporación de energías renovables a áreas más extensas. Sin embargo, a medida que se avanza en este proceso de transformación, es imprescindible reconocer que, aunque estas inversiones son esenciales, no podemos mantener un crecimiento infinito de la red eléctrica. Las limitaciones, ya sea por restricciones de espacio físico o por la inviabilidad económica que implica una expansión sin restricciones, nos instan a reflexionar sobre nuevas estrategias y enfoques.

En primer lugar, el espacio disponible para la expansión de la infraestructura eléctrica es un factor crucial a considerar. A medida que las demandas energéticas continúan su ascenso, la disponibilidad de terrenos adecuados para nuevas instalaciones eléctricas se vuelve cada vez más limitada. Además, el impacto ambiental de una expansión desmedida puede resultar significativo, afectando ecosistemas locales y generando preocupaciones en términos de sostenibilidad.

Por otro lado, la viabilidad económica de extender indefinidamente la red eléctrica también plantea desafíos. Los costos asociados con la construcción de nuevas infraestructuras, la adquisición de terrenos y la implementación de tecnologías avanzadas pueden resultar prohibitivos. Además, el mantenimiento y operación a largo plazo de una red eléctrica expansiva pueden generar cargas económicas sostenidas, que podrían no ser eficientes desde el punto de vista financiero.

Ante estas consideraciones, resulta evidente que, si bien hemos superado varios desafíos e inconvenientes, el camino hacia la transición energética está lejos de ser exento de nuevos retos emergentes. A medida que avanzamos y resolvemos ciertos obstáculos, surge una nueva gama de desafíos, como la gestión de la intermitencia y la necesidad de desarrollar soluciones eficientes para el almacenamiento de energía o gestión más compleja y eficiente de la red eléctrica. En este contexto, este trabajo se propone, a través de un análisis detallado y estructurado, a explorar las soluciones actuales, las innovaciones tecnológicas y las estrategias de gestión que están siendo desarrolladas para hacer frente a estos desafíos emergentes.

1.1.2 Importancia de las fuentes de energía renovable en la transición energética global

La transición hacia fuentes de energía renovable se presenta como un capítulo decisivo en la narrativa global de la producción de energía, marcando una travesía esencial en la búsqueda de una sostenibilidad ambiental, económica y social a largo plazo. Este proceso de transformación implica una profunda reevaluación de nuestros métodos tradicionales de generación y consumo de energía, y surge como respuesta a un conjunto convergente de factores que configuran el futuro de la energía a nivel mundial.

En primer lugar, la creciente conciencia de las consecuencias desastrosas del cambio climático ha aumentado la urgencia de reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero. En este contexto, las fuentes de energía renovable —como la solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa— se erigen como protagonistas destacadas al proporcionar alternativas limpias y sostenibles a los combustibles fósiles. Estas fuentes renovables no solo constituyen un medio eficaz para mitigar la huella de carbono, sino que también abordan la imperante necesidad de liberarse de la dependencia de recursos no renovables, asegurando así la resiliencia a largo plazo.

En segundo lugar, la seguridad energética se erige como un imperativo clave en esta transición hacia las energías renovables. La diversificación de la matriz energética mediante la inclusión de fuentes renovables descentralizadas no solo contribuye a disminuir la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos ante interrupciones en el suministro, fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles y eventos geopolíticos, sino que también empodera a comunidades y regiones al transformarlas de meros consumidores pasivos a productores activos de energía.

La trascendencia económica de las energías renovables también se manifiesta de manera significativa. La creación de empleo en sectores relacionados con la tecnología renovable, que abarca desde la fabricación de paneles solares hasta la construcción de turbinas eólicas y sistemas de almacenamiento de energía, impulsa el desarrollo económico y fomenta la innovación. A su vez, la disminución constante de los costos asociados a estas tecnologías las posiciona como competidores cada vez más fuertes, no solo desde una perspectiva ambiental sino también como alternativas económicamente viables. La transición hacia las energías renovables se ha convertido así en un motor fundamental para el crecimiento económico sostenible.

La participación activa de gobiernos e instituciones internacionales desempeña un papel central en la aceleración de esta transición energética a nivel global. Los compromisos y objetivos establecidos en acuerdos cruciales, como el Acuerdo de París, constituyen una declaración colectiva de la necesidad de limitar el calentamiento global y aumentar la presencia de energía renovable en las matrices energéticas nacionales. Las políticas gubernamentales que ofrecen incentivos, subsidios y regulaciones propicias juegan un papel clave al crear un entorno propicio para la adopción masiva de energías renovables. En 2020, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico presentó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), delineando los objetivos para las energías renovables desde 2021 hasta 2030. Este plan se enfoca principalmente en tres pilares fundamentales: la disminución de emisiones contaminantes, la expansión de las energías renovables y el fomento de la eficiencia energética. Se establecieron una serie de objetivos, tanto generales como por tecnologías renovables, los cuales incluso, en 2023, se han llegado a modificar al alza debido a los resultados y expectativas tan positivas que se vienen dando. De manera general, dentro de la combinación energética del país, se estipuló llegar a un 74%, y se ha aumentado a un 81%. En el ámbito de las distintas tecnologías, la capacidad de energía eólica ha experimentado un aumento del 23%, pasando de 50.333MW a 62.044MW. Por otro lado, la energía solar fotovoltaica ha experimentado el incremento más significativo, elevándose de 39.181MW a 76.387MW, lo que representa un aumento del 94% en comparación con los objetivos anteriores. En contraste, la tecnología solar termoeléctrica es la única entre las renovables que ha experimentado una disminución en la última actualización, reduciéndose de los objetivos iniciales de 7.303MW a 4.800MW, un descenso del 34%. El biogás, por su parte, ha experimentado la segunda mayor variación en esta actualización, con un aumento del 82%, aumentando de 241MW a 440MW. En el ámbito de las tecnologías no renovables, la cogeneración ha experimentado un leve aumento del 3%, pasando de 3.670MW a 3.784MW. [51]

Además de la revisión al alza de los objetivos específicos por tecnología renovable, se han implementado nuevas medidas que abarcan diversos aspectos:

- Se ha establecido la meta de reducir la dependencia energética hasta alcanzar un 51%.
- La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990 ha experimentado un aumento significativo, pasando del 23% al 32%.
- La penetración de las energías renovables en el consumo final de energía ha sido aumentada también, pasando del 42% al 48%.
- Se ha establecido la mejora de la eficiencia energética en términos de energía final en un 44%, superando el 39,5% anterior.
- La proporción de energía renovable en la generación eléctrica ha aumentado de un 74% a un 81%.

La transición hacia fuentes de energía renovable no solo es una respuesta necesaria a los desafíos medioambientales y climáticos, sino que también representa una oportunidad única para remodelar la infraestructura energética global de manera más sostenible, inclusiva y resiliente. La convergencia de factores ambientales, económicos y sociales genera un impulso ineludible hacia un futuro donde la energía renovable no solo sea la elección predilecta, sino la columna vertebral de un sistema energético global más eficiente y sostenible. En este contexto, la importancia de las fuentes de energía renovable se consolida como un pilar esencial para la construcción de un mundo más equitativo y respetuoso con el medio ambiente. La transición hacia un futuro energético sostenible no solo es inevitable, sino que representa un compromiso colectivo con las generaciones presentes y futuras, delineando un sendero hacia un mundo donde la energía es sinónimo de prosperidad y responsabilidad.

1.2. Justificación

Como se ha mencionado previamente, la transición energética está estrechamente relacionada con la descarbonización del sistema eléctrico mediante la integración de más energía renovable. Dado que uno de los objetivos fundamentales de este trabajo es el análisis del escenario deseado y tendencial para 2030, en el cual las energías renovables juegan un papel relevante, es necesario revisar los mecanismos que articulan, fomentan y consolidan la integración de las renovables en el sistema eléctrico. En los siguientes apartados se describirán los mecanismos más habituales que permiten la participación de las energías renovables en el sistema eléctrico y el porqué de su importancia.

1.2.1. Relevancia de las renovables en los mercados eléctricos

Evaluar la presencia de las energías renovables en los mercados eléctricos resulta esencial, tanto desde la perspectiva de garantizar la seguridad y eficiencia del sector energético como desde el ángulo de fomentar la sostenibilidad ambiental.

La energía renovable ha sido uno de los mercados económicos más inciertos de España, debido en gran parte a los continuos cambios en su regulación. El objetivo de las regulaciones iniciales fue principalmente la creación de condiciones públicas que favorecieran la utilización de la energía de manera respetuosa con el medio ambiente y la promoción de la eficiencia energética. Esta situación derivó en un descontrolado sistema de primas a las energías renovables que, a pesar de impulsar de manera considerable el mercado en España, demostró defectos clave a partir de 2010, generando no solo un significativo déficit presupuestario, sino que también contribuyó al aumento de los costos energéticos, afectando a consumidores y empresas por igual. Para abordar esta situación de manera drástica y urgente, se implementó el Real Decreto 1/2012, el cual no solo dejó sin efecto de manera provisional e inmediata el sistema de primas, sino que también introdujo medidas para reevaluar y replantear la estrategia en el ámbito de las energías renovables. Esta intervención tuvo un impacto considerable en numerosos proyectos en curso, que se vieron amenazados por la repentina falta de respaldo financiero.

Un año después, tuvo lugar una modificación en el sistema de remuneración de las energías renovables y fue el Real Decreto 9/2013 quien elevó a definitiva la política llevada a cabo hasta entonces, lo que marcó el fin del sistema de primas con el que España había estado trabajando hasta ese momento. Este RD 9/2013 introdujo medidas inmediatas para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, alineándose con los principios establecidos en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, y consolidó su aplicación con el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

La falta de estabilidad y seguridad en el sector condujo a una disminución drástica en la cantidad de nuevos proyectos, e incluso afectó a tecnologías emergentes y esenciales para la diversificación energética, como la biomasa, que desapareció prácticamente del mercado de la energía renovable. Hasta entonces, miles de inversores ya habían sufrido importantes pérdidas, pero esta reforma supuso la quiebra definitiva para cientos de empresas. El recorte de las primas a las renovables afectó a todo tipo de instalaciones, pero sobre todo a las instalaciones fotovoltaicas.

Las subastas de energía renovable surgieron como respuesta a la necesidad de estabilizar y fortalecer el sector, adoptando un enfoque competitivo para asignar el régimen retributivo específico. Estas subastas, organizadas por OMIE, transformaron el sistema, estableciendo al mercado como la única fuente de ingresos. Este cambio ha dado lugar al actual escenario, notablemente diferente al pasado, debido a un hecho innegable: las energías renovables, en particular la fotovoltaica, han emergido como la forma de generación eléctrica más rentable a nivel mundial. Los esfuerzos previos para compensar los elevados costos de estas tecnologías han propiciado su desarrollo técnico, resultando en una relación coste/beneficio altamente atractiva sin depender ya de estímulos económicos como las primas a las renovables.

La creciente proporción de energías renovables ha conferido al sistema eléctrico una mayor flexibilidad e independencia de las fuentes fósiles. No obstante, esta transición ha generado una dependencia significativa de la energía eólica y solar, cuya monitorización instantánea y respaldo por instalaciones de almacenamiento de energía o fuentes fósiles se ha vuelto imperativa. Esto subraya la necesidad de optimizar las estimaciones de producción de plantas de energía renovable y resalta la importancia de su participación efectiva en los mercados

eléctricos. A su vez, las energías renovables, al tener costos operativos más predecibles y, en muchos casos, más bajos que los combustibles fósiles, pueden contribuir a la estabilidad de precios en el mercado eléctrico, reduciendo la vulnerabilidad a fluctuaciones en los costos de los combustibles y facilitando una planificación más eficaz a largo plazo para consumidores y empresas.

Muchos países han establecido objetivos específicos de energía renovable y están sujetos a regulaciones que requieren una mayor participación de fuentes limpias en su mezcla energética. Analizar la participación de las energías renovables en los mercados eléctricos es esencial para evaluar el cumplimiento de estos objetivos y comprender el impacto de las políticas gubernamentales en la transformación del sector energético.

Actualmente, hay un interés creciente en examinar de manera detallada los enfoques utilizados para incrementar la presencia de las fuentes de energía renovable y explorar las diversas maneras en que estos recursos pueden participar en los mercados eléctricos. Este análisis busca respaldar políticas que las fomenten y comprendan las dinámicas del mercado eléctrico, que constituyen uno de los aspectos más cruciales a considerar durante los procesos de licitación. Se presta especial atención a las distintas estructuras del mercado, el desarrollo en curso en el sector de la electricidad, la formulación de estrategias de licitación óptimas que se alineen con objetivos específicos y las modalidades para la participación conjunta de las FER en estos mercados de energía eléctrica.

Las fuentes de energía renovable tienen una generación de energía inherentemente intermitente, por lo que es importante estimar correctamente las fuentes cuya producción cambia con las condiciones ambientales y ofrecerlas a los mercados de electricidad de manera óptima. Por este motivo, también es importante conocer las estructuras de los mercados eléctricos en las licitaciones. Además, pueden unirse para tomar una posición efectiva en el mercado en términos de precios y gestionar sus desequilibrios.

La inclusión de tecnologías renovables, como la solar y la eólica, puede introducir mejoras notables en el sistema eléctrico al descentralizar la generación de energía. Este enfoque implica que la producción de energía ocurra en proximidad o directamente en el lugar de consumo, lo que mejora la resiliencia al reducir la vulnerabilidad a eventos climáticos extremos o interrupciones en puntos críticos de la infraestructura. Además, contribuye a la eficiencia al disminuir las pérdidas en la transmisión a largas distancias y favorece la sostenibilidad de la red, promoviendo el uso de fuentes de energía renovable y contribuyendo así a alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Analizar la participación de las energías renovables implica evaluar cómo estas contribuyen a la mejora general del sistema eléctrico.

1.2.2. Necesidad de comprender su papel en los servicios auxiliares para garantizar la estabilidad del sistema.

Los servicios auxiliares son los servicios prestados por los equipos de generación, transmisión y control que son necesarios para apoyar la transmisión de energía eléctrica del productor al comprador garantizando un funcionamiento seguro y fiable del sistema eléctrico. La garantía de suministro es uno de los objetivos básicos de cualquier servicio prestado y un índice para determinar la calidad del servicio. En el contexto eléctrico supone asegurar la continuidad del suministro eléctrico a los consumidores.

Es, por tanto, una de las responsabilidades del operador del sistema que debe estar soportada legislativamente con un marco normativo que fomente la inversión y el desarrollo adecuado del sistema de generación, transporte y distribución.

El actual sistema, centralizado, en el cual los grandes generadores son los únicos responsables de proveer servicios auxiliares necesarios para los operadores de transporte, está experimentando una transformación notable. Se anticipa que la generación distribuida jugará un papel esencial en la entrega de estos servicios a la red de transporte. La generación eólica participa en los mercados de regulación eléctrica en el Reino Unido y en los mercados de reserva en España [6], aunque esta posibilidad no se extiende a otras formas de generación distribuida ni se observa en otros países.

La utilización de generadores eléctricos renovables basados en electrónica de potencia presenta una serie de desafíos y problemáticas que también deben ser abordados para lograr una integración exitosa en los sistemas eléctricos. Estos conducen a una pérdida de inercia en el sistema al no poseer la inercia inherente de los generadores síncronos tradicionales, lo que puede afectar a la estabilidad del sistema y su capacidad para hacer frente a fluctuaciones repentinas de carga o perturbaciones. Los generadores síncronos tradicionales proporcionan servicios auxiliares esenciales, como la respuesta primaria de frecuencia, que contribuye a la estabilidad del sistema. Sin embargo, la intermitencia de la generación renovable resulta en grandes fluctuaciones de potencia y los generadores basados en electrónica de potencia pueden tener limitaciones en la entrega de estos servicios, lo que requiere soluciones adicionales para garantizar la fiabilidad del suministro eléctrico. Desde otro punto de vista, aunque también basándonos en la intermitencia de la generación renovable, debemos destacar la importancia del almacenamiento de energía para suavizar las variaciones en la oferta, aparte de que sin ello la capacidad de controlar el gradiente de potencia entregada por los generadores renovables puede ser limitada.

En la actualidad, el parque de generación se compone tanto de centrales convencionales como de generación renovable, con un conjunto de cualidades fruto del uso de ambos tipos de tecnologías.

Por su parte, las centrales convencionales basadas en el uso de un generador síncrono aportan inercia al sistema para estabilizar la frecuencia global de la red, dado a que al existir estas máquinas rotando a la velocidad de sincronismo, favorece esta estabilidad en el sistema, así como ocurre con el desfase de los propios generadores. Por tanto, para descarbonizar el parque de generación mediante el empleo de energías renovables, que se integra mediante el empleo de convertidores de potencia, serán necesarios sistemas de almacenamiento de energía y algoritmos de control que permitan resolver las dificultades que conlleva sustituir la generación convencional

Para que las unidades conectadas en sistemas de distribución puedan contribuir de manera masiva a la prestación de servicios auxiliares al sistema de transporte, ya sea mediante un agregador o a través del operador de la red de distribución, es fundamental reconsiderar las responsabilidades de todos los agentes involucrados. Esto implica revisar los intercambios de información necesarios entre los operadores de transporte y de distribución, así como ajustar la estructura de mercado que subyace a esta nueva dinámica. Este cambio no solo demanda adaptaciones en el ámbito español, sino que plantea desafíos y oportunidades que deben ser abordados a nivel europeo y en otros sistemas eléctricos a nivel global. La expansión de las capacidades de generación distribuida para proporcionar servicios auxiliares introduce la necesidad de un marco regulatorio y estructural más flexible y colaborativo.

En el umbral de un próximo escenario energético, se despliegan perspectivas novedosas que prometen transformar la gestión de recursos. La inserción de la energía renovable variable en los mercados de servicios auxiliares no solo conlleva una reconfiguración del panorama, sino que también abre un abanico de oportunidades aún no exploradas. Este cambio podría significar una revolución en la manera en que los propietarios de recursos y los operadores de sistemas interactúan con la red eléctrica, potencialmente generando nuevas fuentes de valor y estrategias para asegurar la confiabilidad.

Desde el punto de vista de los propietarios de recursos de energías renovables variables, la participación en los mercados de servicios auxiliares se revela como una táctica estratégica para hacer frente a las caídas proyectadas en el valor de la energía y la capacidad. A medida que la penetración de ERV aumenta, existe la expectativa de que los ingresos derivados de los servicios auxiliares puedan mitigar las posibles disminuciones en otros aspectos económicos [7]. Este enfoque de diversificación de ingresos adquiere una importancia crítica, ofreciendo un contrapeso financiero a las fluctuaciones previsible en la rentabilidad de la energía y la capacidad.

En el ámbito de los operadores del sistema y la infraestructura eléctrica, la participación en los mercados de servicios auxiliares promete no solo una fuente de capacidad de reserva más económica, sino también herramientas adicionales para gestionar de manera más eficiente los compromisos unitarios y superar restricciones existentes. La capacidad técnica de las fuentes de energía renovable variable para ofrecer servicios esenciales de confiabilidad, como la regulación de energía y las reservas de contingencia, representa una contribución valiosa a la estabilidad del sistema eléctrico [8][9]. Este enfoque podría transformarse en un medio para optimizar la operación global del sistema eléctrico, introduciendo eficiencias que antes no eran alcanzables.

Dentro de este contexto, cabe destacar que diversos estudios respaldan la idea de que los generadores eólicos, en particular, pueden aumentar sus ingresos al proporcionar reservas de regulación de energía [9]. Este hallazgo resalta la capacidad específica de las energías renovables para desempeñar un papel activo en la prestación de servicios esenciales, lo que podría impulsar aún más la adopción de estas fuentes de energía en los mercados de servicios auxiliares. Sin embargo, se hace evidente la necesidad de realizar ajustes en las reglas del mercado para eliminar barreras que puedan obstaculizar su plena participación. Estos cambios regulatorios podrían incluir la revisión de incentivos, la adaptación de políticas y la implementación de medidas que fomenten su integración efectiva en los mercados de servicios auxiliares, abriendo así un nuevo capítulo en la gestión y operación de la red eléctrica. La normativa española vigente con respecto a la participación de las tecnologías de energía renovable, es la resolución del 18 de diciembre de 2015, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Por otro lado, con respecto a los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, se ha implantado un nuevo procedimiento aprobado en la Resolución del 19 de octubre de 2023.

2 DESARROLLO Y TENDENCIAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

“La ingeniería es lo más cercano a la magia que existe en el mundo.”

- Elon Musk -

2.1. Avances tecnológicos

2.2.1. Estado actual de las tecnologías de generación de energía renovable

El rápido avance tecnológico en las energías renovables ha sido un catalizador clave en su adopción generalizada. La energía solar ha experimentado una revolución marcada por la expansión de la capacidad de generación fotovoltaica. La instalación de paneles solares a nivel residencial y comercial ha ganado impulso, facilitada por la disminución de costos y programas de incentivos. Además, las plantas solares a gran escala contribuyen significativamente a la producción de energía en regiones soleadas. Según datos de la Unión Española Fotovoltaica, la generación de energía solar fotovoltaica ha alcanzado un coste nivelado de la electricidad (LCOE) de alrededor de 45€/MWh [2], situándose en una posición competitiva en el mercado eléctrico. Esta estimación del LCOE indica que la energía solar fotovoltaica es una de las fuentes renovables más baratas en el mundo, solo por detrás de la eólica en suelo.

De manera similar, la energía eólica ha alcanzado niveles impresionantes de eficiencia y capacidad. Los parques eólicos terrestres y marinos son cada vez más comunes, aprovechando la fuerza del viento para generar electricidad. Avances en el diseño de turbinas y la expansión de la capacidad instalada han convertido a la energía eólica en una fuente destacada de energía renovable. El Informe de Asociación Empresarial Eólica revela que el coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la energía eólica terrestre en España se ha reducido a aproximadamente 40 €/MWh en 2022, como se puede ver en la ilustración 1, volviéndose más competitiva frente a tecnologías convencionales como el gas natural.

Con respecto a la hidroeléctrica, aunque es una fuente madura se siguen desarrollando proyectos para optimizar su rendimiento y minimizar impactos ambientales. Las microcentrales hidroeléctricas y las innovaciones en turbinas hidrocinéticas son ejemplos de cómo esta fuente se adapta a los desafíos actuales.

La biomasa, proveniente de materiales orgánicos, se utiliza para generar electricidad y calor. La utilización de residuos agrícolas y forestales, así como de desechos orgánicos, se ha convertido en una opción relevante en la producción de energía renovable.

También, la energía geotérmica, derivada del calor terrestre, sigue siendo una fuente confiable. Los desarrollos recientes se centran en tecnologías mejoradas para la extracción de calor del subsuelo y la generación de electricidad.

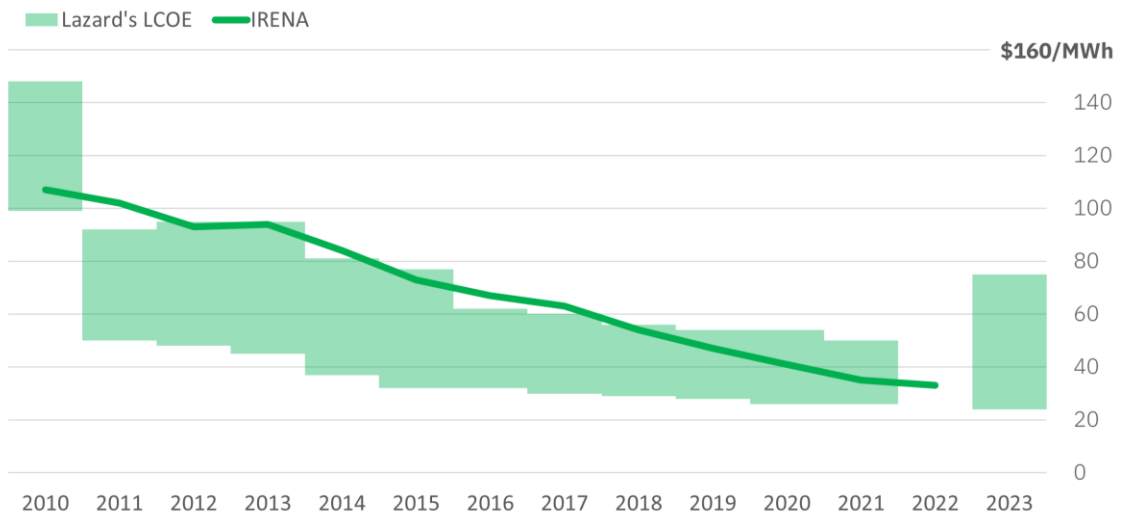


Ilustración 1. Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la eólica terrestre [10]

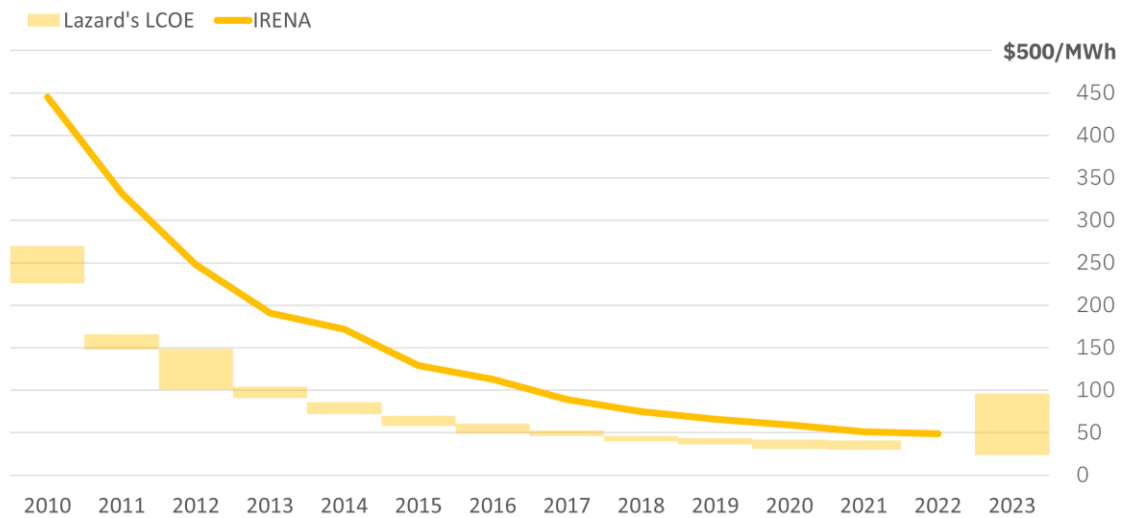


Ilustración 2. Coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la solar fotovoltaica [10]

La disminución continua de los costos de instalación es un impulsor clave de la accesibilidad de las energías renovables. Esto ha permitido que una gama más amplia de consumidores adopte tecnologías como los paneles solares y las turbinas eólicas. Tanto es así, que la adopción de energías renovables no está limitada a países desarrollados. Naciones en desarrollo están invirtiendo en proyectos renovables para abordar las necesidades de energía, mejorando la accesibilidad y la resiliencia energética. Las tecnologías de almacenamiento de energía, como las baterías de ion de litio, están desempeñando un papel crucial en la gestión de la intermitencia de algunas fuentes renovables. Estos avances están mejorando la capacidad de integrar de manera más efectiva estas fuentes en la red.

Actualmente, la incorporación de las energías renovables en el mercado eléctrico español ha suscitado un interés considerable no solo desde el punto de vista ambiental, sino también desde la perspectiva económica. El coste final de la factura doméstica de la luz depende de tres grandes componentes: los costes regulados, el coste de la generación eléctrica y los impuestos.

Los costes regulados del sistema son el transporte, la distribución, el pago de la deuda y los intereses del déficit de tarifa, el incentivo que se paga a las grandes industrias por reducir su consumo eléctrico en caso de que fuese necesario (interrumpibilidad), los pagos por capacidad a tecnologías convencionales, los incentivos a las renovables y la cogeneración, y los sobrecostes por la generación eléctrica en las islas, donde resulta más caro producir que en la Península.

El coste de la energía se fija en un mercado competitivo (pool) donde las diferentes fuentes de energía ofertan la electricidad para satisfacer la demanda prevista con un día de antelación. Como el coste del viento, por ejemplo, es cero, los productores de energía eólica pueden ofertar la electricidad a un precio más bajo que otros. Por eso, el precio del mercado eléctrico baja los días de más viento, al desplazar a tecnologías con combustibles más caros. Al final de mes, se hace una media con los precios de todos los días. Cuanto mayor es la proporción de energía eólica consumida, menos pagan los españoles en su recibo de la luz. Y viceversa.

El uso de la eólica en lugar de combustibles fósiles ha supuesto ahorros para el sistema valorados en 26.281 millones de euros en el periodo 2012-2020 [1] debido a la reducción en el precio del pool del mercado eléctrico.

La generación eólica, que genera electricidad sin coste de recurso, permite reducir el precio del mercado mayorista de la electricidad. Dado que, en los últimos dos años, la electricidad ha alcanzado precios muy altos, debido al gran aumento del coste del gas natural, en 2022 el efecto reductor de la energía eólica ha sido máximo. En los últimos diez años, gracias a la eólica el precio medio anual del mercado eléctrico español ha sido entre 5 y 31 €/MWh inferior que si la electricidad se hubiese generado en centrales térmicas fósiles. En 2022. El efecto reductor de la energía eólica en el mercado mayorista de la electricidad en España ha alcanzado los 31,25 €/MWh, valor récord, que supone un 70% más que en 2021. La generación eólica ha permitido ahorrar a los consumidores españoles 7.358 millones de € en 2022. [1].

La mejora en la eficiencia de las tecnologías renovables y la reducción de los costes de inversión han sido factores clave en esta disminución.

El Marco Regulatorio de Energías Renovables en España ha jugado un papel fundamental en el desarrollo del sector. La Ley 24/2013 establece un régimen económico específico para las renovables, proporcionando estabilidad y transparencia en los ingresos para los proyectos.

Destaca que los mecanismos de subastas y los incentivos fiscales han sido implementados para fomentar la inversión en nuevas instalaciones renovables.

En resumen, las energías renovables han evolucionado hasta convertirse en un componente esencial de la matriz energética global. La diversificación de fuentes y la mejora de la accesibilidad son indicadores de un cambio significativo hacia un futuro energético más sostenible. Aunque persisten desafíos, la innovación continua y la inversión en infraestructura están allanando el camino para una transición más completa hacia sistemas de energía renovable debido a la necesidad de actualizar la infraestructura eléctrica y desarrollar capacidades de almacenamiento a gran escala para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro de energía después de modificar y establecer una nueva configuración dentro del sistema eléctrico.

2.2. Funcionamiento de los Mercados de Electricidad

2.2.1. El mercado eléctrico español

El mercado eléctrico español se configura como un entorno complejo que engloba diversos mercados diseñados para la transacción eficiente de energía eléctrica. Entre ellos, destaca el Mercado Diario, que, aunque es el más relevante, se complementa con mercados intradiarios y de balance. Estos últimos desempeñan un papel crucial al permitir ajustes más precisos entre la generación de electricidad y la demanda en tiempo real. La entidad responsable de gestionar este sistema en la Península Ibérica es OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía).

Este mercado mayorista de electricidad no es solo un espacio de transacciones, sino que congrega a diversos actores del sector eléctrico, incluyendo productores de electricidad, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. La participación de estos agentes contribuye a la formación de un escenario dinámico y competitivo.

En el Mercado Diario, los precios de la electricidad se determinan diariamente a las 12:00 horas, abarcando así las siguientes veinticuatro horas. Este proceso implica que los productores ofrezcan sus volúmenes de electricidad a precios específicos, los cuales se cruzan con las ofertas de compra presentadas por distribuidores, comercializadores y grandes consumidores cualificados. Este complejo entramado de ofertas y demandas resulta en la formación de la curva de casación.

La curva de casación es un componente fundamental en los mercados eléctricos y representa el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad para un período específico, que es de una hora, por lo que este proceso se repite 24 veces al día. Se puede explicar ordenando las ideas de la siguiente forma:

- Oferta y demanda:
 - Oferta: Los productores de electricidad presentan ofertas indicando la cantidad de electricidad que están dispuestos a generar y el precio al que están dispuestos a venderla, lo que está fundamentado por el coste de oportunidad. El coste de oportunidad es aquel coste que el vendedor evitaría si optara por no producir, o bien aquel ingreso al que renuncia por el hecho de producir. Estas ofertas se ordenan de menor a mayor precio.
 - Demanda: Por otro lado, los consumidores, distribuidores y comercializadores presentan sus ofertas de compra, indicando la cantidad de electricidad que desean adquirir y el precio máximo que están dispuestos a pagar. Estas ofertas se ordenan de mayor a menor precio.

- Formación de la Curva de Casación:

A partir de las ofertas más económicas, se comienza a formar la curva de casación. Se van sumando ofertas de venta y de compra en orden ascendente y descendente, respectivamente, hasta que ambas curvas se cruzan en un punto específico. Este punto de intersección se conoce como el "punto de casación" y representa el equilibrio entre la oferta y la demanda para ese período horario en particular.

- Precio de Casación:

El precio asociado a ese punto de casación se convierte en el precio de la electricidad para ese período específico. Este precio será el mismo para todos los participantes del mercado en ese intervalo de tiempo.

- Selección de ofertas:

La selección de ofertas para formar la curva de casación sigue un principio de optimización, buscando minimizar los costos totales para satisfacer la demanda y maximizar los ingresos para los productores.

- Tecnologías determinantes:

Las tecnologías que marcan el precio suelen ser aquellas cuyos costos marginales son más significativos en ese momento. Tecnologías con costos variables más altos o que son llamadas para cubrir la demanda pico pueden influir en la determinación del precio. En esta ilustración podemos ver cuáles fueron las tecnologías que más veces cerraron el precio en el mercado.

Mes	2021	2022
Enero	HI	HI
Febrero	HI	HI
Marzo	HI	HI
Abril	HI	HI
Mayo	HI	COG
Junio	HI	TCC
Julio	HI	TCC
Agosto	HI	TCC
Septiembre	HI	TCC
Octubre	HI	TCC
Noviembre	HI	HI
Diciembre	HI	HI

Ilustración 3. Tecnología que más veces cerró el mercado (tecnología marginal). [4]

En la gráfica presentada a continuación, se muestra visualmente cómo se desarrollan las curvas de casación en el mercado eléctrico. Por lo general, son las tecnologías de ciclo combinado e hidráulica las que establecen el precio de casación, ya que sus ofertas son las más costosas y determinan el precio marginal en el punto de encuentro entre las curvas de oferta y demanda. En contraste, las energías renovables, que suelen ofrecer a precios cercanos a 0 €/MWh, son las primeras en participar en el mercado. A medida que aumenta la generación de energías renovables, la curva de ofertas de venta se desplaza hacia la derecha, resultando en que el punto de intersección de las curvas de oferta y demanda se sitúe a un precio menor. En esencia, este proceso ilustra cómo la presencia y la competitividad de las energías renovables pueden impactar en la reducción de los precios en el mercado eléctrico. [5]

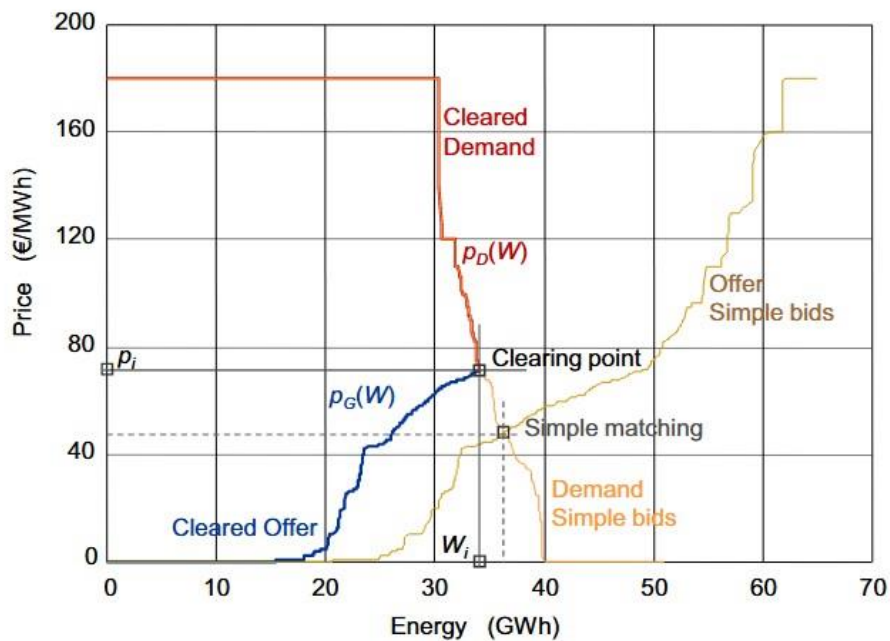


Ilustración 4. Curvas Agregadas de oferta y demanda. [5]

Después de la realización del mercado, los resultados obtenidos representan la mejor solución desde el punto de vista económico, ya que se ha seguido la ley de oferta y demanda. Sin embargo, para garantizar que también sea técnicamente viable, estos resultados son enviados al Operador del Sistema, que en España es Red Eléctrica de España (REE). REE, responsable de asegurar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, realiza ajustes teniendo en cuenta las restricciones técnicas del sistema. La solución de las restricciones técnicas, así como la prestación de servicios complementarios y la administración de desvíos, forman parte de los servicios de ajuste. Estos servicios son esenciales para garantizar que la generación eléctrica se ajuste constantemente a los requerimientos de la demanda.

Después de la conclusión del periodo diario de negociación, los participantes tienen la opción de volver a participar en el mercado intradiario, donde tienen la posibilidad de realizar nuevas ofertas de compra y venta de electricidad. Este mercado se organiza en seis sesiones de contratación, adoptando un formato de subasta similar al empleado en el mercado diario, que tiene lugar unas horas antes del tiempo real. Este diseño proporciona a los agentes la flexibilidad para ajustar sus posiciones durante el mismo día, ofreciendo igualdad de condiciones en comparación con otros operadores.

Una vez analizado y zanjado el apartado de restricciones técnicas, el Operador de Sistema lleva a cabo, como se ha mencionado antes, la gestión de servicios complementarios y desvíos, que se explican a continuación:

Los servicios complementarios permiten resolver desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Estos servicios son ofrecidos por los generadores y gestionados por el Operador de Sistema. Pueden agruparse según esta clasificación de REE [3]:

- Regulación secundaria: Servicio de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control "España" y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización neta (energía). La energía de regulación secundaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés).

- Regulación terciaria: Servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria de la capacidad disponible a subir y a bajar, teniendo en cuenta la disponibilidad de la fuente de energía primaria. Este servicio de ajuste es gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado, y tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de programación en un tiempo máximo de 15 minutos. La energía de regulación terciaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés).
- Energía de balance de tipo Replacement Reserve (RR): Servicio que tiene por objeto hacer frente a los desequilibrios del sistema entre la generación y el consumo, y restablecer o mantener el nivel de energías de recuperación de la frecuencia (energías de regulación secundaria y terciaria). Es un servicio de carácter potestativo y activación manual, en un tiempo máximo de 30 minutos, y que es retribuido mediante mecanismos de mercado.

El Operador del Sistema emplea la gestión de desvíos como un sistema para corregir cualquier desequilibrio entre la producción y el consumo que pueda detectarse después del cierre de cada sesión en el mercado intradiario y antes del comienzo del próximo período operativo. Este servicio, que es opcional, se administra y retribuye a través de mecanismos de mercado.

2.2.1.1. Normativa a nivel nacional

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, es la principal norma reguladora de las actividades de Red Eléctrica, atribuyéndole el ejercicio de las actividades de transporte y operación del sistema, así como la función de gestor de la red de transporte. La Ley 24/2013, aunque deroga la práctica totalidad de la anterior ley eléctrica, la Ley 54/1997, mantiene en vigor su disposición adicional vigésimo tercera, que determina la actual estructura societaria para el ejercicio de las actividades desarrolladas por Red Eléctrica, estableciendo la denominación de la sociedad matriz del grupo, Red Eléctrica Corporación, S.A., así como la integración en la sociedad filial Red Eléctrica, S.A.U. de las actividades de operación del sistema y gestor de la red de transporte, actividades desempeñadas a través de una unidad orgánica específica con la adecuada separación contable y funcional respecto a la actividad de transporte.

La retribución de las actividades de transporte de energía eléctrica y operación del sistema también está sujeta a regulación. El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, modifica la Ley 24/2013, atribuyendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), entre otras, las competencias para aprobar la metodología, los parámetros retributivos, la base regulatoria de activos y la remuneración anual de la actividad del transporte así como de la operación del sistema.

En el ámbito de estas competencias, la CNMC aprobó la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, que de forma conjunta con la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, y la Circular 7/2019, de 5 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica, establecen el actual marco regulatorio retributivo para la actividad de transporte de energía eléctrica en España.

De acuerdo con el citado Real Decreto-ley 1/2019, la metodología para el cálculo de retribución de la operación del sistema eléctrico también es establecida por la CNMC. La Circular 4/2019, de 27 de noviembre, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, establece la metodología de retribución del operador del sistema desde 2020 en adelante.

También relevante para las actividades de negocio de Red Eléctrica es la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas insulares y extra-peninsulares, en la que se establece que Red Eléctrica, en su calidad de operador del sistema de estos sistemas eléctricos, sea el titular de todas las nuevas instalaciones de bombeo, siempre y cuando se determine que dichas instalaciones tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables.

Con respecto a las energías renovables podemos destacar,

En el preámbulo, se hace hincapié en las leyes, reales decretos, etc. que se aprobaron entre ella y la anterior Ley del Sector Eléctrico, así como en la gravedad del desequilibrio financiero del sistema eléctrico. Por otro lado, abarca lo referente a las fuentes de energía renovables, especialmente las retribuciones que estas conllevan.

Título 2, donde se define el término de autoconsumo, clasificándolo en modalidades y estableciendo reglamentariamente las condiciones económicas, administrativas y técnicas para su conexión a la red.

Título 4, donde se establece la obligación de estar inscrito en el registro de instalaciones de producción para poder participar en el mercado, así como la de mantener la capacidad de producción prevista. El artículo 22 es exclusivo para centrales hidráulicas, en estos casos existe un procedimiento específico para solicitar tanto la concesión del uso de aguas como las unidades de producción de potencia. El texto continúa con el artículo 26, donde se indica que la energía procedente de fuentes renovables o cogeneración de alta eficiencia tendrá prioridad de despacho.

2.2.1.2. Normativa a nivel europeo

El Paquete de energía limpia para todos los europeos, formado por cuatro reglamentos y cuatro directivas, es el actual conjunto de normas que rigen el sector eléctrico europeo. Dentro de él, tienen especial relevancia por su contenido:

- El Reglamento (UE) 2019/943, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad:

El propósito central de este documento es establecer las directrices estratégicas para lograr de manera efectiva los objetivos delineados por la Unión de la Energía, especialmente en lo referente a la política climática y energética para el año 2030. Su enfoque principal está en la validación de las señales del mercado, actuando como impulsores para mejorar diversos aspectos, como la eficiencia, la participación de fuentes de energía renovable, la seguridad del suministro, la sostenibilidad, la flexibilidad, la descarbonización y la innovación en el sector.

Este reglamento, aplicable en cada Estado miembro, juega un papel esencial al establecer normativas destinadas a asegurar el funcionamiento adecuado del mercado interno de la electricidad. Incluye disposiciones específicas en relación con el desarrollo de las energías renovables y la formulación de políticas medioambientales. Es importante resaltar que se introducen normas específicas para ciertos tipos de instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, abordando aspectos como la responsabilidad en el balance, el despacho y redespacho, y estableciendo límites para las emisiones de CO₂ en nuevas capacidades de generación, particularmente cuando se aplican medidas temporales para garantizar la cobertura necesaria.

Además de sentar las bases para los objetivos de la Unión de la Energía, el Reglamento (UE) 2019/943 busca establecer principios fundamentales que rijan el correcto funcionamiento e integración de los mercados eléctricos. Busca asegurar un acceso equitativo al mercado para todos los proveedores y clientes, empoderando a los consumidores eléctricos y garantizando la competencia global. También aspira a fomentar la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía, la eficiencia energética y facilitar la agregación de la demanda distribuida y el suministro. Además, persigue impulsar una integración efectiva entre los mercados y sectores, junto con un sistema de remuneración basado en el mercado para la electricidad generada a partir de fuentes renovables. Este enfoque holístico refleja el compromiso de la Unión Europea con una transformación sostenible y eficiente en su sector eléctrico.

- La Directiva (UE) 2019/944, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

La Directiva (UE) 2019/944 tiene como objetivo principal proteger los intereses de los consumidores al mismo tiempo que impulsa la competencia y la variedad de opciones de proveedores en el mercado, siguiendo la trayectoria de sus predecesoras. Sus metas abarcan no solo la protección del consumidor, sino también la resolución efectiva de los desafíos persistentes en el mercado interno de la electricidad.

Al analizar las premisas iniciales de la Directiva, se evidencia su intención no solo de rectificar problemas duraderos en el sector energético, sino también de generar nuevas oportunidades empresariales. La armonización de precios destaca como un elemento crucial, ya que busca establecer una estructura tarifaria más coherente y justa en toda la Unión Europea.

Asimismo, la Directiva (UE) 2019/944 muestra un compromiso explícito con la promoción de la electromovilidad. Al reconocer la importancia de la movilidad eléctrica para abordar desafíos medioambientales y fomentar un transporte más sostenible, la legislación se enfoca en crear condiciones favorables para el desarrollo y la adopción generalizada de vehículos eléctricos.

En el capítulo 1, el segundo y último artículo presenta una serie de definiciones, entre las que se pueden encontrar términos de nueva incorporación que dan una idea de la tendencia del mercado actual, de las que se pueden destacar:

8) «cliente activo»: un cliente final, o un grupo de clientes finales que actúan conjuntamente, que consume o almacena electricidad generada dentro de sus locales situados en un ambiente confinado o, si así lo permite el Estado miembro, en otras ubicaciones, o que venda electricidad autogenerada o participe en planes de flexibilidad o de eficiencia energética, siempre que esas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional;

11) «comunidad ciudadana de energía»: una entidad jurídica que:

a) se basa en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios o pequeñas empresas.

b) cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera, y

c) participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, el suministro, el consumo, la agregación, almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética o, la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios;

15) «contrato con precios dinámicos de electricidad»: un contrato de suministro de electricidad entre un suministrador y un cliente final que refleja la variación del precio en los mercados al contado, incluidos los mercados diarios e intradiarios, a intervalos al menos iguales al período de liquidación del mercado;

19) «agregador independiente»: un participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente;

20) «respuesta de demanda»: el cambio de consumo de electricidad por parte de los clientes finales, respecto de sus pautas de consumo normales o actuales [...]

23) «sistema de medición inteligente»: un sistema electrónico capaz de medir la cantidad de electricidad vertida a la red o el consumo de electricidad de la red, que proporciona más información que un contador convencional, y capaz de transmitir y recibir datos, con fines de seguimiento y control, utilizando una forma de comunicación electrónica;

En el capítulo 4, dedicado a la gestión de las redes de distribución, se pueden encontrar diferentes menciones relevantes con respecto a las energías renovables, donde se habla sobre sus preferencias y participación activa. En el artículo 31, que habla de las funciones de los gestores de redes de distribución, se expone:

4. Todo estado miembro podrá imponer al gestor de la red de distribución la obligación de que, en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones generadoras, dé preferencia a las instalaciones generadoras que utilicen fuentes renovables o cogeneración de alta eficiencia, de conformidad con el artículo 12 del Reglamento (UE) 2019/943.

Y en el artículo 32, sobre incentivos para el uso de la flexibilidad en las redes de distribución:

2. [...] En dichas especificaciones se garantizará la participación efectiva y no discriminatoria de todos los participantes en el mercado, incluidos participantes en el mercado que ofrezcan energía procedente de fuentes renovables, participantes en el mercado que presten servicios de respuesta de demanda, los gestores de instalaciones de almacenamiento de energía y participantes en el mercado que presten servicios de agregación. [...]

Ya en el capítulo 5, donde se habla sobre las normas aplicables al gestor de la red de transporte, el artículo 40 engloba las funciones de los gestores de la red de transporte, a las ya convencionales se les suman la gestión ética de datos, así como la coordinación entre centros operativos regionales. Además, este artículo contempla que el Estado miembro puede ordenar que un gestor de red independiente asuma determinadas responsabilidades de una red que este no posee en propiedad. Al igual que para las redes de distribución, se deberán fomentar y facilitar el uso de respuesta de demanda, generadores renovables, etc. como servicios auxiliares de no frecuencia.

Finalmente, conforme al capítulo 7 y las autoridades regulatorias, el artículo 58 establece como objetivos de las autoridades promover el mercado interior de la electricidad, controlar el funcionamiento del mercado nacional y contribuir al desarrollo de redes seguras, eficientes y fiables mediante el uso de generación renovable, almacenamiento, etc., así como trabajar en alcanzar un servicio universal y accesible para clientes vulnerables

En virtud de lo establecido en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, resulta fundamental subrayar que las directrices deben ser integradas al ordenamiento jurídico nacional mediante una norma de rango legislativo, mientras que los reglamentos gozan de aplicabilidad directa sin requerir una transposición a nivel nacional.

Más allá de este conjunto normativo de alcance general, las instituciones europeas emiten disposiciones específicas que contribuyen a la configuración integral del marco regulador europeo. Un ejemplo destacado es el Reglamento 347/2013, orientado a las pautas referentes a las infraestructuras energéticas transeuropeas, donde se identifican los proyectos de interés común en este ámbito. Asimismo, cobran relevancia los códigos de red y directrices adoptados por la Comisión Europea, consolidando de esta manera un marco normativo detallado que complementa las disposiciones de carácter más general.

2.2.2. Análisis de la participación de las energías renovables en el mercado eléctrico español.

La escalada en los precios de materias primas y combustibles acontecidas durante los últimos años ha contribuido de manera notable en la búsqueda de nuevas estrategias y propuestas legislativas para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Por lo tanto, la comisión Europea presentó en 2022 el Plan REPowerEU, cuyo objetivo principal es reducir esta dependencia de los Estados respecto a los combustibles fósiles rusos, como el petróleo, el carbón y el gas, ampliando el desarrollo e implantación de infraestructuras y fuentes de energía eléctrica renovables con el objetivo de contar con una red de infraestructuras resilientes y eficientes que permitan avanzar en la diversificación del suministro, pero también en la seguridad del mismo. Una de sus principales metas, que con el paso del tiempo han ido siendo más ambiciosas, es elevar el objetivo de cuota de energía renovable en el consumo final para 2030 al 55%.

De esta forma, procederemos a analizar la evolución del sistema eléctrico con respecto a la potencia instalada y generada desde el punto de vista de las energías renovables.

Durante el año 2023, el panorama energético en España ha continuado su expansión, registrando un aumento del 7,5 % en la capacidad instalada de fuentes renovables en comparación con el año anterior. En la actualidad, las instalaciones de energía renovable constituyen el 61,76 % del conjunto del parque generador de energía eléctrica en España.

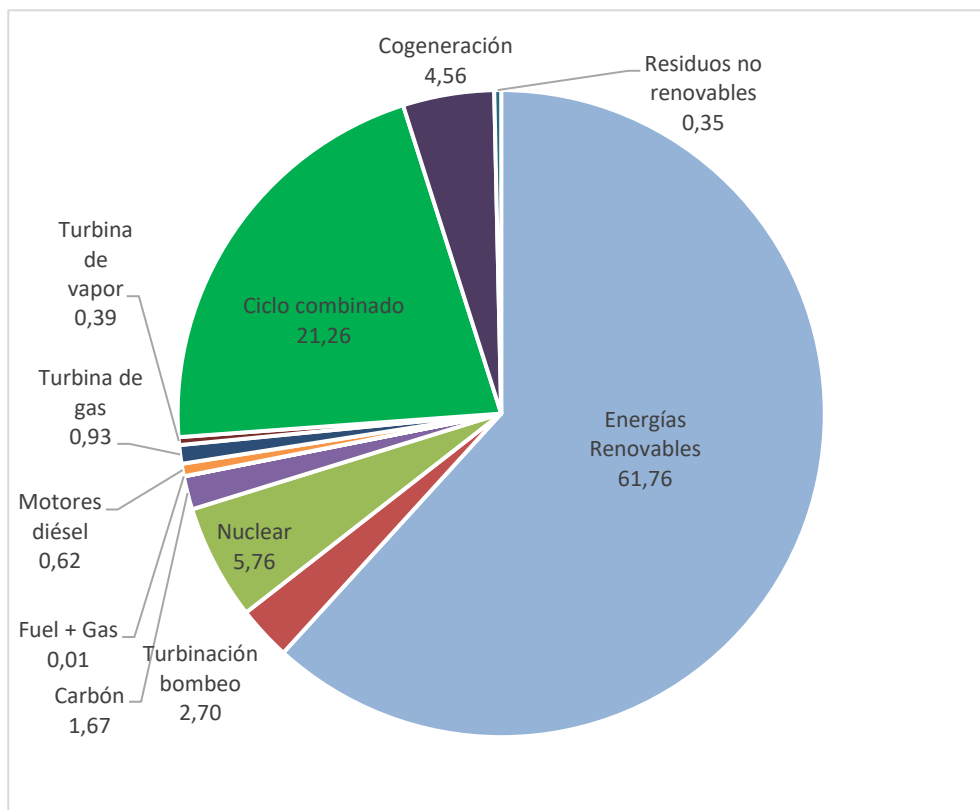


Ilustración 5. Estructura de potencia instalada (%) en 2024.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

Durante el año 2023 se han ido integrado en el parque generador 5270 MW de potencia renovables. Esto evidencia que lo que anteriormente se vislumbraba como una vía de desarrollo con gran potencial en estos últimos años se ha materializado como una realidad concreta, destacando el crecimiento de la energía solar fotovoltaica que viene dándose desde 2019, lo que la coloca hoy en día incluso por encima de la generación hidráulica.

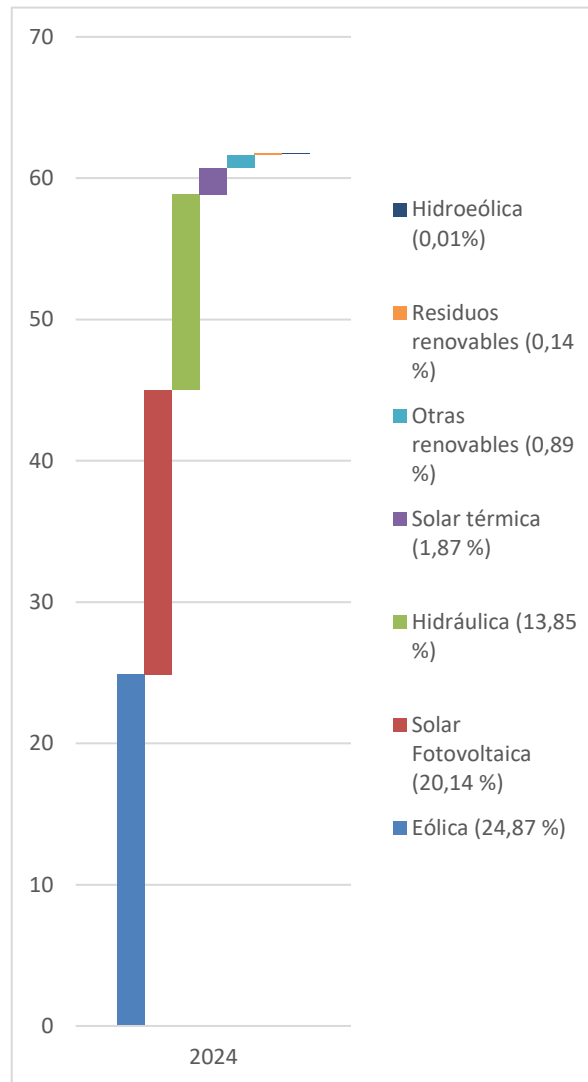


Ilustración 6. Distribución por tipos de Energía Renovable.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE.

La expansión de la capacidad instalada de energía renovable se debe, como hemos dicho, principalmente al aumento en la potencia de la energía solar fotovoltaica, que ha contribuido con 4.696 MW, representando un destacado 89,1 % del nuevo incremento. Este logro histórico coloca a la energía solar fotovoltaica como la tercera fuente de generación con mayor potencia, constituyendo el 20,4 % del total de capacidad instalada a nivel nacional. En contraste, la energía eólica ha sumado 573 MW a la nueva capacidad renovable, marcando una diferencia frente a los 1.400 MW agregados en 2022. A pesar de esta variación, la energía eólica mantiene su posición como la tecnología líder, representando el 24,87 % del parque generador nacional.

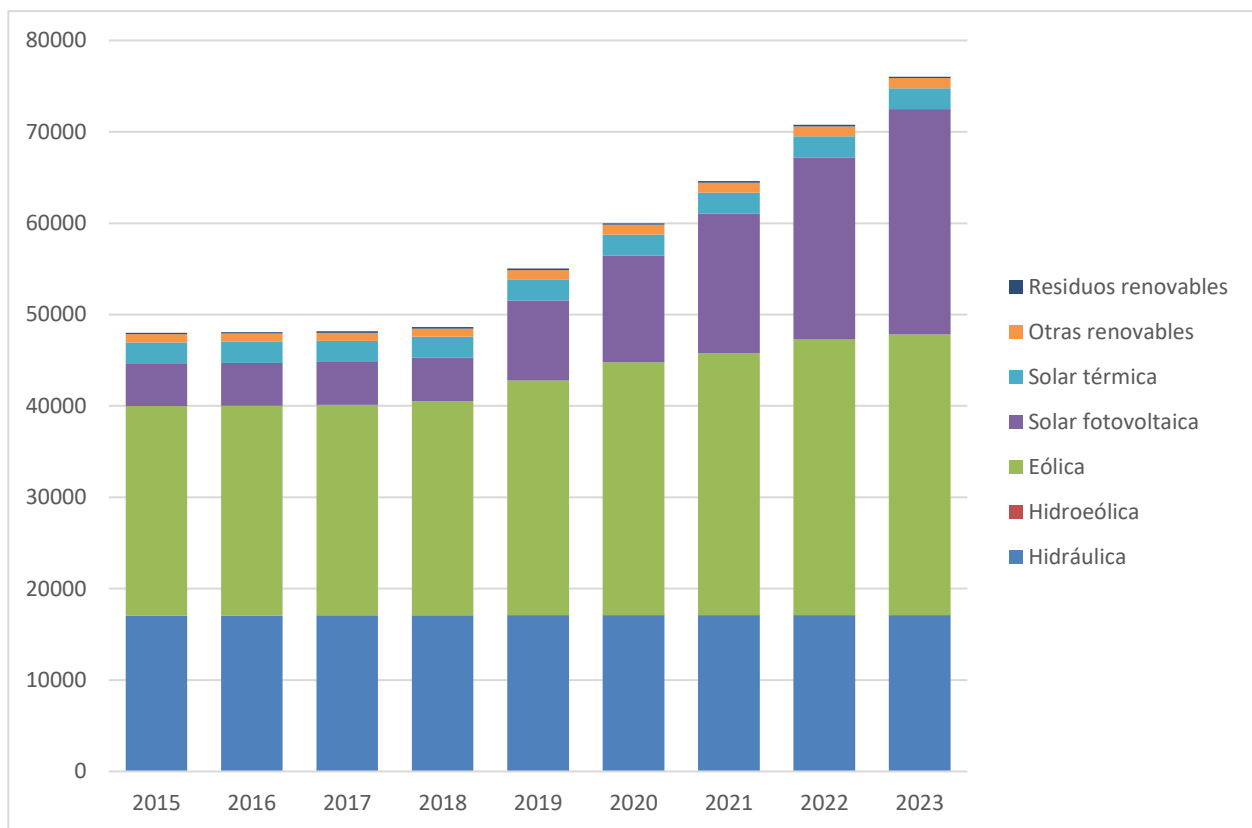


Ilustración 7. Evolución de potencia instalada procedente de energías renovables (MW).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

Durante el transcurso del año 2023, las energías renovables han desempeñado un papel fundamental en la generación eléctrica nacional al alcanzar una notable cuota del 50,3 %, marcando un incremento significativo del 8,1 % con respecto al año anterior. Este logro representa un punto de inflexión tras el retroceso experimentado en 2022, producido sobre todo por el fuerte descenso de la producción hidráulica del 39,7 % que llegó a valores mínimos históricos, consolidando un máximo histórico que supera incluso el registro previo de 2021, cuando las energías renovables constituían el 46,7 % del mix energético nacional.

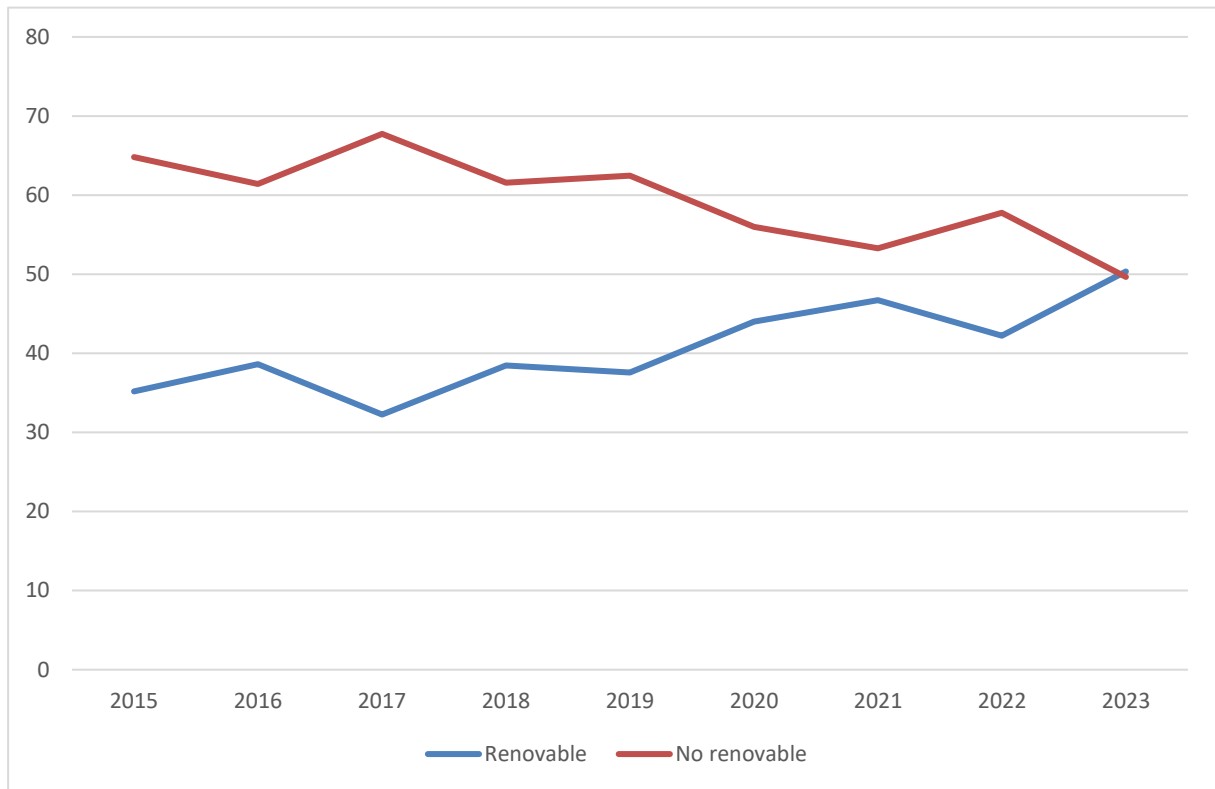


Ilustración 8. Evolución de la generación renovable y no renovable (%)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

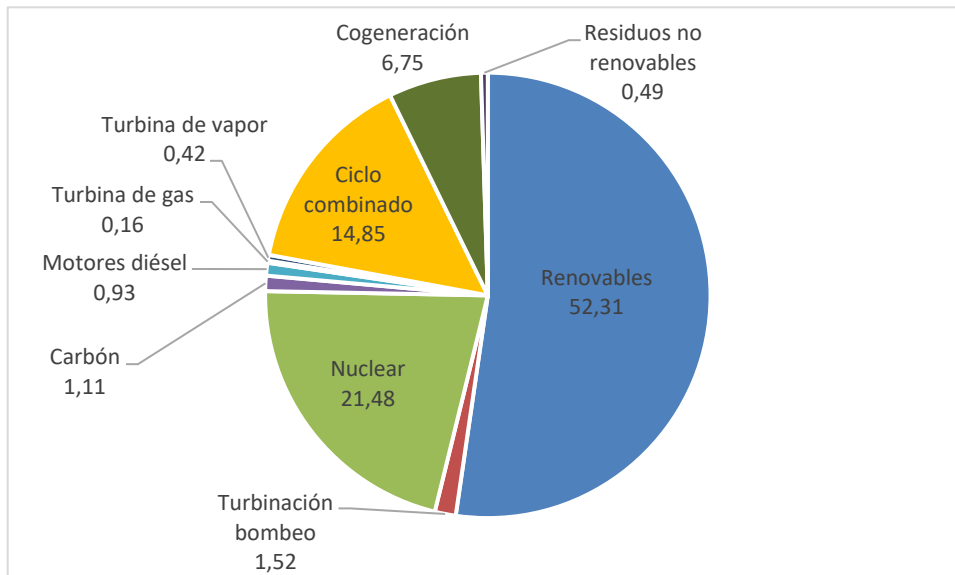


Ilustración 9. Estructura de la generación por tecnologías (%) en 2024.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

La eólica sigue siendo la tecnología renovable más importante en el mix de generación nacional, suponiendo el 23,5 % de la producción total, participación anual superior a la del año anterior cuando registró un valor de 22,1 %. En 2023 la eólica se ha convertido en la primera tecnología en toda la estructura de generación, superando así al ciclo combinado, el cual ha caído hasta el tercer puesto, adelantado también por la energía nuclear, que ha tenido un peso del 20,3 % sobre el total nacional.

La producción de origen eólico ha continuado creciendo por sexto año consecutivo, con una variación en 2022 del 2,2 % respecto a 2021. En total se han producido con esta tecnología 62568,6 GWh, alcanzando un nuevo récord histórico de generación eólica.

Volviendo con las instalaciones solares fotovoltaicas y el gran aumento de su potencia instalada, este impulso ha permitido que su producción eléctrica durante el año 2023 experimente un aumento del 33,8 %, alcanzando los 37331,7 GWh lo que supone un nuevo récord de generación anual y un máximo de participación en la composición eléctrica nacional con un 14 %, lo que significa un crecimiento de 3,9 puntos porcentuales respecto al año anterior, consolidando la cuarta posición en la estructura de generación peninsular, alcanzada por primera vez en 2022.

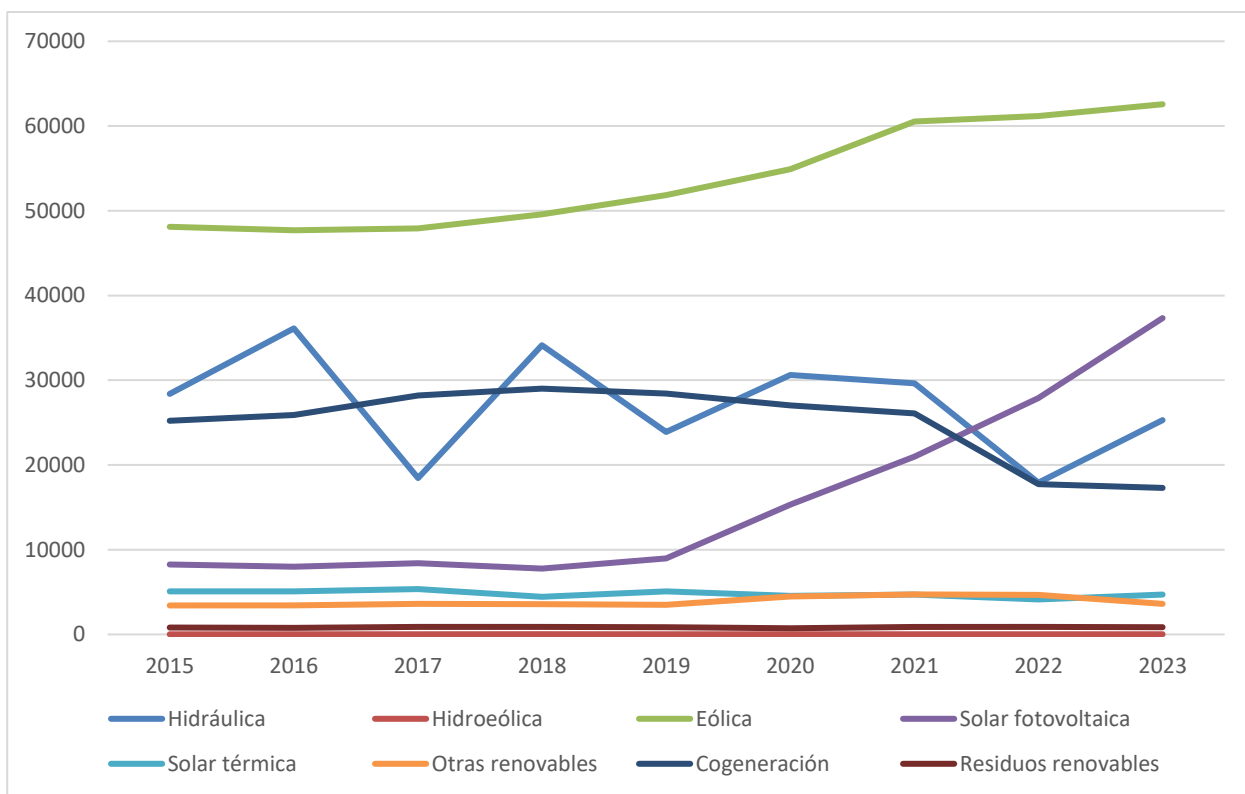


Ilustración 10. Evolución de la generación de energía renovable (GWh).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

En el transcurso del año 2022, las emisiones de dióxido de carbono equivalente asociadas a la generación eléctrica nacional experimentaron un aumento significativo del 23,8 % en comparación con el año anterior. Este incremento fue atribuido, como se mencionó anteriormente, al ligero retroceso experimentado en el porcentaje de utilización de energías renovables. No obstante, la dinámica ha experimentado un cambio positivo durante el año 2023, ya que se ha registrado una reducción considerable del 27,8 % en las emisiones de CO₂ con respecto al año precedente. Este declive ha llevado las emisiones a niveles incluso inferiores a los observados en 2021, continuando así la tendencia descendente que se ha mantenido durante los últimos seis años.

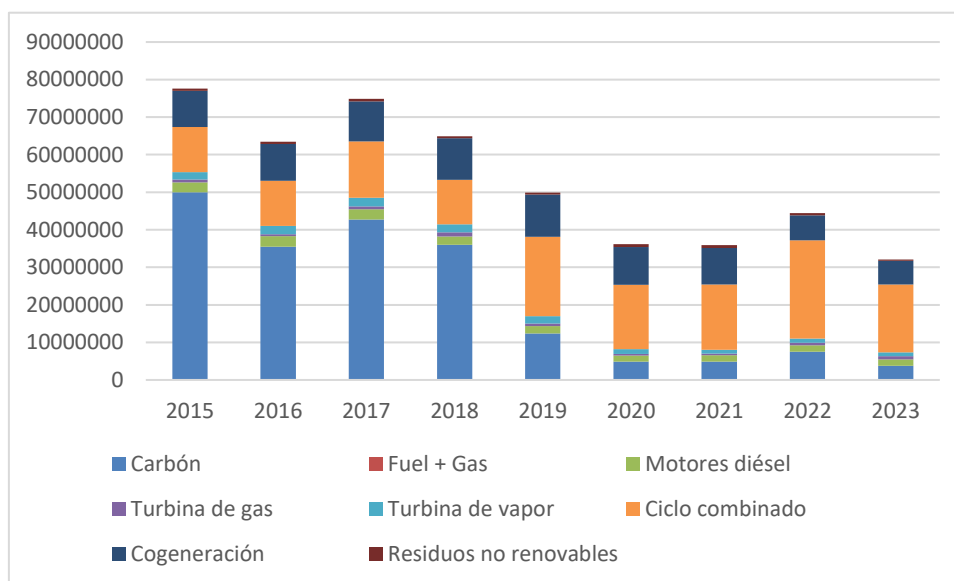


Ilustración 11. Emisiones y factor de emisión de CO₂ eq. de la generación (tCO₂ eq.)
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

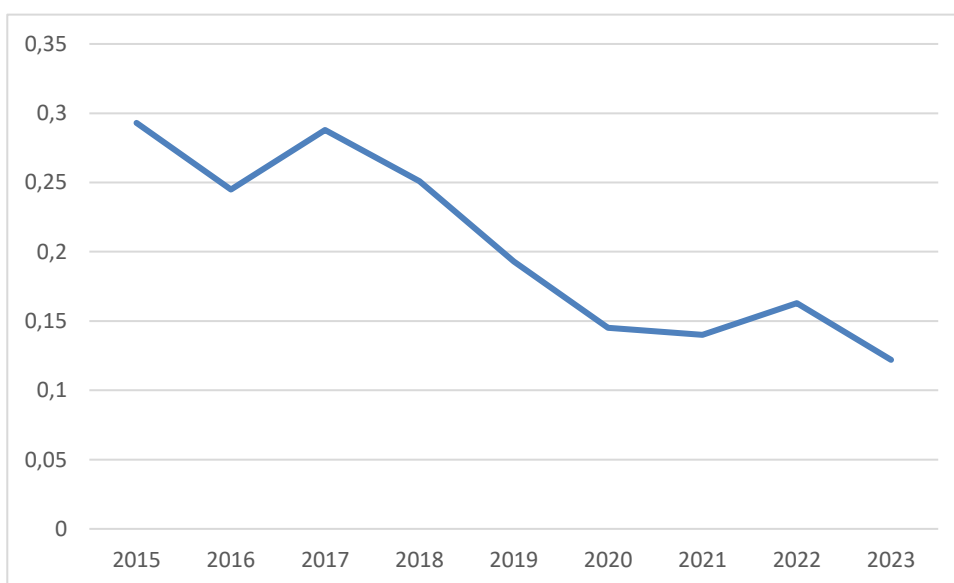


Ilustración 12. Emisiones y factor de emisión de CO₂ eq. de la generación (tCO₂ eq./MWh).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

Este giro hacia la disminución de las emisiones de CO₂ en 2023 refleja los esfuerzos y avances significativos en la adopción de fuentes de energía más limpias y sostenibles. A pesar de la variabilidad observada en 2022, la implementación de medidas y políticas orientadas hacia la expansión de las energías renovables ha contribuido de manera positiva a la reducción de la huella de carbono asociada a la generación eléctrica.

Este cambio positivo no solo subraya el impacto directo de las decisiones políticas y estratégicas en el sector energético, sino que también respalda la idea de que el compromiso con la transición hacia una matriz energética más sostenible puede tener resultados tangibles a corto plazo. La tendencia a la baja en las emisiones de CO₂ refuerza la importancia de continuar invirtiendo en tecnologías y prácticas que impulsen la descarbonización del sector eléctrico, contribuyendo así a los objetivos medioambientales y climáticos a nivel global.

El año 2023 no solo marca una disminución sustancial en las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica nacional, sino que también destaca el potencial de las decisiones estratégicas para impulsar cambios positivos significativos en la dirección de un sistema energético más limpio y sostenible.

2.3. Desafíos y barreras

2.3.1. Identificación de los desafíos técnicos y operativos para la integración efectiva de energías renovables

Conforme la IEA (International Energy Agency), la integración de la energía renovable puede dividirse en un marco que contempla 6 fases, cuyo objetivo es establecer una hoja de ruta en cada estado o nivel de integración, para garantizar la flexibilidad del sistema eléctrico. Esta flexibilidad se define como la capacidad del sistema eléctrico para mantener un servicio continuo frente a las variaciones diarias y estacionales en la demanda y generación eléctrica, independientemente de su origen. A lo largo de la historia de los sistemas de potencia, la flexibilidad ha sido esencial para prevenir contingencias inesperadas, como fallas en plantas de generación o líneas de transmisión.

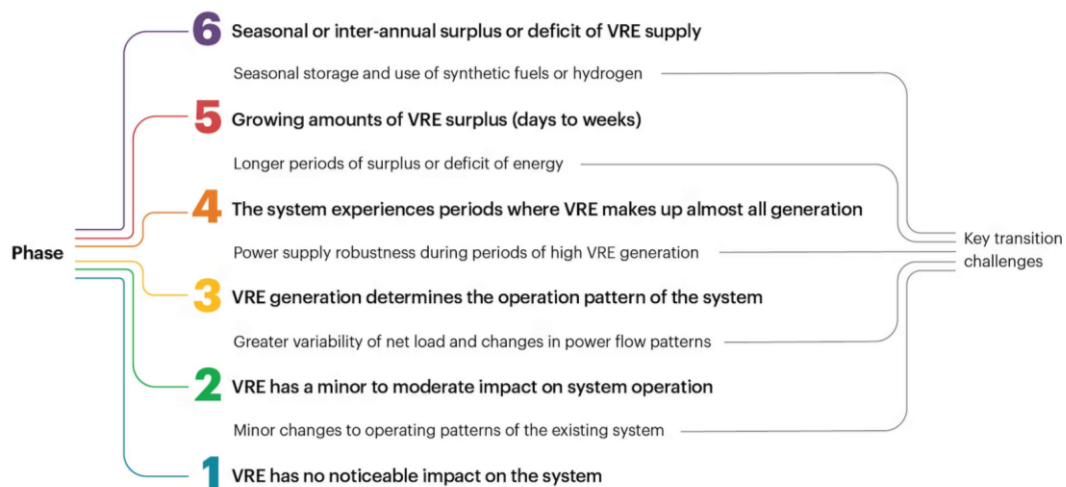


Ilustración 13. Características clave y desafíos en las diferentes fases de la integración del sistema. [13]

En la fase 1, nos encontramos en las primeras fases donde la implementación de las energías renovables variables no tiene un impacto inmediato en la operación del sistema eléctrico. Durante la fase 2, surgen problemas de flexibilidad, pero el sistema puede gestionarlos mediante ajustes operativos menores. Las fases 3 a 6 señalan una creciente influencia de los sistemas renovables en la determinación de las operaciones del sistema, desde la necesidad de inversiones adicionales en flexibilidad, excesos estructurales en la generación de VRE que resultan en limitaciones, hasta desequilibrios estructurales en el suministro de energía en periodos estacionales e interanuales, que requieren el acoplamiento de sectores.

La necesidad de flexibilidad en el sistema eléctrico abarca diversas escalas temporales, con soluciones de hardware y prácticas operativas específicas para cada una. En periodos más cortos, se busca estabilidad y equilibrio en el sistema, mientras que en lapsos más extensos se abordan desequilibrios estacionales entre la oferta y la demanda, influenciados por condiciones climáticas y la disponibilidad de recursos de energía renovable.

Los desafíos iniciales se manifiestan en intervalos temporales cortos a medianos, seguidos de inquietudes sobre la estabilidad en periodos muy cortos. A medida que las Energías Renovables Variables (VRE) se consolidan como fuente primaria de suministro, surgen problemáticas a largo y muy largo plazo en las fases más avanzadas.

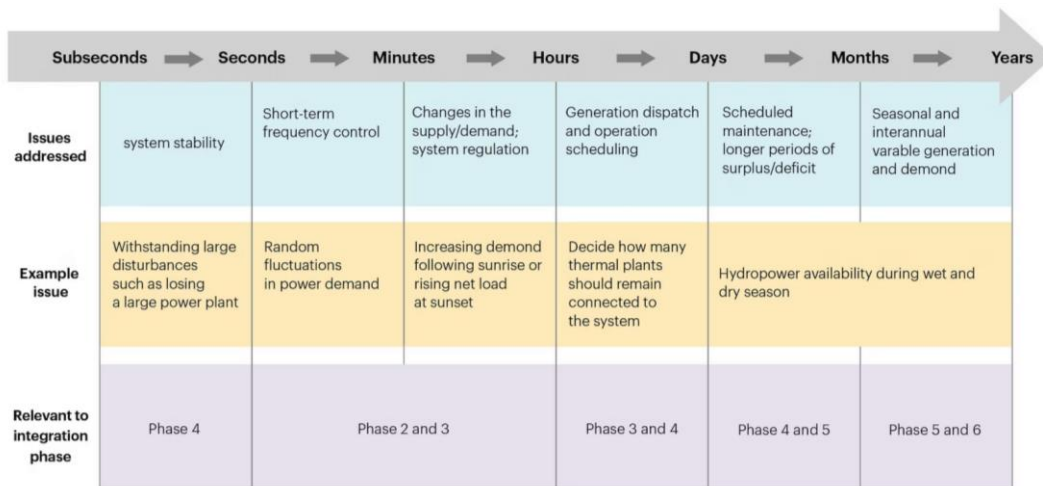


Ilustración 14. Problemas observados en diferentes escalas temporales de flexibilidad. [13]

Según IEA, en datos de finales de 2022 y con respecto a nuestro porcentaje de generación anual atribuido a las energías renovables, España se encuentra en la fase 4 de este marco que se ha comentado, donde las tecnologías renovables alcanzan a cubrir casi toda la demanda en algunos períodos. Por lo que, atendiendo al momento en el que nos encontramos y relacionándolo con estos supuestos, se pueden observar una serie de retos que comentaremos.

Con respecto a la naturaleza de las energías renovables y su inclusión en nuestra red existente, basada en una generación centralizada, se encuentra el inconveniente de la electrónica de potencia en la que se basan los generadores renovables. Este tipo de generación no aporta ningún tipo de inercia al sistema, ya que no se basa en generadores síncronos, lo que dificulta la gestión de la regulación primaria de frecuencia. Al mismo tiempo, la naturaleza intermitente de la generación renovable conlleva cambios considerables en la potencia, viéndose incapaz de responder por sí misma en los momentos donde no se dispone de ella, lo que puede generar fluctuaciones en la oferta y demanda de energía, afectando los precios y la planificación del sistema.

Por otro lado, los mercados eléctricos descentralizados tienen un potencial significativo para facilitar la integración de energías renovables. La generación distribuida, en forma de paneles solares en techos y pequeñas turbinas eólicas, puede reducir la demanda de energía de la red y, en algunos casos, incluso inyectar energía de vuelta a la red. Esto descentraliza la generación y reduce las pérdidas en la transmisión, lo que puede mejorar la eficiencia general del sistema. Además, la participación de los consumidores modernos en los mercados eléctricos descentralizados promueve la adopción de tecnologías de generación renovable y fomenta la conciencia sobre la sostenibilidad energética.

Sin embargo, esta presencia creciente de generación distribuida, principalmente a través del autoconsumo, plantea la posibilidad de flujos de carga inversos en la red eléctrica. Con el aumento de consumidores que también pueden aportar energía a la red cuando generan más de lo que consumen localmente, se generan nodos donde el flujo de potencia tradicional se invierte. En lugar de consumir energía, estos nuevos consumidores inyectan potencia a la red. Esta inversión en el flujo de potencia requiere considerables ajustes en la infraestructura eléctrica, especialmente en las protecciones, que actualmente están diseñadas para operar en un flujo radial descendente en baja tensión. Adaptarse a este flujo bidireccional exigiría una significativa inversión en la red eléctrica. Una posible solución para abordar este desafío técnico es la implementación de sistemas de almacenamiento de energía vinculados a la generación distribuida. Estos sistemas permitirían un uso más eficiente de la energía generada a lo largo del día y contribuirían a gestionar de manera óptima los flujos de carga inversos en la red.

Las variaciones en tensiones, derivadas de estos nuevos consumidores, junto con los cambios en la generación, introducen una mayor complejidad en la operación del sistema eléctrico, desafiando los criterios establecidos para la calidad de onda y perfiles de tensiones en las líneas. Sin la aplicación de algoritmos de control en la generación distribuida mencionada anteriormente, las fluctuaciones de potencia activa podrían tener un impacto negativo en las tensiones de la red.

La posibilidad de sobrecargas en las líneas actuales se presenta al modificar la estructura actual de generación y demanda. Es decir, existe el riesgo de que las líneas se saturen con un exceso de potencia durante intervalos en los que la demanda aumente, especialmente con la carga de vehículos eléctricos, lo que invita a elaborar una expansión de la infraestructura ya existente. Sin embargo, a medida que se avanza en este proceso de transformación, es imprescindible reconocer que, aunque estas inversiones son esenciales, no podemos mantener un crecimiento infinito de la red eléctrica. Las limitaciones, ya sea por restricciones de espacio físico o por la inviabilidad económica que implica una expansión sin restricciones, nos instan a reflexionar sobre nuevas estrategias y enfoques.

En primer lugar, el espacio disponible para la expansión de la infraestructura eléctrica es un factor crucial a considerar. A medida que las demandas energéticas continúan su ascenso, la disponibilidad de terrenos adecuados para nuevas instalaciones eléctricas se vuelve cada vez más limitada. Además, el impacto ambiental de una expansión desmedida puede resultar significativo, afectando ecosistemas locales y generando preocupaciones en términos de sostenibilidad.

Por otro lado, la viabilidad económica de extender indefinidamente la red eléctrica también plantea desafíos. Los costos asociados con la construcción de nuevas infraestructuras, la adquisición de terrenos y la implementación de tecnologías avanzadas pueden resultar prohibitivos. Además, el mantenimiento y operación a largo plazo de una red eléctrica expansiva pueden generar cargas económicas sostenidas, que podrían no ser eficientes desde el punto de vista financiero.

2.3.2. Barreras económicas y regulatorias que podrían limitar su participación en los mercados eléctricos.

El panorama de las energías renovables también se ve obstaculizado por diversos desafíos socioeconómicos que dificultan su expansión y desarrollo. Uno de los principales problemas radica en la limitada accesibilidad a la financiación para proyectos de energías renovables, lo cual se agrava por la escasez de incentivos y el reducido retorno económico ofrecido por las compañías eléctricas a los productores independientes. Esta falta de apoyo financiero proviene, en parte, de la competencia con las fuentes de energía convencionales, cuyos precios no incorporan las externalidades socioambientales asociadas a las emisiones contaminantes.

Además, las inversiones iniciales elevadas constituyen otro impedimento significativo, ya que los proyectos de energías renovables a menudo requieren costos de inversión relativamente altos, atribuibles a la ocupación extensa del territorio, la falta de experiencia en la implementación y las complejas evaluaciones de impacto ambiental. Esta realidad contribuye al prolongado período de amortización, lo que hace que la rentabilidad de los proyectos sea incierta y demorada.

La ausencia de inversores y actores clave también contribuye a la dificultad que enfrenta el sector. La falta de agentes comprometidos en el respaldo económico de las energías renovables impide su crecimiento sostenible. Además, la poca existencia de una industria relacionada con las energías renovables agrega complicaciones, incrementando los costos de los proyectos. La carencia de una infraestructura manufacturera cercana para los componentes necesarios y la falta de mantenimiento del patrón industrial en una zona elevan los gastos asociados.

La inviabilidad de las pequeñas plantas es otra preocupación. Aunque la integración de pequeñas instalaciones puede ser técnicamente factible, su falta de rentabilidad fomenta una mentalidad centrada en proyectos a gran escala, limitando la diversificación y la descentralización de la producción de energía.

Por otro lado, los costes de conexión a la red imponen una carga adicional a los productores de energías renovables. Estos costes incluyen tarifas iniciales relacionadas con el estudio de conexión, así como ajustes necesarios para la evacuación de energía a la red, especialmente en situaciones de falta de capacidad en la red existente.

Los costes legales y administrativos representan otro desafío para el sector, incluyendo tasas e impuestos que pueden añadir un peso considerable a los proyectos. Por último, los costes de desarrollo de procesos, como la logística y el transporte de biomasa, contribuyen a la complejidad económica y operativa de los proyectos de energías renovables.

En la actualidad, España enfrenta diversas barreras políticas y regulatorias que afectan la integración eficiente de energías renovables. Una de las principales preocupaciones es la inestabilidad normativa y la variabilidad en las políticas energéticas. El informe de REN21 sobre la Situación Global de las Energías Renovables 2022 [11] critica que los gobiernos han seguido ofreciendo subsidios a la producción y el consumo de combustibles fósiles como primera opción para hacer frente a los efectos de la crisis energética, a pesar de los compromisos sobre acción climática de alcanzar emisiones cero de gases de efecto invernadero en 2050 firmados en la COP26, en cuya declaración final se resaltó la necesidad de reducir el uso del carbón. Aunque en 2023 se ha vuelto a una senda positiva en este sentido, es un trance que puede impactar la confianza de los inversores y la planificación a largo plazo de proyectos renovables.

La dispersión de las regulaciones a nivel regional y local también sigue siendo un desafío significativo. Las diferencias en normativas entre las distintas comunidades autónomas han creado un entorno regulatorio fragmentado, dificultando la implementación coherente de proyectos renovables en todo el país.

Las restricciones urbanísticas de suelo y las distancias de seguridad representan otra barrera actual. La clasificación de ciertos terrenos como incompatibles con la instalación de centrales renovables, junto con las rigurosas distancias establecidas para proyectos eólicos, limita las áreas disponibles para el desarrollo y aumenta la complejidad de la planificación.

En el ámbito de los procedimientos administrativos, persisten críticas sobre su complejidad y duración. La obtención de licencias y permisos sigue siendo un proceso engorroso. En los proyectos de construcción de redes eléctricas, los tiempos reales de procesamiento son mucho más largos de lo permitido por las reglas, que establecen un límite de 18 meses. En promedio, estos proyectos duran entre 2 y 3 años, y en casos extremos,

pueden superar los 10 años. En los últimos años, el número de proyectos de energía renovable en proceso ha aumentado drásticamente, pasando de 250 en 2019 a 2.300 en 2021, lo que ha causado retrasos y ha abrumado a las administraciones públicas. En el caso de los proyectos de redes, algunas comunidades autónomas han experimentado un aumento del 75% en la cantidad de trámites en los últimos dos años. [12]

3 METODOLOGÍAS Y MODELOS

“La belleza de la invención radica en su sencillez. Las ideas más grandes suelen ser las más simples.”

- Nikola Tesla -

3.1. Modelos de Integración

En el complejo entramado de desafíos que plantea la integración de energías renovables, es imperativo dirigir nuestra atención hacia soluciones ingeniosas que no solo aborden las barreras existentes, sino que también catalicen una transición energética efectiva y sostenible. En este segmento, nos adentraremos en un análisis exhaustivo de las estrategias innovadoras diseñadas para superar los obstáculos en los ámbitos económico, técnico, socioambiental y regulatorio, delineando un panorama integral de soluciones que están marcando la pauta en la evolución del sector energético.

Desde el punto de vista económico, la inversión en energías renovables a menudo se encuentra atada a consideraciones financieras significativas. No obstante, diversas soluciones emergen como catalizadores cruciales para estimular la adopción masiva de tecnologías limpias. Modelos de financiamiento colaborativo, donde la comunidad participa activamente en la financiación de proyectos renovables, no solo democratizan la inversión, sino que también fomentan un sentido de propiedad y responsabilidad compartida. Además, políticas gubernamentales estratégicas, como incentivos fiscales y tarifas de alimentación, pueden proporcionar el impulso económico necesario para que las energías renovables se vuelvan más competitivas y atractivas para inversores privados.

Desde la perspectiva técnica, la intermitencia de fuentes renovables como la solar y la eólica plantea retos en la estabilidad del suministro. Las soluciones avanzadas de almacenamiento de energía, como baterías de última generación y tecnologías de almacenamiento térmico, emergen como pilares clave para suavizar las variaciones en la generación. Asimismo, la implementación de redes de distribución inteligente, respaldadas por algoritmos avanzados y sistemas de gestión eficientes, permite una integración más fluida y resiliente de las fuentes renovables en la red eléctrica.

En el ámbito socioambiental, la participación comunitaria se revela como un componente esencial para el éxito a largo plazo de la transición energética. Estrategias que fomentan la colaboración activa de las comunidades locales, como la creación de proyectos energéticos compartidos y la educación ambiental, no solo disminuyen posibles resistencias, sino que también construyen una base sólida de apoyo y compromiso hacia un futuro más sostenible.

Finalmente, en el terreno regulatorio, la implementación de políticas proactivas se erige como una herramienta fundamental para impulsar el cambio. Incentivos gubernamentales, como tarifas preferenciales para la conexión a la red y cuotas de energías renovables, crean un marco que no solo facilita la adopción de tecnologías limpias, sino que también establece metas ambiciosas para la descarbonización del sector energético.

Estas soluciones no solo representan respuestas a desafíos específicos, sino que también delinear el camino hacia un futuro donde la sostenibilidad y la eficiencia energética son pilares fundamentales de nuestro sistema eléctrico.

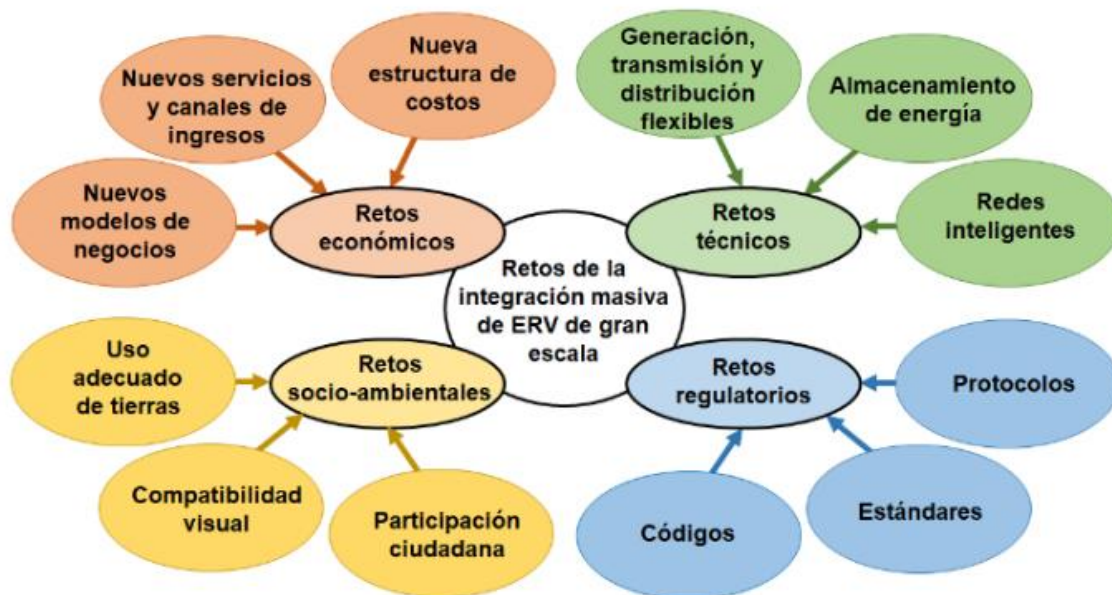


Ilustración 15. Tipos de retos y algunas soluciones de la integración masiva de Energías Renovables Variables en los sistemas de potencia [14]



Ilustración 16. Elementos para aumentar la flexibilidad de un sistema de potencia con ERV gran escala [14]

3.1.1. Sistemas de almacenamiento de energía (ESS)

El incremento de las fluctuaciones en la potencia de salida, la necesidad de mantener la frecuencia y estabilizar el voltaje en los sistemas de energía ha encontrado en los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) una solución inteligente. El rápido avance tecnológico en esta área ha despertado un creciente interés en integrar los ESS en los sistemas de energía, no solo como respuesta a las demandas actuales sino también como una estrategia para mejorar la confiabilidad y eficiencia económica del sistema. Este cambio en la percepción y aplicación de las tecnologías de almacenamiento de energía destaca su flexibilidad operativa y su capacidad para abordar desafíos fundamentales en la gestión energética.

La integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) emerge como una estrategia eficaz para gestionar la energía generada por fuentes renovables. Cuando se registra un excedente energético, el ESS almacena la energía para liberarla en momentos de alta demanda, proporcionando así una solución inteligente para suavizar las variaciones en la producción de energía, asegurar la estabilidad de voltaje, mantener la frecuencia y mejorar la calidad del suministro [38]. Más allá de su función principal de almacenamiento, el ESS desempeña un papel fundamental en la provisión de servicios adicionales, como soporte de voltaje y frecuencia, reducción de picos, arbitraje de energía y otros servicios auxiliares. La implementación de ESS contribuye significativamente a proporcionar una corriente constante a los consumidores, evitando cortes de energía y mejorando la confiabilidad general del suministro eléctrico. [39,40]

3.1.1.1 Descripción general

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) presentan una diversidad de clasificaciones según el medio de almacenamiento utilizado, abarcando categorías como almacenamiento mecánico, electroquímico, químico, térmico, entre otros, en función de cómo se almacena la energía [40]. Esta diversificación responde a la necesidad de adaptarse a diversas condiciones y requerimientos específicos de cada aplicación.

En términos generales, un ESS se compone de cuatro elementos esenciales, cada uno desempeñando un papel crucial en su funcionamiento [37], como se detalla en la ilustración siguiente:

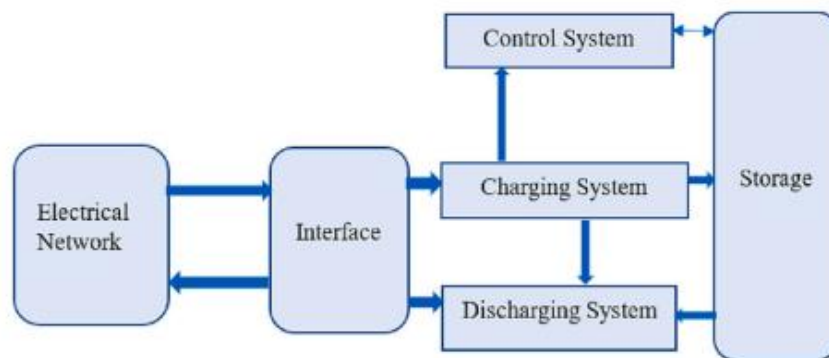


Ilustración 17. Componentes fundamentales del funcionamiento de ESS. [41]

- Medio de almacenamiento: Cada tecnología de almacenamiento tiene sus propias características y aplicaciones específicas, permitiendo la adaptación a una amplia gama de contextos y necesidades energéticas. Este componente proporciona la infraestructura para almacenar energía eléctrica en una forma específica. Las opciones incluyen el almacenamiento en baterías, almacenamiento en aire comprimido, almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, almacenamiento térmico, entre otras.
- Unidad de carga: Responsable de facilitar el flujo de energía desde el sistema eléctrico hacia el medio de almacenamiento. Esta unidad juega un papel crucial en el proceso de cargar el sistema para almacenar energía, permitiendo la captura de excedentes energéticos en momentos de baja demanda o alta producción.
- Unidad de descarga: Contraparte de la unidad de carga, esta componente libera la energía almacenada durante los períodos pico para satisfacer la demanda de carga. Su capacidad para suministrar energía en momentos críticos mejora la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, contribuyendo a mantener una oferta constante y eficiente.
- Centro de control: Encargado de supervisar el flujo de energía eléctrica y optimizar la operación del sistema de transmisión y distribución. Este componente centraliza la gestión y coordinación del ESS, permitiendo ajustes dinámicos en respuesta a las condiciones cambiantes de la red eléctrica. Su capacidad para monitorear y regular el sistema aumenta la eficiencia operativa y la adaptabilidad del ESS a las variaciones en la demanda y la oferta de energía.

En la vanguardia de la evolución tecnológica, emerge una diversidad de tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía (ESS), las cuales se clasifican meticulosamente según distintos criterios como los medios de almacenamiento, tiempo de respuesta y funciones específicas. Una categorización ampliamente aceptada se basa en el tipo de energía que se almacena, y esta diversidad de enfoques abre un abanico de posibilidades, abarcando dimensiones químicas, eléctricas, mecánicas, térmicas y electroquímicas.

En este contexto, la clasificación de los ESS según el tipo de energía almacenada refleja la heterogeneidad de tecnologías disponibles. Las variantes químicas abordan el almacenamiento mediante procesos químicos, como en el caso de baterías, ofreciendo soluciones eficientes para diversos escenarios de aplicación. Por otro lado, los enfoques eléctricos se centran en la manipulación y distribución de la energía eléctrica, mientras que las tecnologías mecánicas buscan soluciones basadas en la transformación y almacenamiento de energía cinética o potencial. Las dimensiones térmicas y electroquímicas agregan capas adicionales de complejidad y posibilidades, ofreciendo soluciones innovadoras para abordar desafíos específicos de almacenamiento de energía. Esta diversidad de tecnologías no solo refleja avances significativos en la capacidad de almacenamiento, sino también la capacidad de adaptarse a una amplia variedad de aplicaciones y condiciones operativas.

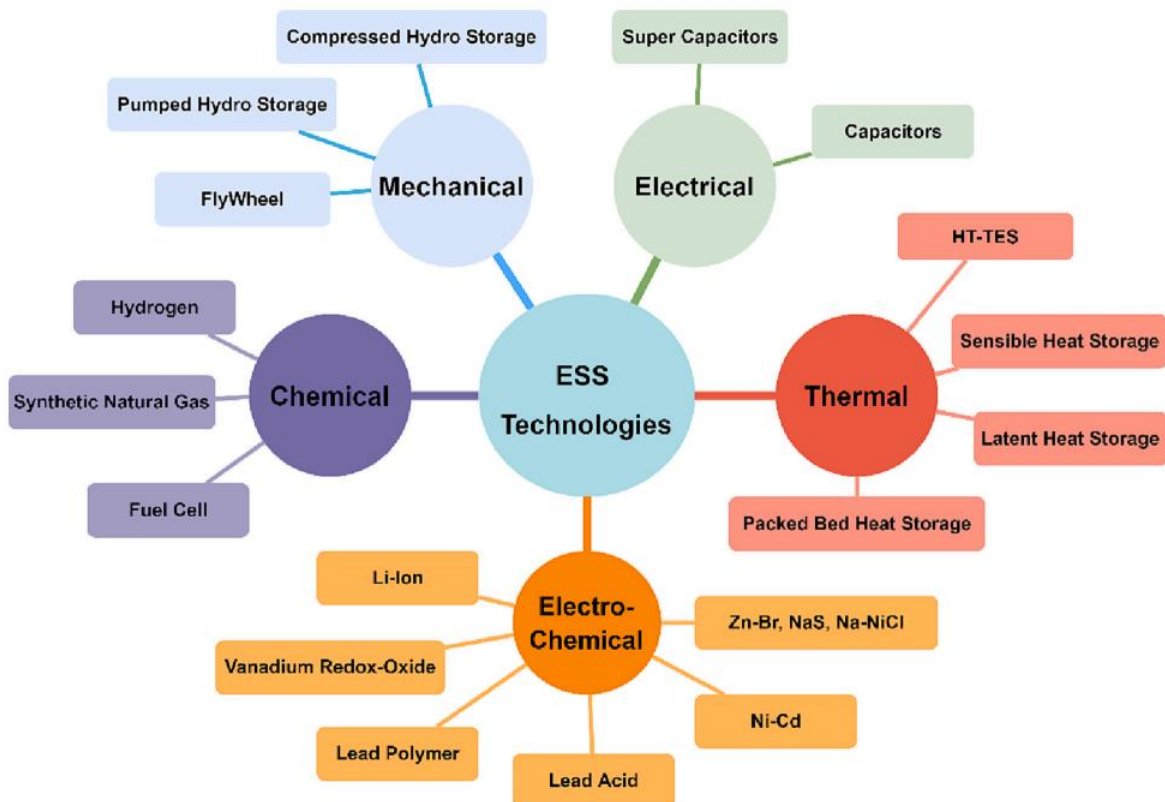


Ilustración 18. Clasificación de tecnologías de almacenamiento según el medio de almacenamiento [42]

3.1.1.2 Aplicaciones

- Aliviar las fluctuaciones de salida: La generación de energía a partir de parques eólicos se caracteriza por su naturaleza intermitente y variable, lo cual conlleva a fluctuaciones en la frecuencia y el voltaje. La implementación de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) surge como una solución efectiva para mitigar estas fluctuaciones en la potencia de salida, contribuyendo así a mantener la estabilidad del sistema. [38,40,43].

- Atenuar la congestión de la transmisión: Ubicados mayormente en zonas remotas, los parques eólicos plantean desafíos en términos de pérdidas de energía durante su transporte a largas distancias a través de las líneas de transmisión. Dicha infraestructura se ve limitada en su capacidad para gestionar eficientemente la transmisión de energía, resultando en situaciones de congestión en la red. Los sistemas de almacenamiento de energía se presentan como una solución estratégica, ya que contribuye significativamente a mitigar la congestión en la red y reducir los costos asociados a dichos problemas de transmisión. [45,46].
- Gestión de excedente: En momentos de baja demanda, la energía eólica excedente tiene la posibilidad de ser almacenada en baterías, para luego ser liberada cuando sea necesario para cubrir la demanda de carga, especialmente en situaciones donde la capacidad total de generación o la contribución de la energía eólica resultan ser insuficientes. [44,38].
- Mediación energética: El uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) ofrece la posibilidad de acumular energía a costos reducidos y liberarla cuando los precios de la electricidad alcanzan niveles más elevados, ya que dichos precios experimentan variaciones a lo largo de cada hora. Esto proporciona una estrategia eficiente para gestionar los costos asociados al suministro eléctrico, aprovechando las fluctuaciones del mercado en beneficio del consumidor. [44,40].
- Optimización de la Transmisión Eléctrica: Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) cumplen la función de retener energía en momentos de congestión en la red de transmisión y la liberan estratégicamente durante los períodos de mayor demanda, lo que resulta en una reducción significativa de la necesidad de invertir en infraestructuras adicionales de transmisión eléctrica. [44,38].
- Suministro de energía ininterrumpida: Cuando la operación de la central eléctrica se ve interrumpida de manera inesperada, los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) se convierten en un recurso valioso que puede utilizarse como respaldo para garantizar el suministro eléctrico y satisfacer la demanda en esos momentos críticos. [38]
- Control de frecuencia y tensión.: La estabilidad del sistema eléctrico implica la tarea de mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos, ya que cualquier desequilibrio entre la oferta y la demanda puede ocasionar fluctuaciones perjudiciales. Además, se busca asegurar la estabilidad del voltaje mediante la entrega precisa de potencia reactiva, contribuyendo así al mantenimiento general de la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. [38,43,44].

3.1.2. Redes Inteligentes (Smart Grids)

Una Smart Grid, o red eléctrica inteligente, va más allá de ser un simple conducto para el transporte de electricidad. Su verdadera naturaleza radica en su capacidad para monitorizar y gestionar la electricidad mediante la aplicación de nuevas tecnologías y procesos de control. El propósito fundamental de esta red es mejorar aspectos clave como la eficiencia, fiabilidad, sostenibilidad y seguridad del suministro eléctrico. Este enfoque se materializa a través de la integración de sensores y medidores que permiten la recopilación y análisis en tiempo real de datos sobre el estado y rendimiento de la red. Este análisis minucioso posibilita una coordinación eficiente en las áreas de generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica. En última instancia, una Smart Grid se erige como un sistema integral que aprovecha la tecnología para elevar la funcionalidad y eficacia de la red eléctrica en su conjunto.

En [15] se define como: "Smart significa inteligente, que funciona en la automatización; Grid, hace referencia a la red eléctrica; una red de líneas de transmisión, subestaciones, transformadores y de más elementos que proveen electricidad desde la planta de energía a los usuarios finales"

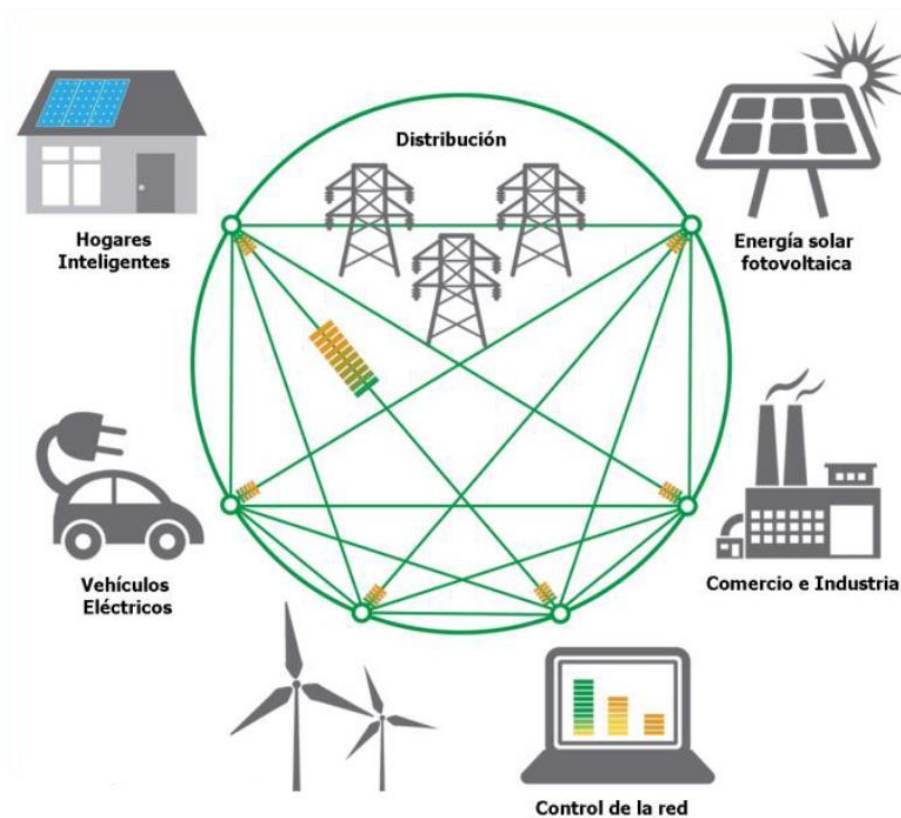


Ilustración 19. Estructura de la Smart Grid [16]

Las diferencias clave entre una red eléctrica tradicional y una red inteligente son significativas, ya que la última va más allá de ser un simple canal de transporte de electricidad. Una red inteligente incorpora tecnologías avanzadas, como sensores y medidores inteligentes, para supervisar y administrar en tiempo real todos los recursos de la red, incluyendo la generación, la demanda, la distribución y el almacenamiento de energía.

Una de las características distintivas de una red inteligente es su bidireccionalidad, lo que significa que puede adaptarse a las fluctuaciones en la producción y demanda de energía. Esta capacidad permite que la electricidad fluya en ambas direcciones, lo que implica no solo la distribución de energía a los puntos de consumo, sino también la posibilidad de que los consumidores generen y viertan electricidad a la red.

La coordinación en tiempo real de diversos sistemas de control es otra capacidad fundamental de una red inteligente. Estos sistemas miden una amplia gama de parámetros, desde el consumo y la temperatura ambiental hasta el estado de carga de los conductores. Esta información permite realizar acciones como reconfigurar la red para aislar fallos, aprovechar momentos de alta producción solar para almacenar excedentes, y gestionar la demanda de manera eficiente.

Las ventajas de las redes inteligentes son diversas y abarcan áreas clave:

- Eficiencia y Seguridad Mejoradas:
 - Las redes inteligentes pueden contribuir a la reducción de pérdidas en la distribución mediante el monitoreo en tiempo real.
 - Mayor identificación y corrección de fugas y fallos en el cableado, conexiones y equipos.
 - Elección óptima de rutas para evitar transmisiones a larga distancia y así realizar una distribución eficiente de la energía.
 - Automatización de la gestión de carga para ajustarse a la demanda en tiempo real.
 - Todo ello en conjunto, permite una reducción de la demanda en horas pico para un uso más eficiente de la red.
- Reducción de Emisiones:
 - Optimización del sistema para reducir la necesidad de generación contaminante adaptándose a la producción renovable, lo que se diferencia de la red tradicional ya que trabaja bajo previsiones de demanda estáticas.
 - Mayor capacidad para incorporar fuentes renovables.
- Mayor Calidad de Suministro:
 - Adaptabilidad a fallos o problemas en diferentes zonas de la red.
 - Gestión de dispositivos de almacenamiento y generación descentralizada.
 - Aumento de seguridad.
- Ahorro en el Consumo:
 - Información en tiempo real sobre el consumo y tarifas para una gestión fácil y eficiente.
- Descentralización de la Producción:
 - Almacenamiento y aprovechamiento de la energía producida por los consumidores, lo que disminuye la dependencia de grandes operadores energéticos.
- Facilitación de la Transición Energética:
 - Integración de energías renovables y apoyo a la movilidad eléctrica.
 - Democratización de la producción eléctrica.

La transición hacia un sistema energético más descentralizado constituye un cambio fundamental en el paradigma actual, donde los consumidores se convierten en agentes activos, conocidos como "prosumidores". Este término refleja la transformación del rol tradicional del consumidor pasivo de energía en un participante activo que no solo utiliza la electricidad, sino que también tiene la capacidad de generar, compartir, vender o almacenar energía. Este cambio de perspectiva impulsa una mayor autonomía energética y una participación más directa en la dinámica del sistema eléctrico.

En este contexto, las redes eléctricas inteligentes desempeñan un papel fundamental al proporcionar la infraestructura necesaria para facilitar esta nueva dinámica. Al responder de manera ágil y eficiente a las fluctuaciones en la demanda eléctrica, las redes inteligentes permiten una integración más fluida de las fuentes de energía renovable y un uso óptimo de los recursos disponibles.

3.1.2.1. Conmutación de líneas de transmisión (OTS)

La reconfiguración de la etapa de transmisión mediante la aplicación de OTS es una estrategia esencial para contrarrestar los efectos de posibles fallas en el sistema eléctrico. Su objetivo principal es mitigar la pérdida o la salida de demanda del sistema, al mismo tiempo que reduce la probabilidad de un apagón masivo. OTS se destaca por su flexibilidad, ofreciendo soluciones para diversos problemas que surgen en el sistema eléctrico, especialmente en términos de pérdidas y costos operativos. Esta metodología se convierte en una herramienta clave para reestructurar la etapa de transmisión del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), asegurando niveles adecuados en el sistema y disminuyendo las pérdidas potenciales. OTS se posiciona como una respuesta estratégica para mantener la estabilidad y eficiencia operativa del sistema eléctrico en diversas situaciones.

OTS ofrece la posibilidad de planificar la etapa de transmisión de manera estratégica, adaptándose al comportamiento de la demanda eléctrica para optimizar la utilización de las fuentes de energía eléctrica. Además, este método facilita la conmutación de las líneas de transmisión en respuesta a perturbaciones eléctricas, y cuando se combina con estudios de análisis de contingencias, se puede determinar el nivel de seguridad y confiabilidad del sistema.

Se plantea implementar la OTS, que permite realizar la conmutación de las etapas de transmisión, como una herramienta eficaz para mantener los parámetros principales del sistema eléctrico. Entre estos, se incluyen las caídas de tensión, balance de potencia entre demanda que requiere el consumidor y la etapa de generación y la sobrecarga de líneas [23]. El modelo OTS aborda diversas problemáticas, como la planificación de la expansión del sistema, una vez se asume que presenta un comportamiento dinámico [24], la seguridad y confiabilidad del sistema, la reducción de costos de producción de energía [25], la disminución de la sobrecarga de las líneas [26].

La implicación de las OTS en la integración de energías se refleja en la generación de flexibilidad en la estructura de la red para regular eficientemente los picos de demanda y acomodar una proporción significativa de energía renovable en los sistemas de energía. En momentos con una notable disponibilidad de energía eólica durante la noche, las unidades de energía térmica desempeñan un papel crucial en la regulación profunda de los picos, asegurando su operación por debajo de la producción técnica mínima. Sin embargo, debido a la congestión de la red, la integración plena de energía renovable se ve limitada, ya que la regulación máxima no puede aprovecharse completamente, afectando la capacidad de acomodar eficientemente la energía renovable. Con la introducción de OTS, según se expone en [27] se logra mejorar la flexibilidad de la red eléctrica mediante la modificación de su estructura, aliviando la congestión y facilitando así la integración de energía renovable, como se ilustra en la figura.

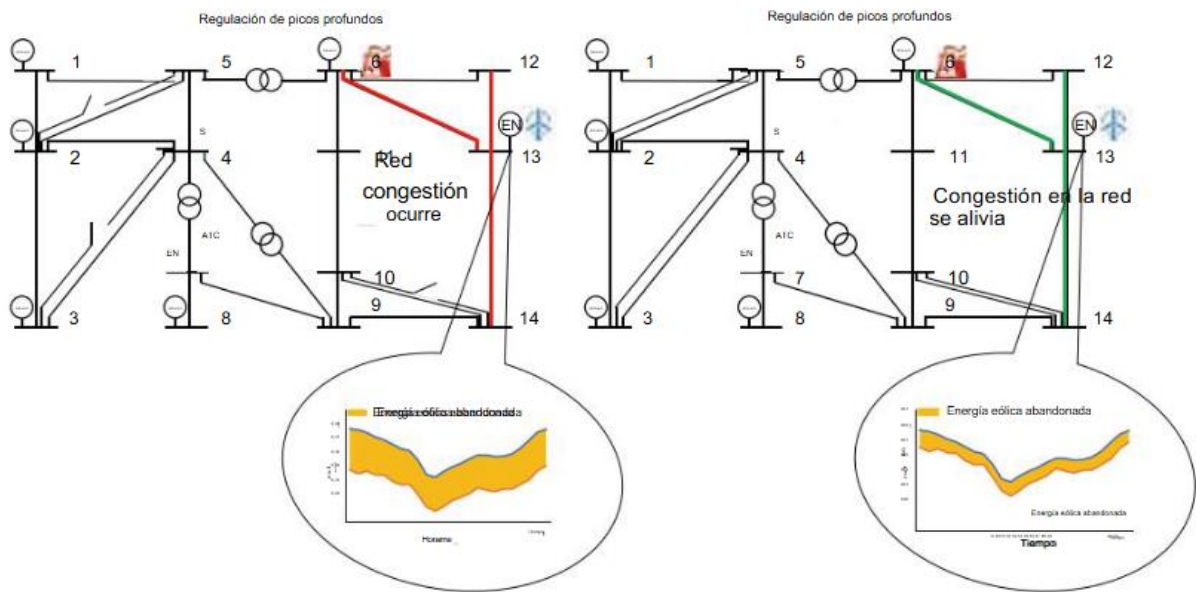


Ilustración 20. Comparación entre alojamiento de energía renovable sin y con OTS, representado en izquierda y derecha, respectivamente. [27]

3.1.2.2. Límite Térmico Dinámico (DTR)

La gestión de la capacidad máxima de corriente en las líneas de transmisión se ve influenciada por diferentes factores, dependiendo de la longitud de la línea. En líneas extensas, la regulación principal se basa en los límites de estabilidad o voltaje, mientras que en líneas más cortas, los límites térmicos son determinantes. Históricamente, el funcionamiento de las líneas de transmisión se ha regido mediante Static Line Rating (SLR), que establece la máxima capacidad autorizada para transportar corriente, basándose en suposiciones razonables sobre las condiciones ambientales [17]. Estas evaluaciones estáticas pueden ajustarse diaria, horaria o más frecuentemente, dependiendo de las condiciones ambientales, especialmente la temperatura.

La Dinámica de Evaluación Térmica de Línea (DTLR) introduce un cambio dinámico en la capacidad de las líneas de transmisión según las condiciones ambientales en tiempo real. Para determinar la capacidad en tiempo real, se consideran condiciones operativas clave que pueden medirse, como:

- Factores climáticos: Incluido la velocidad y dirección del viento, lluvia, temperatura ambiente y radiación solar
- Características específicas de la línea: Tales como, la distancia al suelo, tensión o carga

Los métodos para determinar DTLR se clasifican en dos categorías: métodos directos e indirectos. En los enfoques indirectos, la evaluación de la línea se realiza a través de la estimación basada en datos meteorológicos medidos o pronosticados a lo largo de la ruta de transmisión, conocido como clasificación de línea condicionada por el clima [18]. Los sistemas de evaluación de líneas basados en el tiempo dependen principalmente de datos meteorológicos, ya sea medidos o pronosticados [19]. Se puede instalar sensores meteorológicos a lo largo de las líneas de transmisión o utilizar modelos de predicción meteorológica numérica (NWP) para obtener las variables necesarias para la DTLR [20].

En la determinación de la capacidad de líneas basada en condiciones climáticas, se emplea el principio fundamental de calcular la ecuación de equilibrio térmico del conductor. Organizaciones como IEC, IEEE y CIGRE ofrecen enfoques estandarizados para calcular la capacidad de carga en líneas de transmisión.

En contraste, los enfoques directos para la evaluación dinámica de líneas implican la medición directa de propiedades eléctricas específicas, como la temperatura del conductor, la tensión de línea, la distancia al suelo y el hundimiento del conductor. Diversas metodologías para estimar la clasificación térmica dinámica de líneas de transmisión aéreas se detallan en el documento [21], proporcionando una visión detallada de las características fundamentales de cada sistema de clasificación de líneas.

La aplicación de tecnologías DTLR para incrementar la capacidad de transporte de corriente en líneas de transmisión puede acarrear beneficios diversos para los sistemas eléctricos. DTLR encuentra aplicaciones en la reducción de congestiones en las líneas de transmisión, facilitación de la integración de energía eólica, generación de beneficios económicos y mejora del rendimiento y confiabilidad de los sistemas de energía. Detalles adicionales sobre estos beneficios pueden ser proporcionados.

Las tecnologías DTLR consisten en dispositivos DTLR para la monitorización de condiciones operativas, dispositivos de comunicación para la transmisión de datos medidos y software para la interpretación de datos y cuantificación de la capacidad térmica de la línea. Estos sistemas, como se mencionó anteriormente, se dividen en dos categorías: los indirectos, que miden datos vinculados al clima, y los directos, que miden la flexión de cualquiera de los conductores.

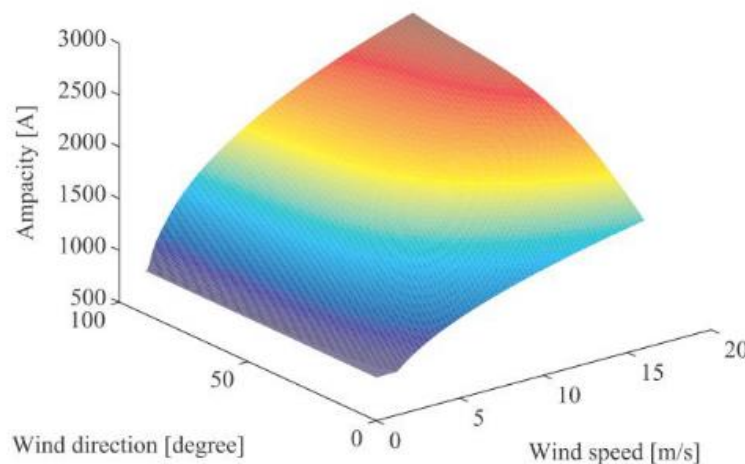


Ilustración 21. Ampacidad en función de la temperatura ambiente y velocidad del viento, suponiendo incidencia constante en un ángulo de 45°

[22]

3.1.2.3. Gestión del lado de la demanda (DSM)

La gestión del lado de la demanda (Demand Side Management, DSM) se focaliza en implementar políticas dedicadas a modificar los patrones de consumo de energía de los consumidores, estableciendo una colaboración beneficiosa entre las empresas eléctricas y los propios usuarios [28]. En esencia, DSM brinda a consumidores y empresas de servicios públicos la capacidad de ajustar su demanda de electricidad de manera eficaz en función de los diferentes precios de la energía eléctrica [29]. La introducción de contadores inteligentes como parte integral de las redes inteligentes ha impulsado la adopción de prácticas de respuesta a la demanda, mejorando la eficiencia general de la red energética. Por ende, DSM ejerce control sobre el flujo de energía en el lado del consumidor, permitiendo una utilización eficiente de la energía disponible sin requerir nuevas instalaciones de transmisión y generación. DSM ofrece un conjunto diverso de beneficios que abarcan la reducción de costos operativos tanto para las empresas como para los clientes, una mejora palpable en la confiabilidad del sistema, la disminución de cargas máximas y la mitigación de la congestión en los sistemas de energía [30].

Las microrredes se combinan con la gestión del lado de la demanda (DSM) para ahorrar energía y amplificar la eficacia energética. Una microrred se configura como un sistema eléctrico que engloba unidades de generación distribuida, dispositivos de carga y sistemas de almacenamiento de energía. Este sistema tiene la capacidad de funcionar tanto en modo conectado a la red como en modo independiente (isla), estableciendo así una red energética en una escala más reducida, aunque con ciertas limitaciones. [47]

La implementación de microrredes se presenta como una oportunidad estratégica y económicamente factible en regiones con abundancia de recursos energéticos distribuidos. Este enfoque no solo se traduce en beneficios inmediatos para la eficiencia energética, sino que también aborda de manera directa los desafíos asociados con las pérdidas en el sistema de distribución, los costos de instalación y las necesidades de actualización de capacidad.

La proximidad de los recursos energéticos distribuidos a los centros de consumo permite una generación más eficiente, minimizando las pérdidas que comúnmente ocurren en los sistemas de distribución tradicionales. Además, la modularidad de las microrredes facilita la expansión gradual y optimizada de la capacidad de generación, evitando inversiones masivas iniciales y reduciendo los costos asociados con actualizaciones futuras.

Este enfoque no solo se trata de eficiencia operativa; también implica una gestión más inteligente de los riesgos y una mayor resiliencia del sistema eléctrico. Al diversificar las fuentes de energía y descentralizar la generación, las microrredes disminuyen la vulnerabilidad frente a fallos en una única fuente o componente. Esta diversificación contribuye a la estabilidad general del suministro eléctrico, y en caso de interrupciones en la red principal, las microrredes pueden funcionar de manera autónoma, fortaleciendo así la red central.

La consecución de un funcionamiento eficiente y seguro en las microrredes inteligentes demanda la adopción de nuevas metodologías en su regulación y gestión. En este contexto, la tecnología basada en Internet de las cosas (IoT) se revela como una herramienta clave al ofrecer una supervisión adaptable del consumo de energía. IoT se concibe como una tecnología de red del futuro, donde diversas unidades de información, como objetos, personas y procesos, se conectan a Internet para generar, recolectar, compartir y utilizar datos [49]. La integración de IoT en las microrredes posibilita la compartición bidireccional de información entre sus usuarios, mejorando así el rendimiento general y fortaleciendo la conectividad entre los distintos componentes. La recopilación y análisis de datos provenientes de fuentes de energía renovable mediante IoT contribuiría significativamente a elevar la seguridad en las configuraciones de gestión de microrredes. Este enfoque no solo se queda en el ámbito de la seguridad, sino que también impacta en la eficiencia operativa de las empresas de servicios públicos. También permite que las empresas de servicios públicos ejecuten diversas tareas operativas, como la mejora del equilibrio de carga, la reducción de los tiempos de investigación de cortes, la detección de interrupciones, el ajuste del voltaje de la línea, la disminución de los costos del servicio y la restauración de servicios de manera más eficiente [48].

Esta perspectiva más amplia de DSM refleja su papel crucial en transformar y mejorar la dinámica del consumo de energía. El enfoque integral de DSM se manifiesta en la optimización de la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y el crecimiento estratégico de la carga, como se detalla en la figura.

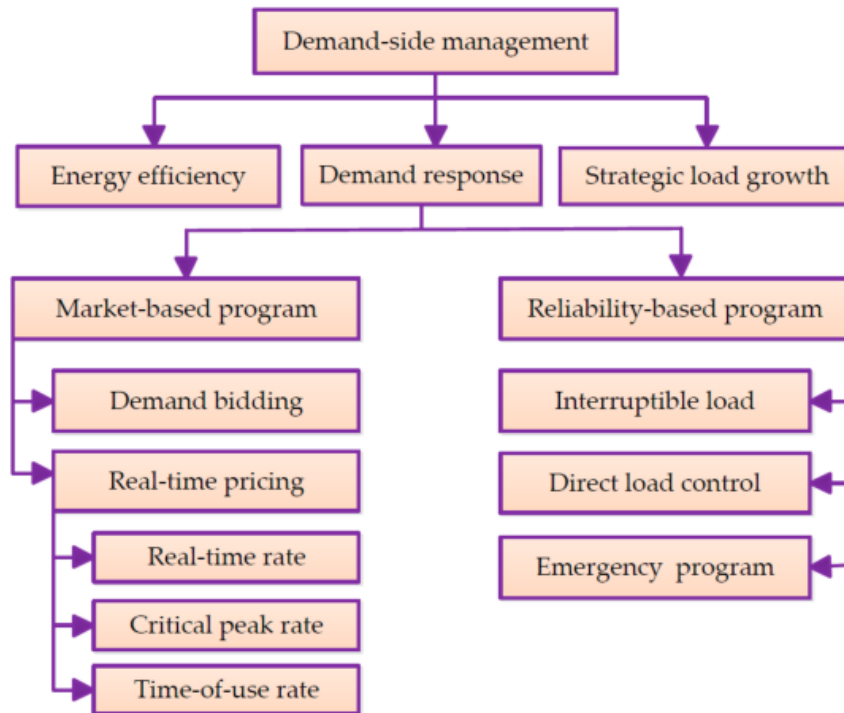


Ilustración 22. Técnicas para la gestión de la demanda [28]

- **Eficiencia energética:** La eficiencia energética se encuentra intrínsecamente ligada a la forma en que los consumidores específicos utilizan la energía y puede mejorarse mediante diversas estrategias centradas en el uso de electrodomésticos eficientes, mantenimiento regular de equipos, y la implementación de sistemas de transmisión y distribución más eficientes mediante estrategias de control [31].

En el contexto de mejorar la eficiencia energética, se pueden adoptar edificios y electrodomésticos energéticamente eficientes, fomentando así un consumo optimizado de energía y promoviendo comportamientos conscientes por parte de los usuarios [32]. Además, el mantenimiento regular de los equipos eléctricos, la recuperación del calor residual, la utilización de equipos modernos con diseños optimizados, y la práctica de la cogeneración son prácticas clave para mejorar y mantener la eficiencia [32][33].

En cuanto a las redes de transmisión y distribución de energía, la eficiencia puede aumentarse mediante la adopción de diversas estrategias avanzadas, tales como la generación distribuida, sistemas de control avanzados para regulación de voltaje, balance trifásico, corrección del factor de potencia, y la adquisición y análisis de datos mediante sistemas de control de supervisión y adquisición de datos. La implementación de tecnologías modernas, como transformadores de bajas pérdidas, subestaciones de instalación de gas, medición inteligente, fibra óptica para adquisición de datos, y altos voltajes de transmisión, también contribuyen significativamente a mejorar la eficiencia en estas redes [32].

- **Crecimiento estratégico de carga:** El crecimiento estratégico de la carga es una táctica fundamental que implica el aumento controlado de la carga del consumidor, siendo especialmente relevante en países con una demanda eléctrica en constante crecimiento. En [50] se define como un aumento planificado en las ventas de energía antes de las estrategias de llenado de valles debido a la utilización de tecnologías de energía inteligentes como los vehículos eléctricos, la automatización y la calefacción de procesos industriales. Para abordar estas crecientes demandas, se recurre a diversas estrategias, como el almacenamiento de energía proveniente de fuentes diversas durante las horas de menor actividad para utilizarla durante las horas pico [28]. Este enfoque no solo busca satisfacer las necesidades energéticas en momentos de alta demanda, sino que también aspira a optimizar el rendimiento del sistema eléctrico.
- **Respuesta a la demanda:** La respuesta a la demanda impulsa a los consumidores a ajustar su consumo eléctrico, fomentando el uso durante las horas de menor demanda y reduciéndolo en las horas pico. Este enfoque puede llevarse a cabo mediante el llenado de valles, que implica aumentar la carga en momentos específicos, o mediante el recorte de picos, que busca disminuir el consumo durante las horas de mayor demanda [34].

Otra estrategia efectiva es el cambio de carga, que combina tanto el llenado de valles como el recorte de picos. Para incentivar la participación de los consumidores en la respuesta a la demanda, se pueden ofrecer beneficios financieros. Estos programas se dividen en dos categorías: basados en la confiabilidad y basados en el mercado [29]. En programas basados en la confiabilidad, los grandes consumidores industriales o comerciales reducen su carga durante las horas pico y reciben electricidad a tarifas con descuento. También, las empresas de servicios públicos pueden reducir directamente cargas de consumidores después de notificarles sobre la reducción. Por otro lado, en programas basados en el mercado, los consumidores participan en programas de reducción de carga para mantener sus cargas en niveles específicos y reciben pagos elevados en caso de aumentos en los precios mayoristas de la electricidad.

La tarificación de la electricidad en tiempo real, según [34], puede seguir una metodología donde las empresas de servicios públicos ofrecen tarifas predefinidas a los consumidores durante momentos específicos, conocida como tarifa por tiempo de uso. También, [35] propone una opción distinta, donde las empresas de servicios públicos ofrecen tarifas dinámicas que dependen de las tarifas reales del mercado, conocidas como tasas máximas críticas. Estas tasas se proporcionan a los consumidores según el estándar de electricidad del día anterior, pudiendo considerarse tanto tasas predefinidas como dinámicas.

La respuesta a la demanda (DR) emerge como un componente crucial en este contexto, aportando beneficios financieros tanto a las empresas eléctricas como a los consumidores. La implementación efectiva de la DR conlleva ventajas significativas, entre ellas, la evitación de la necesidad de construir nueva infraestructura, la reducción de pérdidas promedio, la mitigación de los costos asociados al arranque y parada de generadores térmicos, así como la disminución de las facturas de los consumidores [36].

Además de los beneficios financieros, la DR también contribuye a mejorar diversos aspectos del sistema eléctrico. En términos de confiabilidad, varias técnicas de DR han demostrado fortalecer la estabilidad del sistema de energía. Al mismo tiempo, la DR desempeña un papel crucial en la reducción de la congestión de la red, mejorando la eficiencia energética, y fomentando la utilización de energías renovables [37]. Estos resultados se alinean con los objetivos más amplios de sostenibilidad y resiliencia en el sector energético.

La DR no solo aborda aspectos operativos, sino que también impacta positivamente en la calidad de la energía, mejorando el factor de potencia y contribuyendo a mantener límites específicos de voltaje [37]. Asimismo, se destaca su contribución en situaciones de recuperación ante desastres, donde puede desempeñar un papel crucial en la reducción del daño ambiental y en la mejora de la satisfacción del cliente [28].

En resumen, la DR se revela como una estrategia integral y versátil, no solo brindando beneficios económicos directos, sino también contribuyendo a la optimización, sostenibilidad y resiliencia del sistema eléctrico en su conjunto.

3.1.3. Simplificación administrativa en el proceso de transformación energética.

En 2018, la Unión Europea marcó un hito significativo en su política energética al introducir cambios substanciales a través del Reglamento 2018/1999 sobre gobernanza de la Unión de la Energía y Acción por el Clima, así como con las Directivas 2018/2001 y 2018/2002 que abordan la energía procedente de fuentes renovables y la eficiencia energética. Estas reformas se enmarcan dentro del paquete de Energía Limpia para Todos los Europeos, iniciado por la Comisión en 2016, con el propósito de preservar la competitividad de la región y liderar la transición hacia una energía más limpia.

De particular interés es la Directiva 2018/2001, centrada en impulsar el uso de energía renovable, que reemplaza a la Directiva de 2009 y establece metas más ambiciosas respecto a la contribución de las energías renovables. En este contexto, los Estados miembros se han comprometido a garantizar que, de manera conjunta, al menos el 32 % del consumo final bruto de energía de la UE provenga de fuentes renovables para el año 2030.

Este ambicioso objetivo, si bien plantea desafíos técnicos y económicos innegables, también destaca la importancia de que la implementación de energías renovables sea gestionada de manera eficiente por los promotores de proyectos. Este aspecto va más allá de las consideraciones técnicas y económicas, abordando la necesidad de que las actividades de control y supervisión administrativa por parte de los Estados no constituyan un obstáculo para el despliegue de estas formas de energía. En otras palabras, se busca que la regulación y supervisión administrativa no añadan complejidades innecesarias o burocracia que obstaculicen la expansión efectiva de las energías renovables en la región. Este enfoque estratégico es esencial para garantizar que los objetivos ambiciosos establecidos se traduzcan en acciones concretas y resultados tangibles en el horizonte temporal establecido.

La Directiva no solo establece criterios fundamentales para la toma de decisiones, sino que también demuestra una preocupación explícita por identificar y abordar las barreras y obstáculos administrativos que pueden ralentizar o dificultar la autorización efectiva de instalaciones de producción de energías renovables. Este compromiso se evidencia claramente en su considerando 50, donde se destaca la necesidad de superar las trabas burocráticas y regulatorias que pueden obstaculizar el proceso de aprobación de proyectos relacionados con energías renovables:

Ha quedado patente que la falta de normas transparentes y de coordinación entre los diferentes organismos de autorización dificulta el despliegue de las energías procedentes de fuentes renovables. Orientando a los solicitantes a lo largo del procedimiento administrativo de solicitud y concesión de permisos por medio de un punto de contacto administrativo se pretende reducir la complejidad para los promotores de proyectos y aumentar la eficiencia y la transparencia, en particular en lo que se refiere a los autoconsumidores de energías renovables y las comunidades de energías renovables. Dicha orientación debe proporcionarse a un nivel adecuado de gobernanza, teniendo en cuenta las particularidades de los Estados miembros. Los puntos de contacto únicos deben orientar al solicitante y actuar de intermediarios en todo el procedimiento administrativo, de manera que el solicitante no esté obligado, a menos que prefiera hacerlo, a ponerse en contacto con otros organismos administrativos para completar el procedimiento de concesión de permisos.

Como medida para paliar la necesidad de simplificar los procedimientos administrativos asociados a la implementación de proyectos de energías renovables, la normativa europea propone una medida integral: la creación de un manual de procedimientos. Este manual tiene el propósito de ser una herramienta informativa que facilite la comprensión de los procesos tanto a los promotores de proyectos como a los ciudadanos interesados en invertir en energías renovables. Este enfoque busca democratizar el acceso a la información y simplificar los trámites, eliminando posibles barreras que podrían desincentivar la participación en proyectos sostenibles.

En consonancia con este impulso hacia la simplificación, la normativa también aborda específicamente la promoción del uso de energías renovables por parte de microempresas, pequeñas y medianas empresas (PYMES) y ciudadanos individuales. Para lograr este objetivo, establece la obligación de implementar un procedimiento sencillo para notificar al órgano competente las conexiones a la red, especialmente en el caso de proyectos de menor envergadura relacionados con energías renovables. Esta medida no solo busca agilizar los trámites administrativos, sino que también tiene como objetivo fomentar la participación activa y la inversión en proyectos más accesibles, contribuyendo así a la diversificación y descentralización de la generación de energía renovable.

El procedimiento de concesión de permisos se configura como un aspecto esencial para la implementación exitosa de proyectos relacionados con energías renovables. Este proceso no solo abarca licencias y autorizaciones de diversa índole, sino que se erige como una herramienta integral que busca otorgar al promotor la capacidad de iniciar, completar y poner en funcionamiento la instalación de manera eficiente. Este enfoque se encuentra respaldado por el apartado 1º del artículo 16 de la Directiva, que establece claramente la necesidad de unificar todos los tipos de permisos bajo un mismo procedimiento. Este principio busca simplificar y agilizar el camino para los promotores, eliminando la complejidad de múltiples trámites y garantizando un proceso coherente y fluido desde la solicitud inicial hasta la puesta en operación de la instalación:

Los Estados miembros establecerán o designarán uno o más puntos de contacto. Dichos puntos de contacto orientarán y facilitarán, a petición del solicitante, todo el procedimiento de solicitud y concesión de permisos. No se exigirá del solicitante contactar con más de un punto de contacto para todo el procedimiento. El procedimiento de concesión de permisos deberá englobar los correspondientes permisos administrativos para construir, repotenciar y poner en servicio instalaciones para la producción de energía a partir de fuentes renovables y los activos necesarios para su conexión a la red. El procedimiento de concesión de permisos abarcará todos los procedimientos desde el acuse de recibo de la solicitud hasta la transmisión de la decisión final del procedimiento que se establece en el apartado 2.

La complejidad inherente a la gestión de asuntos relacionados con la energía, el territorio y el medio ambiente, entre otros, a menudo conlleva la participación de diversos organismos y entidades con competencias específicas en cada área. Esta diversidad de actores puede resultar en problemas durante el proceso de tramitación, dando lugar a retrasos innecesarios o complicaciones que obstaculizan el avance de los proyectos. Para abordar esta complejidad y garantizar una gestión eficiente, es crucial priorizar la coordinación entre los diferentes órganos competentes y adoptar soluciones de procedimiento que integren todos los trámites y controles necesarios para la puesta en funcionamiento de las instalaciones.

La Directiva 2018/2001 destaca la importancia de este enfoque integrado al enfatizar la necesidad de considerar los aspectos ambientales de las energías renovables y superar los desafíos técnicos relacionados con la conexión a la red y la compatibilidad con el planeamiento territorial, entre otros. Esta perspectiva global no solo facilita la identificación y la superación de obstáculos, sino que también permite evaluar y ofrecer un enfoque generalizado sobre los beneficios ambientales asociados con las energías renovables.

Tal y como señala el PNIEC, en su medida 1.18:

El retraso en la ejecución de los proyectos supone el encarecimiento de su promoción. Existe un riesgo de tramitación administrativa, ligado a plazos o trámites que dilatan o generan incertidumbre en la obtención de permisos sin necesariamente aportar mejoras o garantías de tipo ambiental, social o de adaptación al territorio.

Por otra parte, los procedimientos administrativos actuales no se encuentran, en general, adaptados y diseñados para contemplar el despliegue de instalaciones híbridas en las que convivan distintas tecnologías de generación de energía renovable que pongan en valor las oportunidades para la integración en el territorio que suponen las nuevas tecnologías o modelos de organización.

En conclusión, es necesaria la revisión de los procedimientos administrativos con el objetivo de agilizar los proyectos y evitar a los promotores cargas innecesarias

En este contexto, la Directiva 2018/2001 destaca la necesidad de unificar todos los procedimientos y controles asociados a la construcción, repotenciación y puesta en servicio de instalaciones de producción de energía renovable, así como los elementos esenciales para su conexión a la red, dentro de un único procedimiento administrativo. La Directiva especifica que este proceso no debería extenderse más allá de dos años en el caso de instalaciones de producción. Este plazo comprende todos los procedimientos requeridos por las autoridades competentes. No obstante, se reconoce la posibilidad de prorrogar este período por un año adicional en situaciones excepcionales, las cuales deben ser debidamente justificadas.

Es relevante destacar que, para instalaciones de menor potencia, aquellas con una capacidad eléctrica inferior a 150 kW, la Directiva reduce el plazo máximo para tramitar y resolver el procedimiento a un año. Sin embargo, también existe la opción de una prórroga extraordinaria de un año adicional en casos debidamente justificados. Estas disposiciones no solo apuntan a acelerar la tramitación administrativa, sino también a proporcionar un marco temporal claro y adaptado a la escala de los proyectos de energías renovables, asegurando una ejecución eficiente y contribuyendo así al avance sostenible en la matriz energética de la Unión Europea.

4 CASO PRÁCTICO. ESCENARIOS FUTUROS

“El hombre científico no apunta a un resultado inmediato. No espera que sus ideas avanzadas sean fácilmente aceptadas. Su trabajo es como el del agricultor —para el futuro. Su deber es sentar las bases para aquellos que están por venir, y señalar el camino. Vive, trabaja y espera.”

- Nikola Tesla-

4.1. Objetivo

Una vez analizado el estado actual de las renovables y su participación en el sistema eléctrico el análisis se centra en la elaboración de una proyección del sistema eléctrico español, utilizando el programa Energy Plan como herramienta principal de simulación. Se propone realizar una comparación detallada entre el estado del sistema eléctrico en el año 2021 y los escenarios tanto objetivo, proyectado para el año 2030, como tendencial, con un enfoque particular en los avances esperados en el ámbito de las energías renovables. Mediante el uso de este software especializado, se podrá modelar diferentes configuraciones de generación eléctrica, considerando una variedad de fuentes de energía, incluyendo renovables como la solar, eólica o hidroeléctrica, así como combustibles fósiles. El proyecto se centrará en analizar cómo estos diferentes escenarios impactan en los costos asociados con los combustibles utilizados y las emisiones de carbono generadas. De esta forma, teniendo en cuenta las investigaciones previas que hemos llevado a cabo en nuestro trabajo, nos basaremos en el análisis de cómo los cambios en la matriz energética impactan en la infraestructura de generación y distribución eléctrica, así como en la economía en su conjunto. Se considerarán aspectos cruciales como la competitividad del mercado y la mitigación del cambio climático. Este enfoque permitirá aplicar los conocimientos adquiridos para comprender mejor los desafíos y oportunidades que enfrenta el sistema eléctrico español en su trayectoria hacia la descarbonización y la transición hacia un modelo más sostenible y eficiente desde el punto de vista económico y ambiental.

4.2. Energy Plan (Versión 16.22)

Energy Plan es una herramienta que permite modelar sistemas de energía eléctrica. Su objetivo principal es ayudar al diseño de estrategias de planificación energética nacionales o regionales sobre la base de análisis técnicos y económicos de las consecuencias de la implementación de diferentes sistemas e inversiones energéticas. El modelo abarca todo el sistema energético nacional o regional, incluidos los suministros de calor y electricidad, así como los sectores industriales y de transporte. Es un modelo determinista de entrada/salida, cuyas entradas generales son la demanda, las fuentes de energía renovables, las capacidades de las estaciones de energía, los costos y una serie de estrategias de regulación diferentes opcionales que enfatizan la importación/exportación y el exceso de producción de electricidad. Los productos son los balances de energía y las producciones anuales resultantes, el consumo de combustible, la importación/exportación de electricidad y los costos totales, incluidos los ingresos por el intercambio de electricidad. [52]

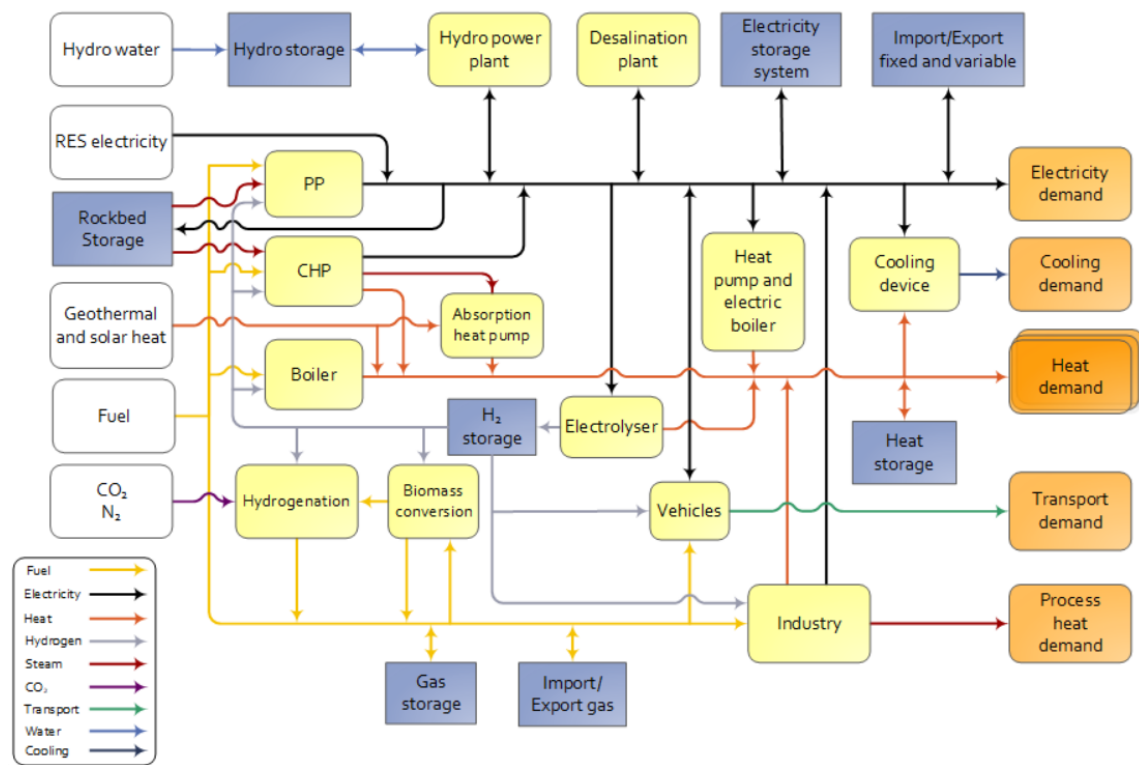


Ilustración 23. Diagrama de Bloques de EnergyPlan.

4.3. Datos de entrada

4.3.1. Perfil energético de demanda

Tanto con la demanda como con los distintos tipos de generación de energía, introduciremos sus perfiles de energía horaria anuales, los cuales constan de ficheros de archivo de valores numéricos (.csv), compuestos de 8784 valores, como se puede ver en las siguientes ilustraciones. Además, se añaden las potencias instaladas de cada tecnología, capacidades de las plantas de energía térmica y costos de producción.

	A	B
1	6827,24	
2	6915,85	
3	7174,27	
4	7905,56	
5	8781,59	
6	9187,68	
7	9424,54	
8	9952,4	
9	10432,31	
10	10779,07	
11	10524,27	
12	10534	

Ilustración 24. Ejemplo de perfil de energía usado.

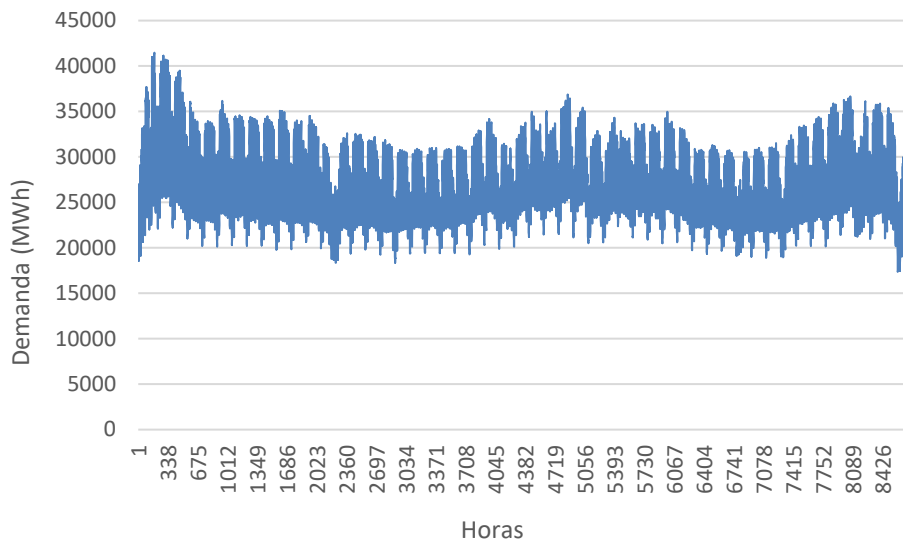


Ilustración 25. Curva de demanda horaria anual nacional en 2021.

Año	Demanda (TWh)
2021	242,2
Objetivo 2030	249,2
Tendencial 2030	253,0

Tabla 1. Demandas totales de los diferentes supuestos.

4.3.2. Parque de generación

- Energías renovables

Año	Eólica (MW)	Fotovoltaica (MW)	Hidráulica (MW)
2021	28.673	15.269	17.095
Objetivo 2030	50.333	39.181	17.095
Tendencial 2030	38.033	18.921	17.095

Tabla 2. Potencia instalada de tecnologías renovables.

En la simulación también se añadirán centrales de bombeo con una potencia instalada inicial de 6,1 GW y una capacidad de almacenamiento de 130 GWh. También se añadirá una capacidad de interconexión de 6600 MW.

- Energías no renovables

Año	Ciclo combinado (MW)	Nuclear (MW)	Cogeneración (MW)
2021	26.250	7.117	5.636
Objetivo 2030	26.250	3.181	3.670
Tendencial 2030	26.250	7.117	2.470

Tabla 3. Potencia instalada de tecnologías no renovables

4.3.3. Generación eléctrica bruta

En las tablas 4 y 5 se indican las variaciones en porcentaje con respecto a las distintas situaciones de generación eléctrica bruta.

Tendencial	Eólica (GWh)	Fotovoltaica (GWh)	Hidráulica (GWh)	Nuclear (GWh)	Ciclo combinado (GWh)	Cogeneración (GWh)
2021	59.205	20.530	29.623	54.041	44.493	26.078
2030	83.022	34.030	27.581	54.041	51.289	9.905
Variación	+ 40,23 %	+ 65,76 %	- 6,9 %	0 %	+ 15,27 %	- 62,02 %

Tabla 4. Generación eléctrica en escenario tendencial

Objetivo	Eólica (GWh)	Fotovoltaica (GWh)	Hidráulica (GWh)	Nuclear (GWh)	Ciclo combinado (GWh)	Cogeneración (GWh)
2021	59.205	20.530	29.623	54.041	44.493	26.078
2030	119.520	70.491	29.623	24.952	32.725	14.197
Variación	+ 102 %	+ 243,25 %	0 %	- 53,83 %	- 26,45 %	-45,56 %

Tabla 5. Generación eléctrica en escenario objetivo.

4.4. Cálculo de combustibles, emisiones de CO₂ y costes

4.4.1. Distribución del combustible

La asignación de combustibles para calderas, cogeneración y centrales eléctricas se describe como una matriz que representa los diferentes tipos de combustibles utilizados por la central térmica. Se pueden establecer como fijos o variables. En el programa, cada planta se muestra en una fila distinta y los tipos de combustibles se presentan en columnas, como se muestra en la tabla 6. La distribución de combustible se realiza de manera proporcional, basándose en una disposición previa que incluye 2 unidades de petróleo, 2 unidades de gas y 4 unidades de biomasa. EnergyPlan simula esta distribución asignando una cuarta parte del combustible a petróleo, otro 25 % a gas y el restante a biomasa.

Distribución de Combustible	Carbón	Petróleo	Gas	Biomasa
Cogeneración (CHP3)	0,2	0,2	0,2	0,4
Ciclo Combinado (PP2)	0,3	0	0,7	0

Tabla 6. Distribución de combustibles en Energy Plan.

4.4.2. Precios del combustible

Los precios de los combustibles se establecen tomando en cuenta tanto los precios internacionales del mercado como los costos nacionales de manipulación y los impuestos asociados. Estos precios se definen como el costo por unidad de los recursos, que incluyen los gastos de manipulación, y se multiplican por el consumo total anual de combustibles. Energy Plan ofrece una base de datos con información y distintos escenarios sobre los costes fijos de operación y mantenimiento, costes variables de operación, mantenimiento, vida útil de las tecnologías y costes de combustibles, como se presenta en las siguientes tablas. Estos costes se basan principalmente en las previsiones de precios de la Agencia Danesa de Energía (DEA) hechos de 2015 en adelante.

€/GJ	Carbón	Gasolina	Diesel	Gasolina/JP	Gas Natural	Biomasa	Nuclear
Bajo	2,7	8,8	11,7	12,7	5,9	5,6	1,75
Medio	3,1	11,9	15	16,1	9,1	6,2	1,75
Alto	3,4	16,1	19,6	20,6	12,2	8,1	1,75

Tabla 7. Precios de combustibles usados en Energy Plan.

Para nuestra simulación, hemos optado por la alternativa de precios medios de combustibles, ya que esta opción proporciona un equilibrio razonable entre los escenarios de costos altos y bajos, por lo que nos dará una base sólida para evaluar el impacto financiero a largo plazo.

4.4.3. Costes de manejo de combustible

Los costes de manejo de combustible, que reflejan los costes de transporte de combustibles se muestran en la tabla 8.

€/GJ	Carbón	Gasolina	Diesel	Gasolina/JP	Gas Natural	Biomasa
Conversión a biomasa	-	-	-	-	-	1,19
Centrales Eléctricas	0	0,262	-	-	0,41	1,19
Industria	0	1,9	-	-	2	1,2
Hogares	0	-	2,08	-	3,15	3
Transporte terrestre	-	-	2,1	2,084	0	1,2
Transporte aéreo	-	-	-	-	-	-

Tabla 8. Precios de manejo de combustibles usados en Energy Plan.

4.4.4. Costes de emisiones de CO₂ del combustible

En la siguiente tabla 9, se visualizan los precios de dióxido de carbono en los supuestos a estudiar. También en la tabla 10 se presenta información que se acompaña en base a los factores de emisión de CO₂.

Año	€/t CO ₂
2021	40
2030	100

Tabla 9. Coste de emisiones de dióxido de carbono usados en Energy Plan.

Combustible	Carbón	Gasolina	Gas Natural	GLP	Desperdicio
Factor de Emisión (kg/GJ)	95	74	56,7	32,5	59,64

Tabla 10. Factores de emisión de dióxido de carbono usados en Energy Plan.

4.4.5. Costes de operación y mantenimiento

En la tabla 11 se pueden ver los costes variables de operación y mantenimiento de las diferentes opciones presentes en la simulación.

Unidad	Coste de Operación y Mantenimiento (€/MWh)
Sistema de Cogeneración y Calefacción Urbana	
Caldera	0,15
CHP	2,7
Bomba de calor	0,27
Calefacción Eléctrica	0,5
Plantas de Energía	
Hidroeléctrica	1,19
Condensación	2,636
Geotermia	15
GLT M1	1,8
GLT M2	1,008
Almacenamiento	
Electrolizador	0
Bomba	1,19
Turbina	1,19
Bomba Hidroeléctrica	1,19

Tabla 11. Costes variables de operación y mantenimiento usados en Energy Plan.

4.5. Simulación y resultados

4.5.1. Caso de estudio 1: Evolución de 2021

Primero, se simulará introduciendo los datos de demanda y diferentes tipos de generación con respecto al año 2021, de manera que se obtengan unos resultados coherentes, dentro de la dimensión del estudio, con la situación real a esta fecha. En las tablas siguientes se observan los resultados de la simulación.

La tabla 12 muestra los resultados según tipo de tecnología, demanda y mes. Por otro lado, en las tablas 13 y 14 se observa el consumo anual y coste de los combustibles, respectivamente.

	Total Anual (TWh/año)	Promedio Mensual (MW)					
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Demanda Eléctrica	242	30564	28593	27681	26130	25990	27179
Eólica	83,11	13298	13087	10272	7898	8494	6825
Fotovoltaica	33,52	1807	2276	3682	3742	5105	5235
Hidroeléctrica	9,98	1141	1158	1130	1150	1146	1160
Bombeo Hidroeléctrico	1,86	220	62	325	162	405	89
Almacenamiento Hidroeléctrico	0,07	53787	82508	50522	90668	81129	14060
PP	36,47	4200	3686	3955	4051	3733	4604
PP2	24,9	4190	1927	2869	3023	1734	2662
Nuclear	62,52	7117	7117	7117	7117	7117	7117
EEEP	6,64	969	598	1019	689	933	336

	Total Anual (TWh/año)	Promedio Mensual (MW)					
		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda Eléctrica	242	28726	27877	27185	25311	28457	26936
Eólica	83,11	7905	6843	5994	8503	12206	12282
Fotovoltaica	33,52	5617	5072	4317	3764	3011	2102
Hidroeléctrica	9,98	1130	1122	1113	1109	1160	1118
Bombeo Hidroeléctrico	1,86	91	2	5	183	372	606
Almacenamiento Hidroeléctrico	0,07	3603	816	703	58654	105583	86068
PP	36,47	4743	4697	4870	3706	3903	3672
PP2	24,9	2712	3267	4041	2129	2537	2896
Nuclear	62,52	7117	7117	7117	7117	7117	7117
EEEP	6,64	406	240	263	835	1105	1646

Tabla 12. Demanda y generación según tecnología en 2021.

El EEEP (Exceso de Producción Eléctrica Exportable) se refiere a la cantidad de electricidad generada que supera la demanda en un determinado período y lugar, y puede ser exportada a otras regiones. Este excedente se produce cuando la capacidad de generación de energía supera el consumo, permitiendo vender la energía sobrante a mercados externos, lo cual puede generar ingresos adicionales y optimizar el uso de recursos energéticos.

	Consumo anual (TWh/año)
Combustible	
Carbón	36,86
Gasolina	20,26
Gases	59,00
Biomasa	20,26
Nuclear	189,44
Total	325,86
Emisiones	
	Cantidad (Mt)
CO ₂	30,05

Tabla 13. Consumo anual de combustible y cantidad de CO₂ emitido en 2021.

	Coste (Mill. €)
Combustible	
Carbón	411
Gasolina	887
Gases	87
Biomasa	539
Total Combustibles	1.924
Total incluyendo costes marginales de operación	3.118
Emisiones	
CO ₂	859

Tabla 14. Coste de combustible y emisiones en 2021.

4.5.1.1. Escenario 1: 2021 frente a 2030 Tendencial

En este primer escenario, se incorporarán los datos de demanda y generación conforme a la tendencia proyectada para 2030 según el PNIEC, tal como se ha expuesto anteriormente. Asimismo, se presentarán los resultados de generación y demanda, así como del consumo y coste de combustible en las tablas 15, 16 y 17, respectivamente. Se incluirá una comparación para analizar la evolución en relación con el año 2021.

	Total Anual (TWh/year)	Promedio Mensual (MW)					
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Demanda Eléctrica	253	31953	29892	28939	27318	27171	28415
Eólica	107,37	17191	17162	13169	10233	10773	8940
Fotovoltaica	41,54	2239	2821	4562	4637	6326	6487
Hidroeléctrica	10,93	1246	1274	1267	1263	1259	1216
Bombeo Hidroeléctrico	7,26	1077	773	1182	678	1013	350
Almacenamiento Hidroeléctrico	0,07	52381	99364	54672	61753	76375	19627
PP	18,63	2169	1956	2143	2019	1994	2215
PP2	34,57	5082	2592	4008	4245	2713	3767
Nuclear	62,52	7117	7117	7117	7117	7117	7117
EEEP	15,3	2019	2257	2145	1519	1998	977

	Total Anual (TWh/year)	Promedio Mensual (MW)					
		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda Eléctrica	253	30032	29144	28421	26461	29751	28160
Eólica	107,37	10309	9045	7915	11016	15619	15424
Fotovoltaica	41,54	6961	6286	5349	4665	3731	2605
Hidroeléctrica	10,93	1234	1216	1198	1231	1317	1215
Bombeo Hidroeléctrico	7,26	462	299	289	838	1246	1677
Almacenamiento Hidroeléctrico	0,07	14972	12602	13206	56103	79224	74664
PP	18,63	2276	2221	2283	1976	2076	2121
PP2	34,57	3785	4568	5611	3210	3476	4119
Nuclear	62,52	7117	7117	7117	7117	7117	7117
EEEP	15,3	1188	1009	764	1916	2340	2764

Tabla 15. Demanda y generación según tecnología en 2030 para el escenario tendencial.

	2021	2030 Tendencial	Diferencia
	Consumo anual (TWh/año)		
	Combustible		
Carbón	36,86	10,35	- 26,51
Gasolina	20,26	10,35	- 9,91
Gases	59	87,16	+ 28,16
Biomasa	20,26	10,35	- 9,91
Nuclear	189,44	189,44	0
Total	325,86	307,66	- 18,2
	Emisiones		
	Cantidad (Mt)		
CO ₂	30,05	27,27	-2,78

Tabla 16. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO₂ emitido entre 2021 y 2030 para el escenario tendencial.

	2021	2030 Tendencial	Diferencia
	Coste (Mill. €)		
	Combustible		
Carbón	411	116	- 295
Gasolina	887	453	- 434
Gases	87	129	+ 42
Biomasa	539	275	- 264
Total Combustibles	1924	973	- 951
Total incluyendo costes marginales de operación	3118	2064	- 1054
	Emisiones		
CO ₂	859	780	- 79
Ahorro Total			- 1.133

Tabla 17. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO₂ entre 2021 y 2030 para el escenario tendencial.

En la ilustración 26, se observan los resultados de simulación correspondientes a la demanda y producción de energía para un mes específico en España. En la parte superior se presenta el año 2021 y en la parte inferior el escenario tendencial. Se evidencia un incremento relativo en la generación renovable en comparación con la producción de energía térmica.

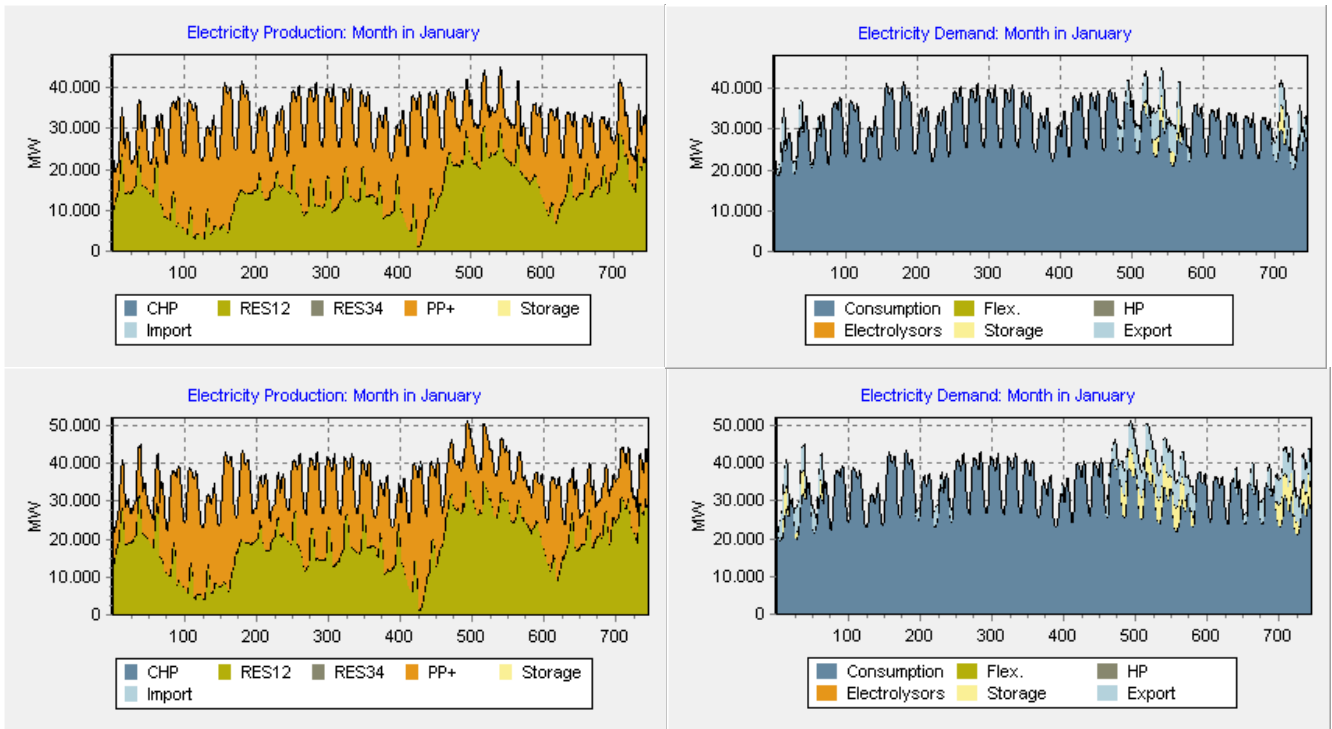


Ilustración 26. Representación de la demanda y producción mensual en 2021 y 2030 para el escenario tendencial.

4.5.1.2. Escenario 2: 2021 frente a 2030 Objetivo

En este escenario, se incorporarán los datos de demanda y generación conforme al objetivo fijado para 2030 según el PNIEC, en conjunto con la información ya expuesta. Asimismo, se presentarán los resultados de generación y demanda, así como del consumo y coste de combustible en las tablas 18, 19 y 20, respectivamente. Se incluirá una comparación para analizar la evolución en relación con el año 2021.

	Total Anual (TWh/year)	Promedio Mensual (MW)					
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Demanda Eléctrica	249,2	31473	29443	28504	26908	26763	27988
Eólica	109,89	19653	19057	13010	10607	9666	8674
Fotovoltaica	82,06	4636	5841	9194	9281	12057	12639
Hidroeléctrica	36,08	4055	4142	4105	4060	4187	4147
Bombeo Hidroeléctrico	24,62	2852	3212	2853	2453	3131	2625
Almacenamiento Hidroeléctrico	0,07	61889	98740	48887	71284	82438	48552
PP	29,5	3486	3368	3349	3263	3230	3302
PP2	21,44	3216	1688	2491	2502	1591	2114
Nuclear	27,94	3181	3181	3181	3181	3181	3181
EEEP	33,1	3905	4622	3973	3531	4018	3443

	Total Anual (TWh/year)	Promedio Mensual (MW)					
		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda Eléctrica	249,2	29581	28707	27994	26064	29304	27737
Eólica	109,89	9332	8807	8110	10998	16193	16231
Fotovoltaica	82,06	13665	12295	10345	9030	7591	5379
Hidroeléctrica	36,08	4215	4157	3995	4099	4190	3937
Bombeo Hidroeléctrico	24,62	2780	2614	2066	2881	3205	2954
Almacenamiento Hidroeléctrico	0,07	31808	41684	14304	59066	78493	74190
PP	29,5	3372	3480	3427	3296	3479	3255
PP2	21,44	2244	2801	3740	2084	2240	2559
Nuclear	27,94	3181	3181	3181	3181	3181	3181
EEEP	33,1	3648	3399	2739	3743	4365	3852

Tabla 18. Demanda y generación según tecnología en 2030 para el escenario objetivo.

	2021	2030 Objetivo	Diferencia
	Consumo anual (TWh/año)		
Combustible			
Carbón	36,86	16,39	- 14,47
Gasolina	20,26	16,39	- 3,87
Gases	59	64,04	+ 5,04
Biomasa	20,26	16,39	- 3,87
Nuclear	189,44	84,67	- 104,77
Total	325,86	197,88	- 127,98
Emisiones			
	Cantidad (Mt)		
CO ₂	30,05	24,19	- 5,86

Tabla 19. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO₂ emitido entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo.

	2021	2030 Objetivo	Diferencia
	Coste (Mill. €)		
Combustible			
Carbón	411	183	- 228
Gasolina	887	718	- 169
Gases	87	95	+ 8
Biomasa	539	436	- 103
Total Combustibles	1924	1432	- 492
Total incluyendo costes marginales de operación	3118	2025	- 1093
Emisiones			
CO ₂	859	659	- 200
Ahorro total			- 1.293

Tabla 20. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO₂ entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo.

Durante la simulación, se observa un incremento notable en el EEEP a lo largo del tiempo en ambos escenarios, tanto en el tendencial como en el objetivo, aunque dicho incremento es más pronunciado en el escenario objetivo, lo cual indica una capacidad de generación eléctrica que supera la demanda del sistema. Este aumento puede atribuirse a diversos factores, como la implementación de tecnologías de generación más eficientes o el crecimiento de la capacidad instalada de energías renovables.

Es importante destacar que, si bien el incremento en el EEEP puede ser beneficioso en términos de disponibilidad energética, también plantea desafíos relacionados con la gestión de esta energía excedente. Uno de los principales desafíos es la necesidad de almacenar esta energía para su uso posterior, especialmente en momentos de baja demanda o alta generación. No obstante, es relevante mencionar que la cuestión del almacenamiento no se abordará dentro del alcance de nuestro estudio actual.

Además, se reconoce la importancia de aumentar las interconexiones internacionales entre los sistemas eléctricos para aprovechar al máximo el almacenamiento de energía. Estas interconexiones facilitan la transferencia de energía entre países, lo que permite utilizar de manera más eficiente el exceso de energía almacenada en un país en momentos de escasez en otro y viceversa. Esto no solo ayuda a mejorar la resiliencia y la estabilidad de los sistemas eléctricos a nivel internacional, sino que también promueve una mayor integración de las energías renovables a escala global y contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. Sin embargo, España actualmente se encuentra por debajo del objetivo establecido por la Unión Europea en cuanto a la interconexión eléctrica, que busca alcanzar el 10% de su capacidad instalada. En la actualidad, está aproximadamente en torno al 5% de interconexión y las proyecciones indican que es probable que esta situación por debajo del porcentaje objetivo persista hasta 2030. En nuestra simulación, solo se tiene en cuenta la nueva interconexión submarina con Francia a través del Golfo de Vizcaya, ya que esta conexión está incluida en el escenario objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y se prevé que esté operativa para el año 2027. Por consiguiente, solo se considerará esto en relación con las interconexiones.

En la ilustración 27, se observan los resultados de simulación correspondientes a la demanda y producción de energía para un mes específico en España. En la parte superior se presenta el año 2021 y en la parte inferior el escenario objetivo. Se evidencia también, como es lógico, un incremento en la generación renovable en comparación con la producción de energía térmica. Este crecimiento es superior al visto anteriormente, lo que comentaremos más adelante.

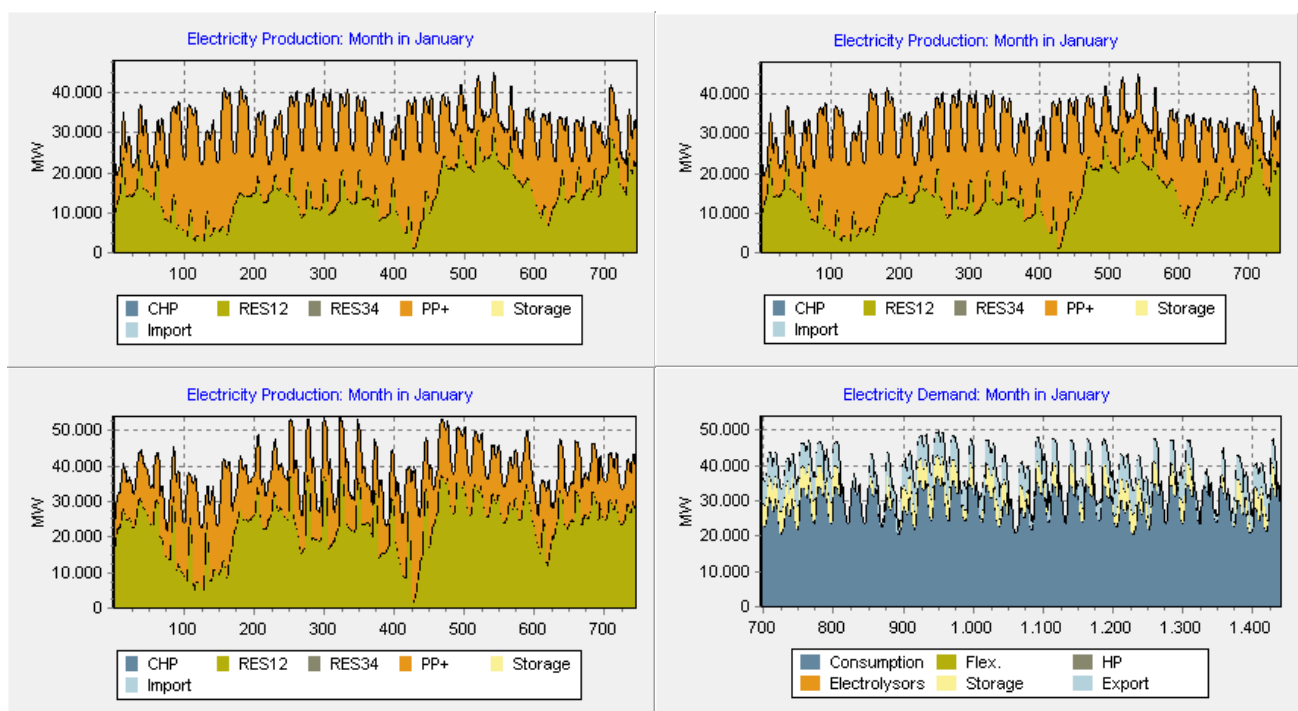


Ilustración 27. Representación de la demanda y producción mensual en 2021 y 2030 para el escenario objetivo.

4.5.1.3. Análisis Económico.

En este caso se abordará la cuestión de si los ahorros derivados de la reducción del gasto en combustibles en los escenarios proyectados, resultado de las simulaciones que se han realizado, son suficientes para cubrir los costos adicionales asociados con la integración de una mayor cantidad de energías renovables en el sistema energético. Este análisis examinará la viabilidad financiera de esta transición y explorará las implicaciones económicas de una mayor inversión en energías renovables.

Se buscará evaluar si los potenciales ahorros en los costos de combustibles, resultantes de la implementación de medidas de eficiencia energética y la adopción de fuentes de energía más limpias, son capaces de compensar los gastos necesarios para ampliar la capacidad de generación renovable y desarrollar infraestructuras relacionadas.

Para ello, se usarán una estimación de costes obtenidos del informe de Lazard [53]. En este análisis tendremos en cuenta las tecnologías eólica y solar, ya que en los diferentes escenarios propuestos no se aumentará la generación proveniente de la energía hidráulica.

Al analizar la variación en la potencia instalada en el escenario tendencial, se puede identificar la inversión necesaria por tecnologías y en total, lo cual se muestra detalladamente en la tabla 21.

Tecnología	€/kW	Potencia a instalar (MW)	Inversión (Mill. €)
Eólica	1.280,75	9.360	11.987,82
Solar	987	3.652	3.604,52
Total Inversión			15.592,34

Tabla 21. Precio total por tecnologías para el aumento de la generación renovable en el escenario tendencial

También se procede a examinar el caso del escenario objetivo. En la tabla 22 se detalla la inversión necesaria, tanto por tecnologías específicas como en su totalidad, para alcanzar los objetivos establecidos en este escenario.

Tecnología	€/kW	Potencia a instalar (MW)	Inversión (Mill. €)
Eólica	1.280,75	21.660	27.741,04
Solar	987	23.912	23.601,14
Total Inversión			51.342,18

Tabla 22. Precio total por tecnologías para el aumento de la generación renovable en el escenario objetivo.

Ahora, se explorará la rentabilidad asociada a la inversión en dos escenarios diferentes. Se enfocará en evaluar de que forma la inversión requerida en cada uno de estos escenarios afecta a los resultados financieros, considerando el ahorro en combustible que generan. En las tablas 23 y 24, utilizando una tasa de descuento del 3% (i), se calcula el Valor Actual Neto (VAN) para cada escenario, lo que permitirá determinar la viabilidad financiera a lo largo de un periodo de 25 años y determinar si la inversión resulta favorable en términos económicos a lo largo del tiempo. En la ecuación (1) podemos ver como se calculará:

$$VAN = -I + \sum_{k=1}^{25} \frac{Ahorro}{(1+i)^k} \quad (1)$$

Escenario	VAN
Tendencial	4.137
Objetivo	-28.827

Tabla 23. Valor Actual Neto (VAN) para cada escenario (en millones de €).

	Tendencial	Objetivo
Años	FC	FC
1	1.100	1.255
2	1.068	1.219
3	1.037	1.183
4	1.007	1.149
5	977	1.115
6	949	1.083
7	921	1.051
8	894	1.021
9	868	991
10	843	962
11	819	934
12	795	907
13	772	880
14	749	855
15	727	830
16	706	806
17	685	782
18	666	760
19	646	737
20	627	716
21	609	695
22	591	675
23	574	655
24	557	636
25	541	618
Total	19.729	22.515
VAN	4.137	-28.827

Tabla 24. Detalle de los flujos de caja durante 25 años (en millones de €).

- Escenario Tendencial

El Valor Actual Neto (VAN) para el escenario tendencial se calcula en 4137 millones de € utilizando una tasa de descuento del 3% a lo largo de un periodo de 25 años. Este resultado indica que, bajo las condiciones y proyecciones actuales, la inversión resulta favorable en términos económicos a lo largo del tiempo. El VAN positivo sugiere que la inversión en este escenario es rentable y genera retornos financieros positivos. La optimización de la eficiencia operativa, junto con el ahorro en combustible que conlleva, contribuye a mantener una posición financiera sólida y competitiva a lo largo del horizonte temporal establecido. Con respecto a las emisiones, se puede observar como se produce una reducción notable, pasando de 30,047 a 27,267 millones de toneladas en comparación con el escenario base de 2021, lo que evidencia el impacto positivo de las medidas implementadas.

- Escenario Objetivo

En este escenario, se destaca que las emisiones experimentan aún una mayor reducción que en el escenario tendencial, disminuyendo de 30,047 millones de toneladas a 24,187 millones de toneladas en comparación con el escenario base de 2021. Sin embargo, los resultados financieros muestran un VAN negativo de -28827 millones de € para el escenario objetivo. Este resultado sugiere que, bajo las condiciones proyectadas en este escenario, la inversión no se amortiza en base al ahorro de combustible y reducción de emisiones en los 25 años. El VAN negativo indica que la inversión en el escenario objetivo no genera retornos financieros suficientes para cubrir los costos y cumplir con los criterios de rentabilidad establecidos. La pronta eliminación de las centrales nucleares sin una infraestructura eléctrica plenamente preparada podría generar un efecto paradójico: la necesidad ocasional de recurrir a combustibles convencionales para cubrir picos de demanda energética. Este escenario plantea un dilema financiero, ya que, a pesar de la inversión en energías renovables, la dependencia residual de los combustibles fósiles persiste, lo que limita el potencial de ahorro en sus costos asociados. Aunque las iniciativas propuestas pueden tener beneficios a largo plazo en términos de sostenibilidad y competitividad, el análisis financiero sugiere que el riesgo y los costos asociados actualmente superan los beneficios esperados.

Por tanto, la comparación entre el escenario tendencial y el objetivo resalta la importancia de evaluar tanto los riesgos como los retornos asociados con cada opción a lo largo de un horizonte temporal prolongado. Mientras que el escenario tendencial puede ofrecer retornos más modestos pero consistentes, el escenario objetivo puede representar oportunidades de crecimiento más significativas, aunque con un nivel de riesgo financiero potencialmente mayor. A pesar de los desafíos financieros asociados con el escenario objetivo, es fundamental reconocer el papel crítico de la innovación en la creación de valor a largo plazo y en la respuesta a los desafíos sociales y medioambientales. Sin embargo, la decisión entre los escenarios tendencial y objetivo requiere un delicado equilibrio entre el riesgo y la oportunidad. Las organizaciones deben evaluar cuidadosamente sus capacidades internas, su posición competitiva y su capacidad para gestionar la incertidumbre antes de comprometerse con una estrategia de inversión a largo plazo.

Lo mismo se aplica en el ámbito de las emisiones, relacionado con la energía nuclear, ya que un cierre precipitado sin la preparación previa y correcta del sistema podría aumentar la dependencia de combustibles fósiles o importaciones de energía, lo que a su vez podría tener impactos negativos en el medio ambiente y la economía. En la simulación se puede ver como disminuyen de manera considerable las emisiones, pero se debe comprobar si esta reducción podría ser aún más significativa y si el cierre de centrales nucleares está limitando su declive.

4.5.2. Caso de estudio 2: Diferencias entre escenarios objetivo y tendencial

De manera similar, y haciendo uso de las simulaciones anteriores, se observa en las siguientes tablas la diferencia entre los dos posibles escenarios. También se aporta en las ilustraciones posteriores una visión global de los diferentes momentos posibles de manera gráfica en cuanto a emisiones de CO₂ y coste de combustibles.

	2030 Tendencial	2030 Objetivo	Diferencia
Consumo anual (TWh/año)			
Combustible			
Carbón	10,35	16,39	+ 6,04
Gasolina	10,35	16,39	+ 6,04
Gases	64,12	64,04	+ 0,08
Biomasa	10,35	16,39	+ 6,04
Nuclear	189,44	84,67	- 104,77
Total	307,66	197,88	- 109,78
Emisiones			
Cantidad (Mt)			
CO ₂	27,27	24,19	- 3,08

Tabla 25. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO₂ emitido entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo.

	2030 Tendencial	2030 Objetivo	Diferencia
Coste (Mill. €)			
Combustible			
Carbón	116	183	+ 67
Gasolina	453	718	+ 265
Gases	129	95	- 34
Biomasa	275	436	+ 161
Total Combustibles	973	1432	+ 459
Total incluyendo costes marginales de operación	2064	2025	- 39
Emisiones			
CO ₂	780	659	- 121
Ahorro Total			- 160

Tabla 26. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO₂ entre 2030 para el escenario tendencial y 2030 para el escenario objetivo.

La ilustración 28 muestra, de nuevo, los resultados de simulación correspondientes a la demanda y producción de energía para un mes específico en España. En la parte superior se presenta esta vez el año 2030 en su escenario tendencial y en la parte inferior el escenario objetivo. Como se comentó anteriormente se evidencia el incremento en la generación renovable en comparación con la producción de energía térmica. Sin embargo esta diferencia es superior en el escenario objetivo debido a los cierres programados para las centrales de energía nuclear.

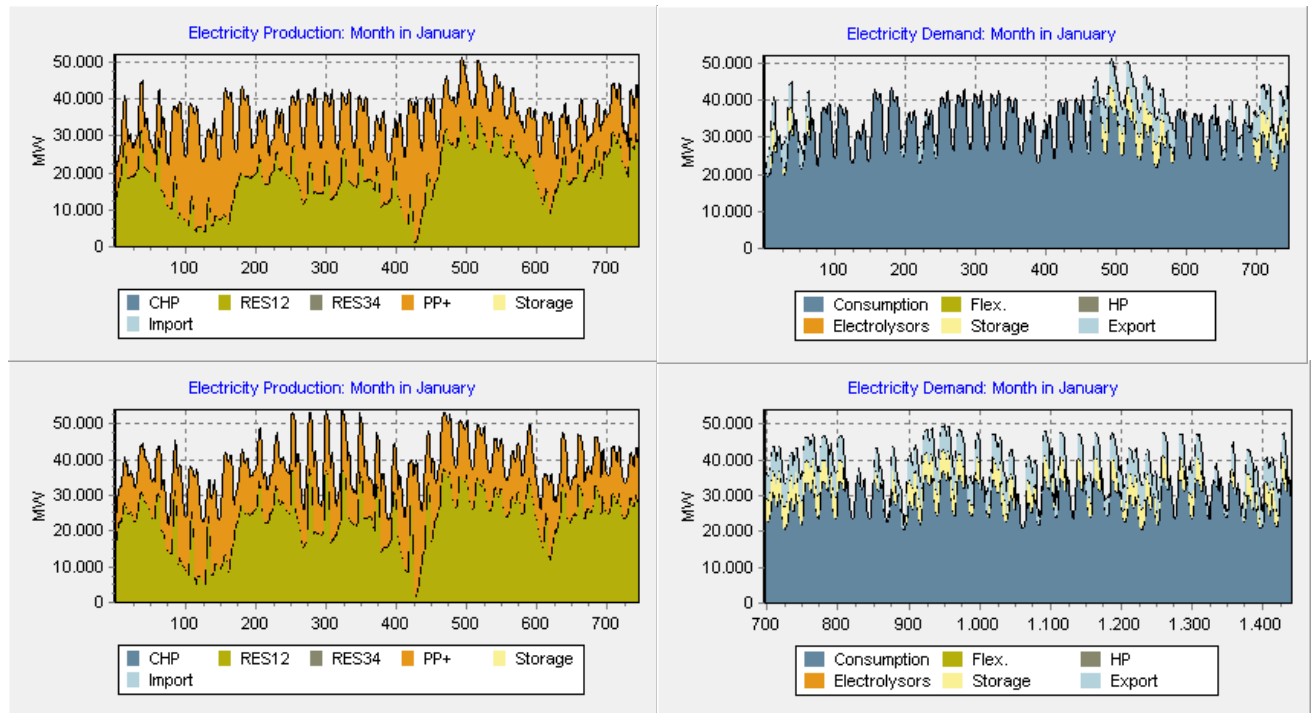


Ilustración 28. Representación de la demanda y producción mensual en 2030 para los escenarios tendencial y objetivo.

Para hacer una recapitulación completa, se presentará la figura 29, que proporcionará una visión general de la evolución histórica y prevista de los costes totales, y 30, que desglosa como se distribuyen esos gastos.

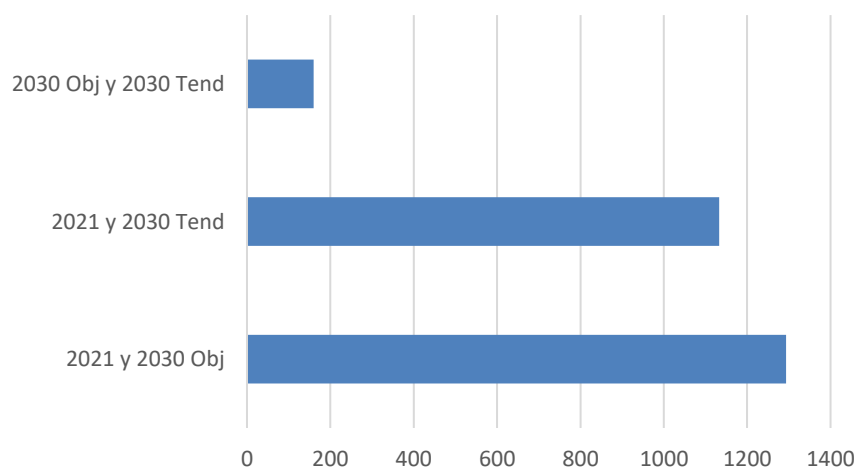


Ilustración 29. Ahorro total entre escenarios (en Mill. €)

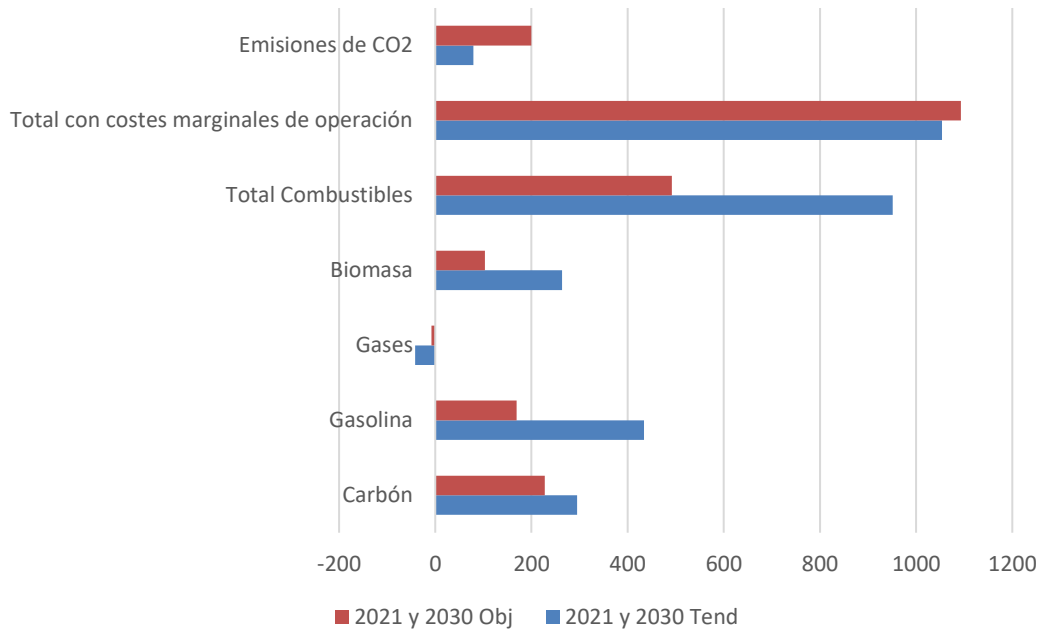


Ilustración 30. Diferencia entre costes de combustibles y emisiones (en Mill. €)

También, en la figura 31, se puede ver representado el porcentaje de generación renovable con respecto al total en cada escenario presentado.

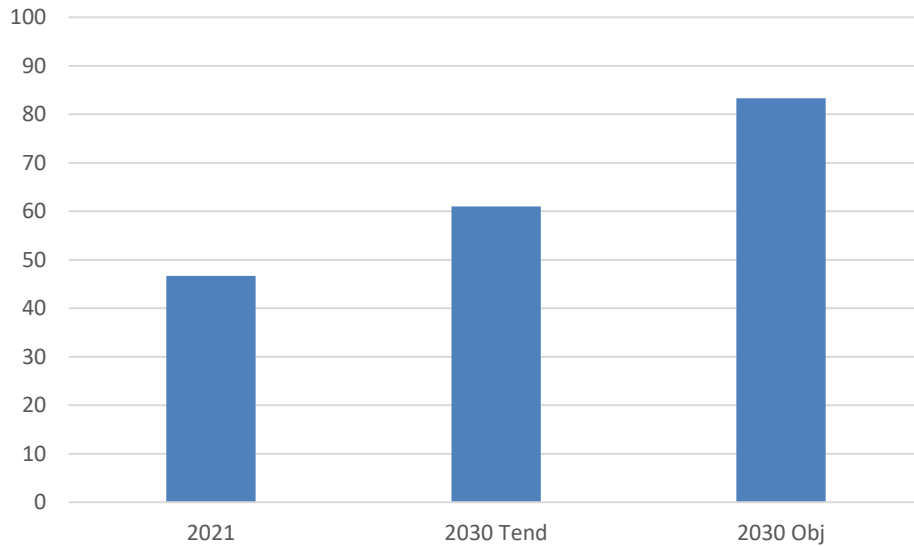


Ilustración 31. Porcentaje de generación renovable.

4.5.2.1. Escenario Objetivo sin cierre de nucleares

Desde el 2023, la energía nuclear es considerada energía verde según la Unión Europea. Esta decisión tomada por el Parlamento Europeo conlleva calificar como verdes las inversiones que las empresas realicen en este sector al considerarlo necesario durante la transición energética. Francia fue el impulsor de este cambio, mientras España y Alemania se oponían. Por ese motivo, y aunque el PNIEC no lo considera, es de interés examinar el efecto que tendría la permanencia de las centrales nucleares en el contexto de las suposiciones estipuladas para el escenario objetivo. También se comparará esta nueva situación con el escenario objetivo en el que las centrales nucleares se clausuran, pudiendo identificar las diferencias clave entre ellos.

	Objetivo sin cierre nuclear	Objetivo con cierre nuclear	Diferencia
Consumo anual (TWh/año)			
Combustible			
Carbón	14,05	16,39	+ 2,34
Gasolina	14,05	16,39	+ 2,34
Gases	44,42	64,04	+ 19,62
Biomasa	14,05	16,39	+ 2,34
Nuclear	189,44	84,67	- 104,77
Total	276,01	197,88	- 78,13
Emisiones			
Cantidad (Mt)			
CO ₂	17,62	24,19	+ 6,57

Tabla 27. Comparativa de los consumos anuales de combustible y cantidad de CO₂ emitido entre los escenarios objetivo para 2030 con y sin cierre de nucleares.

	2021	Objetivo Sin Cierre Nuclear	Diferencia
Coste (Mill. €)			
Combustible			
Carbón	411	157	- 254
Gasolina	887	615	- 272
Gases	87	66	- 21
Biomasa	539	374	- 165
Total Combustibles	1924	1212	- 712
Total incluyendo costes marginales de operación	3118	2405	- 713
Emisiones			
CO ₂	859	504	- 355
Ahorro Total			- 1.068

Tabla 28. Comparativa de los costes anuales de combustible y emisiones de CO₂ entre 2021 y 2030 para el escenario objetivo sin cierre de nucleares.

Se observa que alcanzar los objetivos de energías renovables para el escenario objetivo y mantener las centrales nucleares podría resultar en una reducción aún más significativa en las emisiones, situándolas en 17,616 millones de toneladas en contraste con los 24,187 millones de toneladas resultantes de la simulación con el cierre programado. Este logro se acompañaría de un ahorro similar en combustibles al calculado previamente, comparando 2021 con el escenario objetivo inicial, el cual ascendía a 1.293 millones de euros, frente a los 1.068 millones de euros en este caso.

De esta forma, de igual manera que en el caso anterior, se verá de que forma la inversión requerida, afecta a los resultados financieros durante un período de 25 años, considerando el ahorro en combustible que generan. Se usará también una tasa de descuento del 3%.

Años	FC
1	1.037
2	1.007
3	977
4	949
5	921
6	894
7	868
8	843
9	819
10	795
11	772
12	749
13	727
14	706
15	686
16	666
17	646
18	627
19	609
20	591
21	574
22	557
23	541
24	525
25	510
Total	18.597
VAN	-32.745

Tabla 29. Detalle de los flujos de caja durante 25 años (en millones de €).

Como ocurre con el escenario objetivo primero, los resultados financieros muestran un VAN negativo, en este caso de -32745 millones de € para el escenario objetivo. Este resultado sugiere que, bajo las condiciones proyectadas en este escenario, y dado que tanto el ahorro como la nueva estructura renovable a implementar es la misma, la inversión, de 51.342,18 millones de €, no se amortiza en un plazo de 25 años en base al ahorro de combustible y la reducción de emisiones. Por tanto, la inversión no genera retornos financieros suficientes para cubrir los costos y cumplir con los criterios de rentabilidad establecidos.

Por tanto, es crucial destacar la persistencia del exceso de producción eléctrica exportable (EEEP). El desafío del almacenamiento se erige como un elemento crucial para abordar la transición energética que estamos persiguiendo. Aunque estamos avanzando hacia la creación de un sistema alimentado principalmente por energías renovables, todavía enfrentamos obstáculos significativos tanto en la cantidad de energía renovable producida como en nuestra capacidad para almacenarla de manera efectiva. En esta fase de transición, mientras trabajamos para alcanzar el nivel necesario tanto en términos de cantidad de energía renovable como en nuestra capacidad de almacenamiento, mantener la energía nuclear se presenta como una opción pragmática para reducir las emisiones de manera inmediata. Es importante tener en cuenta que la inversión requerida para esta transición no garantiza retornos económicos inmediatos, ya que está intrínsecamente ligada a la necesidad de una gran expansión de las fuentes renovables. Por lo tanto, la presencia continua de la energía nuclear en este período transitorio es crucial para mantener la estabilidad energética y reducir las emisiones en el corto plazo. Sin embargo, es esencial reconocer que la viabilidad a largo plazo de esta estrategia depende del avance continuo en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de forma que en un futuro el sistema se vea preparado para prescindir en su totalidad de la energía nuclear.

5 CONCLUSIONES

“El mundo que hemos creado es producto de nuestro pensamiento; no podemos cambiarlo sin cambiar nuestro pensamiento.”

- Albert Einstein -

En este trabajo, se ha investigado la participación de las energías renovables en el sistema eléctrico español, analizando el desarrollo y las tendencias de estas tecnologías, así como sus posibles metodologías y modelos de integración en el sistema. Además, se ha elaborado un caso práctico para evaluar los distintos escenarios futuros propuestos, con el objetivo de determinar su viabilidad económica y estratégica, así como las diferencias entre ellos.

Previamente al análisis de los objetivos a alcanzar por el sistema eléctrico español, se realiza un estudio del estado actual de las tecnologías renovables, puesto que estas tecnologías representan el vehículo fundamental para lograr dichos objetivos y es esencial entender no solo el punto de partida desde el cual se debe avanzar, sino también las capacidades y limitaciones actuales del sector de las energías renovables en España.

A lo largo del estudio, se ha encontrado que uno de los ámbitos con mayor posibilidad de implicación en conjunto con otras tecnologías para apoyar la integración de las tecnologías de energías renovables son los sistemas de almacenamiento de energía (ESS), donde se puede explorar para llegar a tener una visión detallada de las diversas posibilidades de integración de esta tecnología con otras, como DTR, OTS o DSM.

En el caso de la Clasificación Térmica Dinámica (DTR), se puede examinar teniendo en cuenta el impacto directo que genera en la confiabilidad de los sistemas de energía eólica integrados, con miras a determinar el tamaño óptimo (capacidad energética y potencia nominal) de los ESS para mejorarla. Sin dejar de lado cómo puede potenciar la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía y garantizar la continuidad del suministro sin interrupciones. De manera similar, es relevante cómo la integración con la Conmutación de Transmisión Óptima (OTS) puede mejorar la capacidad de respuesta y la adaptabilidad de ESS ante variaciones en la demanda de energía, lo que contribuye a la integración de las tecnologías renovables y puede llegar incluso a reducir los costos operativos de un sistema de energía. Además, se exploran las sinergias con la Gestión de la Demanda (DSM), evaluando cómo ajustes inteligentes en la demanda pueden interactuar con los sistemas de almacenamiento para optimizar la eficiencia y estabilidad del suministro energético reduciendo la duración y frecuencia de las interrupciones, en comparación con la respuesta a la demanda independiente.

Del mismo modo, este análisis no solo se debe limitar a la evaluación de viabilidad, sino que también tiene la necesidad de adentrarse en evaluaciones más profundas, incluyendo aspectos de confiabilidad y mejoras en la capacidad de trabajo cuando estas tecnologías operan de manera conjunta. Se destaca la importancia de explorar a fondo cada una de las tecnologías y disciplinas mencionadas, pero la verdadera sinergia se encuentra en la capacidad de integrarlas de manera cohesionada en sistemas interrelacionados, no solo enfocándose en cada tecnología de manera individual, sino también dedicando esfuerzos significativos en comprender cómo podemos entrelazarlas estratégicamente para aprovechar al máximo su potencial colectivo. Este enfoque permitirá no solo profundizar en el conocimiento de cada tecnología, sino también descubrir nuevas oportunidades y coordinaciones que puedan surgir de sus interconexiones.

Por otro lado, el análisis realizado sobre la integración de las energías renovables y sus potenciales escenarios para el año 2030 en nuestro estudio ha arrojado resultados significativos. En primer lugar, se identificó que los escenarios objetivo y tendencial del PNIEC presentan diferencias importantes en términos de implementación y resultados esperados. El escenario objetivo se caracteriza por un enfoque más ambicioso en la transición hacia fuentes de energía renovable y la reducción de emisiones de carbono, mientras que el escenario tendencial refleja una trayectoria más conservadora.

Se puede ver que, si se siguen las directrices del escenario objetivo, se pueden alcanzar importantes beneficios en términos de reducción de emisiones, seguridad energética y creación de empleo en el sector de las energías renovables. Sin embargo, también se identificaron desafíos significativos en cuanto a la necesidad de inversiones adicionales, cambios en las políticas energéticas y una mayor colaboración entre los sectores público y privado.

De otra manera, el escenario tendencial muestra una progresión más gradual hacia los objetivos del PNIEC, lo que podría resultar en beneficios más modestos en términos de mitigación del cambio climático y desarrollo sostenible. Sin embargo, este escenario también implica menos riesgos y costos iniciales, lo que podría ser más viable en el corto plazo para algunos sectores, como por ejemplo el caso del cierre de centrales nucleares. Las centrales nucleares suelen proporcionar una fuente de energía constante y confiable, y un cierre precipitado sin la preparación previa y correcta del sistema podría aumentar la dependencia de combustibles fósiles o importaciones de energía, lo que a su vez podría tener impactos negativos en el medio ambiente y la economía.

Es relevante destacar que, hasta la fecha, los objetivos del PNIEC no han sido actualizados, pero están en proceso de revisión debido al notable progreso alcanzado por las tecnologías, especialmente la energía fotovoltaica. La tendencia evaluada inicialmente ahora apunta a una evolución más dinámica, lo que ha resultado en un aumento sustancial de la ambición de los objetivos establecidos en el plan. El reconocimiento de este notable avance, especialmente en tecnología solar fotovoltaica, y la consiguiente actualización de los objetivos del PNIEC tienen una consecuencia clave. Esto implica una mayor presión y responsabilidad para los diversos actores involucrados en el cumplimiento de estos objetivos revisados, así como una mayor necesidad de adaptación y acción rápida para aprovechar plenamente el potencial de las tecnologías emergentes en el sector energético.

Una limitación significativa de este estudio radica en la exclusión del almacenamiento de energía en la modelización de los escenarios futuros. La necesidad de gestionar el exceso de producción de energía eléctrica es un desafío crucial en el camino hacia un sistema eléctrico más sostenible y eficiente. La incorporación de estrategias de almacenamiento energético, como centrales de bombeo, baterías o tecnologías de almacenamiento térmico, podría proporcionar una visión más completa y realista de la viabilidad y efectividad de la transición hacia las energías renovables.

Además, es importante reconocer otras limitaciones y posibles sesgos. Por ejemplo, los precios de costes de la base de datos utilizada en el programa Energy Plan pueden no reflejar con precisión las variaciones del mercado actual, lo que podría llevar a estimaciones menos precisas de los costos y beneficios económicos de las diferentes tecnologías. La incertidumbre sobre la consecución de los objetivos de interconexiones internacionales también representa una limitación significativa, ya que una mayor capacidad de interconexión podría facilitar el intercambio de energía excedente, mejorando la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico y permitiendo una integración más eficiente de las energías renovables. Finalmente, el uso de un interés estipulado del 3% en lugar del 6% podría influir en las evaluaciones económicas, subestimando los costos de financiamiento y alterando la percepción de la viabilidad financiera de las inversiones en energías renovables.

Asimismo, la falta de consideración del objetivo deseado de almacenamiento para prescindir por completo de la energía nuclear representa otra limitación importante. Identificar y cuantificar la capacidad de almacenamiento requerida para compensar la intermitencia de las fuentes renovables y garantizar la estabilidad del suministro

eléctrico sería fundamental para informar políticas y estrategias energéticas a largo plazo.

Para mejorar la investigación, se sugiere la exploración de nuevas metodologías de modelización que integren el almacenamiento de energía y evalúen escenarios más detallados y realistas. Además, la inclusión de análisis de costos y beneficios asociados con la implementación de tecnologías de almacenamiento podría proporcionar información valiosa para la toma de decisiones.

REFERENCIAS

- [1] «Aeolica». Available: <https://aeolica.org/wp-content/uploads/2023/12/AF-Macro-2023-2022-WEB.pdf>.
- [2] «Unión Española Fotovoltaica». Available: <https://energiaestrategica.es/wp-content/uploads/2023/09/INFORME-ANUAL-23-UNEF.pdf>
- [3] «REE». Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [4] «Newtral. Energía que más veces marcó el precio de la luz según OMIE». Available: <https://www.newtral.es/tecnologias-precio-electricidad-luz-mercado/20230128/>
- [5] Renewable generation versus demand-side management. A comparison for the Spanish market. En: Energy Policy. 2016. Vol. 96. Núm. Septiembre 2016. Pag. 458-470. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.06.014>
- [6] Calum Edmunds, Sergio Martín-Martínez, Jethro Browell, Emilio Gómez-Lázaro, Stuart Galloway, On the participation of wind energy in response and reserve markets in Great Britain and Spain, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 115, 2019, 109360, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109360>.
- [7] Seel, Joachim; Mills, Andrew D; Wisler, Ryan H. Impacts of High Variable Renewable Energy Futures on Wholesale Electricity Prices, and on Electric-Sector Decision Making. 2018.
- [8] Loutan, C., Klauer, P., Chowdhury, S., Hall, S., Morjaria, M., Chadliev, V., ... & Gevorgian, V. Demonstration of essential reliability services by a 300-MW solar photovoltaic power plant. 2017. (No. NREL/TP-5D00-67799). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).
- [9] Rebello, E., Watson, D., and Rodgers, M.: Ancillary services from wind turbines: automatic generation control (AGC) from a single Type 4 turbine, Wind Energ. Sci., 5, 225–236, <https://doi.org/10.5194/wes-5-225-2020>, 2020.
- [10] «AleaSoft». Available: <https://aleasoft.com/es/caida-lcoe-energias-renovables-ultima-decada-impulsa-transicion-energetica/>
- [11] Renewables 2022 Global Status Report. REN21. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf
- [12] «Deloitte». La planificación y la tramitación de las infraestructuras eléctricas para la Transición Energética. Available: <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/energy-and-resources/articles/planificacion-y-tramitacion-infraestructuras-electricas.html>
- [13] IEA- System integration of renewables. Available online: <https://www.iea.org/topics/renewable-integration>
- [14] Ríos Melgar, A., Medina, C., & González, G. (2022). La flexibilidad y otros retos de la integración masiva de generación eólica y solar en los sistemas de potencia. *Prisma Tecnológico*, 13(1), 88-96. <https://doi.org/10.33412/pri.v13.1.3229>
- [15] Gómez, Víctor & Hernandez, Cesar & Rivas, Edwin. (2018). Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid). Información tecnológica. 29. 89-102. 10.4067/S0718-07642018000200089.

- [16] R. Abby, Applying Lessons Learned from One of the Biggest Blackouts in History. 2014. Available: <https://news.gatech.edu/archive/features/building-power-grid-future.shtml>
- [17] Jana Heckenbergerová, Petr Musilek, Konstantin Filimonenkov, Quantification of gains and risks of static thermal rating based on typical meteorological year, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 44, Issue 1, 2013, Pages 227-235, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.005>.
- [18] A.K. Deb. Powerline Ampacity System: Theory, Modeling and Applications. 2000. <https://doi.org/10.1201/9781315214795>
- [19] D. A. Douglass, "Weather-dependent versus static thermal line ratings (power overhead lines)," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 2, pp. 742-753, April 1988, doi: 10.1109/61.4313
- [20] R. Yao and K. Sun, "Toward Simulation and Risk Assessment of Weather-Related Outages," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4391-4400, July 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2858234.
- [21] C. R. Black and W. A. Chisholm, "Key Considerations for the Selection of Dynamic Thermal Line Rating Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 5, pp. 2154-2162, Oct. 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2376275.
- [22] Soheila Karimi, Petr Musilek, Andrew M. Knight, Dynamic thermal rating of transmission lines: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 91, 2018, Pages 600-612, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>.
- [23] A. S. Korad and K. W. Hedman, "Reliability and stability analysis of corrective topology control actions," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Netherlands, 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2015.7232519.
- [24] A. K. Gupta, D. Kiran and A. R. Abhyankar, "Flexibility in transmission switching for congestion management," 2016 National Power Systems Conference (NPSC), Bhubaneswar, India, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/NPSC.2016.7858898.
- [25] S. Gusev and V. Oboskalov, "Recursion based contingency analysis of an electrical power system," 2016 International Symposium on Industrial Electronics (INDEL), Banja Luka, Bosnia and Herzegovina, 2016, pp. 1-4, doi: 10.1109/INDEL.2016.7797797.
- [26] A. V. Ramesh and X. Li, "Security Constrained Unit Commitment with Corrective Transmission Switching," 2019 North American Power Symposium (NAPS), Wichita, KS, USA, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS46351.2019.9000308.
- [27] Q. An, J. Wang, G. Li, M. Zhou, Role of optimal transmission switching in accommodating renewable energy in deep peak regulation-enabled power systems, *Global Energy Interconnection*, Volume 3, Issue 6, 2020, Pages 577-584, ISSN 2096-5117, <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2021.01.010>.
- [28] H.J. Jabir, J. Teh, D. Ishak, H. Abunima, Impacts of demand-side management on electrical power systems: a review, *Energies*, MPDI, vol.11 (5), 2018, pages 1-19, <https://doi.org/10.3390/en11051050>.
- [29] K. Abedrabbob, L. Al-Fagih, Applications of mechanism design in market-based demand-side management: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 171, 2023, 113016, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113016>.
- [30] J. Teh, C.A. Ooi, Y.H. Cheng, M.A.A.M. Zainuri, C.M. Lai, Composite reliability evaluation of load demand side management and dynamic thermal rating systems, *Energies*. 11. 2018. <https://doi.org/10.3390/en11020466>.
- [31] E.L. Apajalahti, R. Lovio, E. Heiskanen, From demand side management (DSM) to energy efficiency services: A Finnish case study, *Energy Policy*, Volume 81, 2015, Pages 76-85, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.02.013>.
- [32] Abaravicius, J. Demand Side Activities for Electric Load Reduction; Department of Energy Sciences, Lund University, 2007. 153 p.
- [33] United Nations Industrial Development Organization. Energy Efficiency Technologies and Benefits-Module 12. Sustainable Energy Regulation and Policy Making for Africa. Available: https://www.unido.org/sites/default/files/2009-02/Module12_0.pdf

- [34] A. Nawaz, M. Zhou, J. Wu, C. Long, A comprehensive review on energy management, demand response, and coordination schemes utilization in multimicrogrids network, *Applied Energy*, Volume 323, 2022, 119596, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119596>. Oct.
- [35] S. Bu, F. R. Yu and P. X. Liu, "Dynamic pricing for demand-side management in the smart grid," 2011 IEEE Online Conference on Green Communications, (Online Conference) Piscataway, NJ, USA, 2011, pp. 47-51, doi: 10.1109/GreenCom.2011.6082506.
- [36] Stanelyte, D.; Radziukyniene, N.; Radziukynas, V. Overview of Demand-Response Services: A Review. *Energies* 2022, 15, 1659. <https://doi.org/10.3390/en15051659>
- [37] Ayesha, Muhammad Numan, Muhammad Faisal Baig, Muhammad Yousif, Reliability evaluation of energy storage systems combined with other grid flexibility options: A review, *Journal of Energy Storage*, Volume 63, 2023, 107022, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107022>.
- [38] M. Sterjova, D. Minovski, V. Sarac, Battery energy storage systems and technologies: a review. 2021.
- [39] F. Mohamad, J. Teh, C.-M. Lai, Development of energy storage systems for power network reliability: a review, *Energies*. 2018. 11. 10.3390/en11092278
- [40] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, C.N. Rasmussen, Review of energy storage system for wind power integration support, *Applied Energy*, Volume 137, 2015, Pages 545-553, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.103>.
- [41] B. Yang et al., "Optimal sizing and placement of energy storage system in power grids: a state-of-the-art one-stop handbook," *J. Energy Storage*, vol. 32, no. September, p. 101814, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101814>.
- [42] M.M. Rahman, A.O. Oni, E. Gemechu, A. Kumar, Assessment of energy storage technologies: A review, *Energy Conversion and Management*, Volume 223, 2020, 113295, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>.
- [43] U. Datta, A. Kalam, J. Shi, A review of key functionalities of battery energy storage system in renewable energy integrated power systems, *Energy Storage* 3, 2021, <https://doi.org/10.1002/est2.224>.
- [44] L.M.S. de Siqueira, W. Peng, Control strategy to smooth wind power output using battery energy storage system: A review, *Journal of Energy Storage*, Volume 35, 2021, 102252, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102252>.
- [45] R. Abhinav and N. M. Pindoriya, "Grid integration of wind turbine and battery energy storage system: Review and key challenges," 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS), New Delhi, India, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPES.2016.7583998.
- [46] A. H. Fathima and K. Palanisamy, "Battery energy storage applications in wind integrated systems — A review," 2014 International Conference on Smart Electric Grid (ISEG), Guntur, India, 2014, pp. 1-8, doi: 10.1109/ISEG.2014.7005604.
- [47] Süleyman Emre Eyimaya, Necmi Altin, Chapter 8 - Microgrids: definitions, architecture, and control strategies, *Power Electronics Converters and their Control for Renewable Energy Applications*, Academic Press, 2023, Pages 167-186, ISBN 9780323919418, <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91941-8.00008-1>.
- [48] Bilal Naji Alhasnawi, Basil H. Jasim, A new internet of things enabled trust distributed demand side management system, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Volume 46, 2021, 101272, ISSN 2213-1388, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101272>.
- [49] Abdel-Basset, Mohamed & Mohamed, Mai. (2018). Internet of Things and its Impact on supply chain: A framework for building smart, secure and efficient systems. *Future Generation Computer Systems*. 86. 10.1016/j.future.2018.04.051.
- [50] Dahiru, A.T., Daud, D., Tan, C.W. *et al.* A comprehensive review of demand side management in distributed grids based on real estate perspectives. *Environ Sci Pollut Res* **30**, 81984–82013 (2023). <https://doi.org/10.1007/s11356-023-25146-x>

[51] Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030”, 2021. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pniec_completo_tcm30-508410.pdf

[52] Energy Plan. “Introduction”. Available: <https://www.energyplan.eu/training/introduction/>

[53] Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 16.0," [en línea]. Available: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>. Accedido el 29 de abril de 2023.