



GE VERNOVA

Consulting Services

CONSTRUIR EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CERO EMISIONES NETAS DE ESPAÑA

Vías, compensaciones y decisiones sobre el sistema

RESUMEN EJECUTIVO

España avanza rápidamente en la transformación de su sistema eléctrico. En 2024, las energías renovables aportaron casi el 57 % de la electricidad, y el país se ha comprometido a reducir las emisiones de CO₂ un 55 % para 2030 y a lograr un sistema eléctrico de cero emisiones netas para 2050. Para 2030, se prevé que más del 80 % de la electricidad proceda de fuentes renovables.

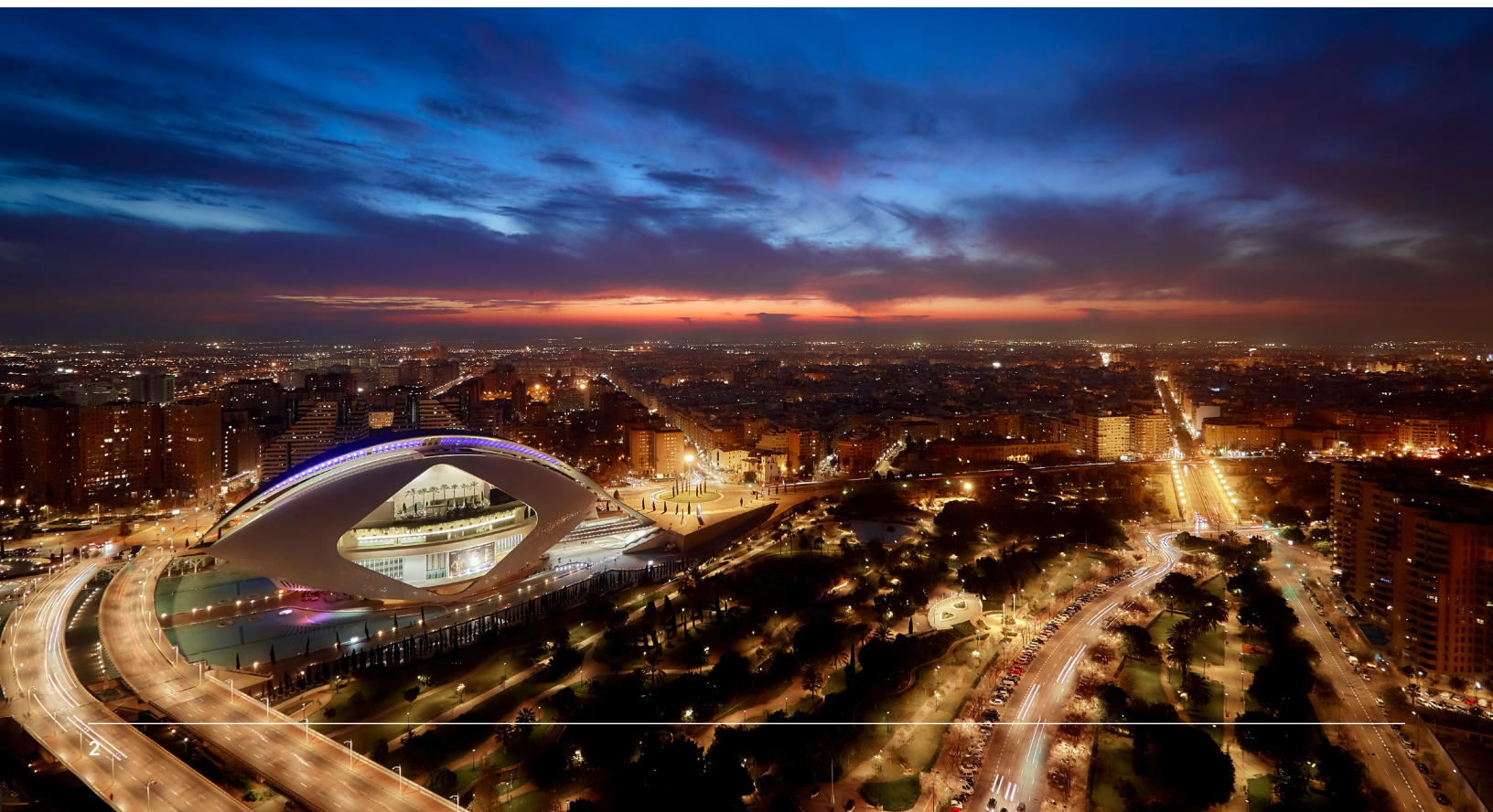
Sin embargo, cumplir estos objetivos no consiste solo en añadir capacidad. A medida que aumenta la penetración de las energías renovables y se prevé que la demanda eléctrica crezca alrededor de un 60 % de aquí a 2050, el sistema debe seguir siendo resiliente, estable, flexible y económicamente sostenible. Sucesos como el apagón ibérico de abril de 2025 ponen de manifiesto la necesidad de contar con mecanismos de estabilidad sólidos, flexibilidad suficiente y una planificación del sistema con visión de futuro.

Este informe técnico analiza cuatro escenarios: Business-as-Usual, Progresivo, Pionero y Vía de menores emisiones de carbono. Utiliza un marco de expansión de mínimo coste para evaluar el mix de generación, los costes del sistema, las trayectorias de las emisiones y las repercusiones para la red. Estos escenarios no son previsiones, sino vías estructuradas que permiten mostrar las compensaciones, poner a prueba las hipótesis y fundamentar la toma de decisiones.

Conclusiones principales

- **Los sistemas eléctricos de cero emisiones netas** son técnicamente viables a través de distintas vías.
- **La capacidad instalada eólica y solar** podría alcanzar 150–250 GW en 2050.
- **Entre el 15 y el 20 %** de la capacidad del sistema debe seguir siendo firme y gestionable.
- **El almacenamiento, el hidrógeno, la prolongación de la vida útil de las centrales nucleares y la captura y el almacenamiento de carbono (CCS)** desempeñan funciones estructurales.
- **La transmisión y la flexibilidad** pasan a ser tan fundamentales como la generación.
- **Las políticas y el diseño del mercado** determinarán el ritmo de inversión y la fiabilidad del sistema.

El liderazgo de España en el despliegue de energías renovables es evidente; el siguiente reto es convertirlo en un sistema eléctrico resiliente, económicamente sostenible y optimizado.



1. INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto y objetivos

España avanza rápidamente en la transición energética europea. En 2024, las energías renovables aportaron casi el 57 % de la electricidad, y el país se ha comprometido a reducir las emisiones de CO₂ un 55 % para 2030 y a alcanzar las cero emisiones netas para 2050. Para 2030, se prevé que más del 80 % de la electricidad proceda de fuentes renovables.

Alcanzar estos objetivos exige algo más que añadir capacidad. A medida que aumenta la penetración de las energías renovables y se prevé que la demanda eléctrica crezca alrededor de un 60 % de aquí a 2050, el sistema debe seguir siendo resiliente, flexible y económicamente eficiente. Sucesos como el apagón ibérico de abril de 2025 ponen de manifiesto la necesidad de contar con mecanismos de estabilidad sólidos, almacenamiento y una planificación con visión de futuro. La transición energética supone una transformación integral del sistema que abarca la generación, la infraestructura, los mercados y las operaciones, y en la que deben armonizarse la viabilidad técnica, la eficiencia económica y las consideraciones sociales.

1.2 Escenarios de futuro

La incertidumbre es inherente a un sistema eléctrico en rápida evolución. España no necesita una única previsión, sino opciones estructuradas que permitan ver las compensaciones y las oportunidades. GE Vernova ha modelado cuatro escenarios, cada uno de los cuales representa una vía distinta hacia las cero emisiones netas. No son predicciones, sino marcos para analizar cómo afectan las distintas estrategias a los costes, la flexibilidad y el diseño del sistema.

- A. Business-As-Usual (BAU):** expansión de la capacidad impulsada principalmente por las fuerzas del mercado, con el precio del carbono como señal para la descarbonización. Evalúa si los mecanismos de mercado pueden, por sí solos, permitir que España alcance sus objetivos climáticos.
- B. Progresivo:** en consonancia con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España, presupone un crecimiento sostenido de las energías renovables dentro de un marco tecnológicamente neutro. Refleja una aceleración realista de las tendencias actuales y pone de relieve las implicaciones de alcanzar a tiempo los objetivos de las políticas.
- C. Pionero:** combina el crecimiento de las energías renovables con tecnologías emergentes, como el hidrógeno verde y los reactores modulares pequeños (small modular reactors, SMR), junto con la prolongación de la operación de los reactores nucleares convencionales. Esta vía analiza cómo la innovación y la capacidad firme con bajas emisiones de carbono pueden reducir la presión sobre el sistema y, al mismo tiempo, mantener el impulso de la descarbonización. Mantener en funcionamiento las centrales nucleares existentes hasta mediados de la década de 2040 garantiza una base estable de generación con bajas emisiones de carbono, mientras que los SMR ofrecen una opción escalable y flexible más allá de ese horizonte.

- D. Vía de menores emisiones de carbono:** un sistema alimentado casi exclusivamente por tecnologías con bajas emisiones de carbono, con el máximo despliegue de energías renovables y almacenamiento, y flexibilidad basada en el hidrógeno. Es la vía más transformadora y técnicamente viable, pero también plantea grandes exigencias estructurales en materia de integración, inversión y gestión del sistema. Al igual que en el escenario Pionero, las centrales nucleares convencionales siguen funcionando hasta mediados de la década de 2040 y, a partir de entonces, se complementan con SMR para mantener una capacidad de generación firme y garantizar la fiabilidad de un sistema con emisiones prácticamente nulas.

En conjunto, estos escenarios trazan el panorama estratégico de la transición energética española. Ponen de relieve cómo las opciones tecnológicas influyen en los costes, la flexibilidad, la infraestructura y los requisitos normativos. El objetivo no es prescribir una única vía “ideal”, sino mostrar claramente las compensaciones que definirán el futuro energético de España. En una transición caracterizada por la velocidad y la complejidad, la claridad es una ventaja competitiva. Estos escenarios ofrecen un marco estructurado para la toma de decisiones que ayuda a los responsables políticos, los inversores y los operadores a equilibrar las aspiraciones, la fiabilidad y los costes en su avance hacia las cero emisiones netas.

Si desea más información sobre los escenarios modelados, consulte el informe técnico de Consulting Services “Navegar por la transición energética: retos para alcanzar las cero emisiones netas en España”.



2. VÍAS DE GENERACIÓN HACIA LAS CERO EMISIONES NETAS: CAPACIDAD, MIX Y EMISIONES

Los cuatro escenarios definen orientaciones estratégicas diferenciadas para el sistema eléctrico español. Lo que los diferencia no es solo la magnitud de sus aspiraciones, sino también la evolución del mix de generación a lo largo del tiempo. Esta evolución transforma la dinámica del sistema, los retos operativos y las necesidades de inversión.

Pasar de la intención estratégica a la realidad operativa exige responder a cuatro preguntas fundamentales:

1. ¿Cuánta capacidad debe instalarse para satisfacer la demanda y alcanzar los objetivos de cero emisiones netas?
2. ¿Cómo será el mix de generación en 2050 y cómo interactuarán las distintas tecnologías?
3. ¿Cómo disminuirán las emisiones con el tiempo y qué vías permiten cumplir los compromisos climáticos?
4. ¿Qué implicaciones tendrá para los costes del sistema, la presión sobre la infraestructura y la flexibilidad operativa?

Esta sección analiza cómo cada escenario convierte la ambición en ampliaciones de capacidad, carteras de generación y resultados operativos, y muestra las compensaciones entre los costes, la flexibilidad y el grado de descarbonización.

2.1 Ampliación de la capacidad: Escala y composición

La capacidad renovable aumenta considerablemente en todos los escenarios. La energía eólica y la solar constituyen la columna vertebral de la estrategia de descarbonización de España; en función de la vía elegida, la capacidad total instalada se situará entre 150 GW y más de 250 GW en 2050.

Sin embargo, la escala por sí sola no define el éxito. La composición de esa capacidad, su contribución a la fiabilidad y su distribución geográfica son igualmente decisivas. Se parte del supuesto de que la nueva capacidad neta complementa, cuando sea necesario, las instalaciones existentes repotenciadas, manteniendo así la continuidad operativa.

Cada escenario ofrece un planteamiento diferenciado para equilibrar el crecimiento de las energías renovables con una generación firme y con bajas emisiones de carbono:

- **BAU:** crecimiento gradual de las energías renovables, impulsado principalmente por las señales del mercado. Las turbinas de gas con sistemas de reducción de emisiones son la opción preferida a principios de la década de 2040, mientras que las turbinas de gas de ciclo abierto (open-cycle gas turbines, OCGT) aportan margen de reserva gracias a sus menores costes de capital.
- **Progresivo:** la expansión de las energías renovables se ajusta a los objetivos de la política energética española. A medida que las centrales nucleares convencionales se retiran de aquí a 2035, las turbinas de gas de ciclo combinado (combined cycle gas turbines, CCGT) con CCS cubren el déficit de capacidad gestionable con bajas emisiones de carbono. Las turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT) cubren los picos de demanda y aportan reservas, y el almacenamiento en baterías se despliega principalmente en configuraciones de 2 horas para mejorar la flexibilidad de forma rentable.
- **Pionero:** el crecimiento de las energías renovables se complementa con OCGT preparadas para funcionar con hidrógeno y con el despliegue continuado de CCGT con CCS. La capacidad térmica supera los 32 GW en 2050, mientras que el despliegue de baterías y energías renovables variables, sin incluir las destinadas específicamente a producir hidrógeno, es comparativamente menor, lo que refleja la dependencia de una generación firme con bajas emisiones de carbono.
- **Vía de menores emisiones de carbono:** maximiza el despliegue de energías renovables variables, almacenamiento en baterías y SMR. Las OCGT (~8 GW) funcionan con hidrógeno verde y aportan flexibilidad y fiabilidad al sistema. Este escenario muestra los límites superiores de la integración de energías renovables y de los requisitos de capacidad firme.

Se desprende una conclusión fundamental: incluso en las vías con mayor peso de energías renovables, resulta indispensable disponer de capacidad firme, flexible y con bajas emisiones de carbono. La generación variable por sí sola no puede mantener la fiabilidad ni satisfacer la demanda máxima. Para evitar la fragilidad del sistema, se necesitan tecnologías gestionables, almacenamiento y flexibilidad basada en el hidrógeno.



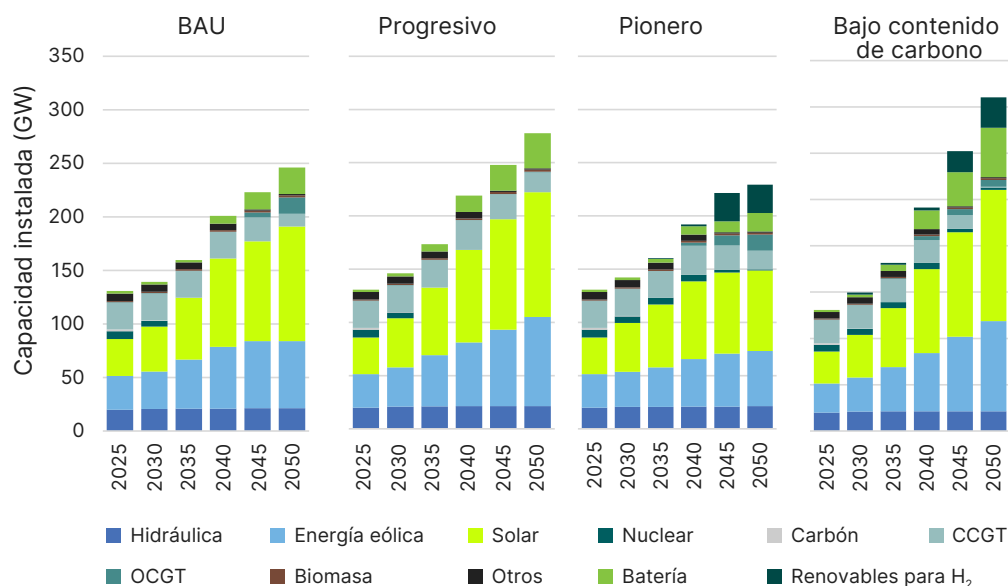


Figura 1 – Capacidad proyectada por escenario 2025-2050

Más allá de las cifras totales de capacidad, hay dos factores estructurales que determinan el diseño de las vías hacia las cero emisiones netas:

- Despliegue geográfico: La ubicación importa. La energía solar fotovoltaica, la eólica terrestre y las baterías se distribuyen proporcionalmente entre las regiones en función de la disponibilidad de suelo y el acceso a la red. La energía eólica marina se ajusta a los proyectos previstos en Andalucía, Galicia y Cataluña, mientras que la capacidad térmica y los SMR se ubican en los emplazamientos de centrales retiradas para optimizar la integración en la red y reducir la presión sobre la transmisión.
- La capacidad firme condiciona la inversión: Las energías renovables variables aportan poca capacidad durante los picos del sistema, mientras que las tecnologías térmicas (CCGT y SMR) ofrecen una disponibilidad cercana al 100 %. Los escenarios con mayor porcentaje de energías renovables requieren proporcionalmente más capacidad firme y con bajas emisiones de carbono para cumplir los márgenes de reserva y garantizar la fiabilidad operativa.

Estos factores dejan claro que las vías hacia las cero emisiones netas no consisten únicamente en añadir megavatios. El éxito exige diseñar una cartera de generación resiliente, equilibrada y optimizada geográficamente que pueda satisfacer de forma fiable la demanda a largo plazo de España y, al mismo tiempo, alcanzar una descarbonización profunda.

2.2 Mix de generación eléctrica: del predominio de los combustibles fósiles al de las energías renovables

En 2050, las energías renovables aportarán entre aproximadamente el 70 % y más del 80 % de la electricidad de España, según el escenario. Este importante cambio transforma la dinámica del sistema: aumenta la variabilidad, la gestión de los picos se vuelve más compleja y resulta esencial disponer de un respaldo fiable.

Las tecnologías térmicas flexibles, en particular las CCGT con CCS y las OCGT aptas para funcionar con hidrógeno, aportan una capacidad firme esencial durante los periodos de baja producción eólica y solar. En el escenario Pionero, la innovación reduce la presión sobre el sistema al combinar las energías renovables con una generación firme y con bajas emisiones de carbono. La conclusión fundamental es que un sistema dominado por las energías renovables no es un sistema basado exclusivamente en ellas; la fiabilidad depende de la complementariedad entre la generación variable y la gestionable.



Por tanto, cada escenario refleja una estrategia de generación diferenciada:

- **BAU:** elevada proporción de energías renovables variables con una capacidad firme limitada. El gas flexible y las baterías equilibran la variabilidad y mantienen la seguridad del suministro. La generación renovable alcanza el 68 % en 2030, por debajo del objetivo del 81 % fijado en el PNIEC de España.
- **Progresivo:** mayor proporción de energías renovables, menor dependencia del gas y una transición más equilibrada. La generación renovable alcanza un máximo del 85 % en 2035, pero disminuye gradualmente hasta el 80 % en 2050 a medida que aumenta el peso de las CCGT con CCS y las baterías.
- **Pionero:** expansión más lenta de las energías renovables, pero con un mix tecnológico más diversificado que incluye energía nuclear, eólica marina y gas flexible. La generación renovable aumenta hasta el 76 % en 2035 y cae al 68 % en 2050, lo que refleja la dependencia de capacidad firme y con bajas emisiones de carbono para garantizar la fiabilidad.
- **Vía de menores emisiones de carbono:** eliminación casi total de los combustibles fósiles, basada en una economía del hidrógeno madura, un amplio almacenamiento y el refuerzo de la red. La generación renovable alcanza el 81 % en 2050, lo que refleja un sistema técnicamente exigente, pero profundamente descarbonizado.

2.3 Trayectoria de las emisiones: el ritmo de descarbonización

En 2050, todos los escenarios reducen considerablemente las emisiones, pero solo Progresivo, Pionero y Alta penetración de renovables alcanzan las cero emisiones netas. El escenario BAU pone de manifiesto una limitación estructural: el precio del carbono por sí solo reduce las emisiones, pero no impulsa las inversiones coordinadas en infraestructura, almacenamiento y capacidad firme y con bajas emisiones de carbono necesarias para lograr una descarbonización completa. En el escenario BAU, las emisiones alcanzan 23 Mt de CO₂ en 2030, por encima del objetivo de 13,4 Mt del PNIEC, y descienden a 1,4 Mt de CO₂ en 2050, sin llegar a las cero emisiones netas.

El ritmo de la descarbonización depende de:

- **Ritmo de despliegue de las energías renovables:** un desarrollo más rápido acelera la reducción de las emisiones.
- **Retirada de las instalaciones de combustibles fósiles:** un abandono oportuno evita perpetuar las tecnologías con elevadas emisiones.
- **Disponibilidad de capacidad firme y con bajas emisiones de carbono:** las CCGT equipadas con CCS, los SMR y las OCGT preparadas para funcionar con hidrógeno garantizan la fiabilidad al tiempo que sustituyen la generación fósil.
- **Certidumbre de las políticas:** los objetivos nacionales de carbono y unos marcos normativos claros, subastas de capacidad, incentivos fiscales, subvenciones, etc., señalan las prioridades de inversión y garantizan una transformación oportuna y coordinada del sistema.

La intensidad de las emisiones varía geográficamente, lo que refleja las restricciones locales. Regiones como Madrid presentan una mayor intensidad debido a la escasez de espacio y la elevada demanda, mientras que las regiones industriales tradicionales se ven limitadas por su escaso potencial renovable. En 2050, Progresivo y Pionero alcanzan las cero emisiones netas en la mayoría de las regiones, Alta penetración de renovables se aproxima a ellas con pequeñas emisiones residuales en Andalucía y BAU se descarboniza de forma selectiva en regiones con poca demanda y conexiones transfronterizas favorables.

Por tanto, las cero emisiones netas no son solo un resultado tecnológico. Son el resultado de una transformación del sistema posibilitada por las políticas públicas, en la que unos objetivos de carbono claros y la certidumbre regulatoria sustentan las decisiones de inversión y la planificación del sistema.

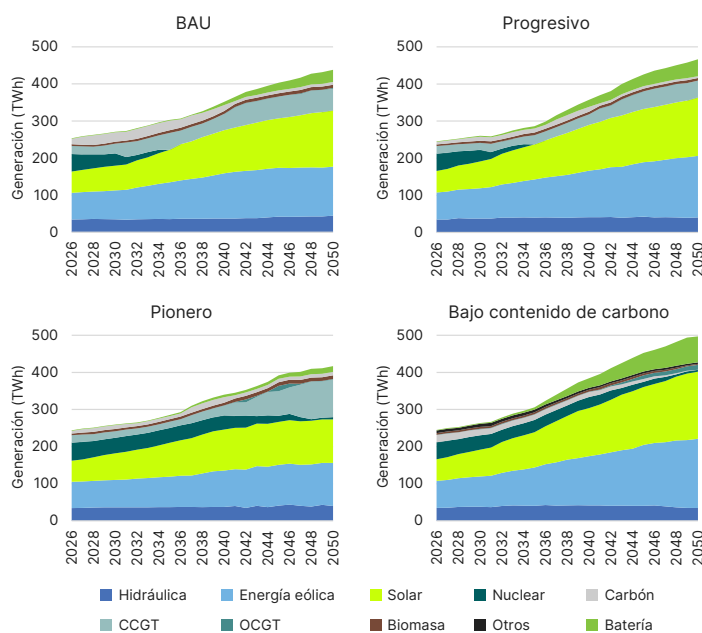


Figura 2 – Generación proyectada (2026-2050)

2.4 Limitación de la generación y tensión del sistema

La limitación de la generación consiste en reducir la producción de electricidad renovable cuando el sistema eléctrico no puede integrar toda la generación disponible. Esto puede deberse a un exceso de oferta respecto a la demanda, a restricciones de la red de transmisión o a limitaciones operativas y de estabilidad del sistema. La limitación se mantiene en niveles bajos en todos los escenarios hasta 2030, con una media aproximada del 1 %. Esto refleja una penetración moderada de las energías renovables y suficiente flexibilidad del sistema en los primeros años.

Después de 2030, comienzan a surgir diferencias. Los escenarios con mayor proporción de energías renovables, como Progresivo y Vía de menores emisiones de carbono, registran mayores niveles de limitación. En cambio, el escenario Pionero mantiene sistemáticamente los niveles más bajos. La limitación nunca supera el 4 % y desciende a alrededor del 1 % en 2050.

Estos resultados ponen de manifiesto que la diversidad tecnológica y los recursos flexibles con bajas emisiones de carbono, entre ellos los SMR, las CCGT equipadas con CCS y las OCGT preparadas para funcionar con hidrógeno, son esenciales para minimizar la limitación. Un sistema dominado por las energías renovables no es un sistema basado exclusivamente en ellas: la capacidad gestionable y flexible permite una mayor eficiencia de integración, mientras que depender solo de las energías renovables variables aumenta el desaprovechamiento de energía y los costes del sistema, y reduce la eficiencia de la inversión.

A escala regional, las limitaciones de generación se concentran en las zonas con mayor penetración de energías renovables. En 2050, el sur y el centro de España, en particular Andalucía, Castilla-La Mancha, Aragón y Murcia, se perfilan como los principales focos de limitación. Esto permite identificar las zonas prioritarias para desplegar almacenamiento y reforzar la red. La limitación sirve así como indicador indirecto estructural de la presión sobre el sistema y orienta las decisiones de planificación e infraestructura.

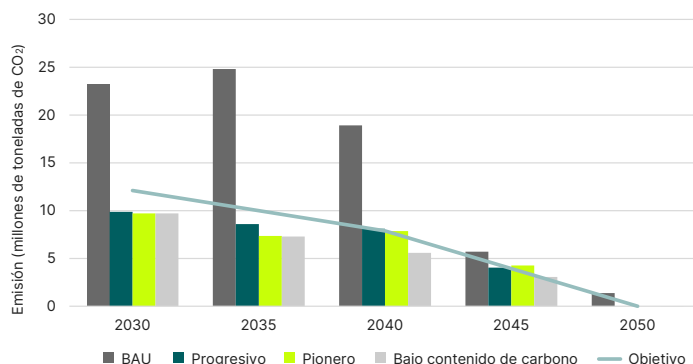


Figura 3 – Emisiones de carbono proyectadas (2030-2050)

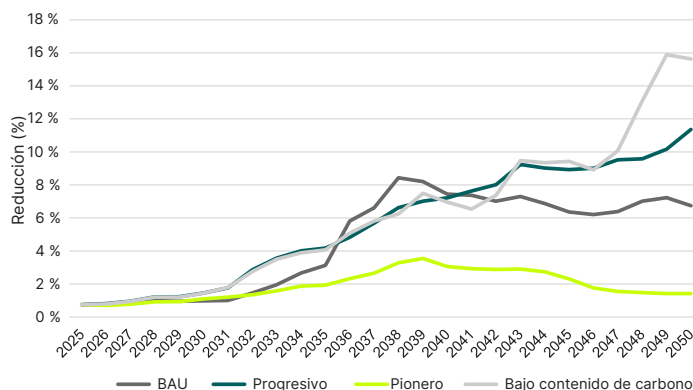


Figura 4 – Limitación anual de la generación renovable



2.5 Coste total del sistema: Inversión frente a eficiencia

El coste total del sistema incluye los componentes de capital, operación, emisiones e infraestructura. Los costes evolucionan de forma diferente en cada escenario a medida que España pasa de una generación basada en combustibles fósiles a otra con bajas emisiones de carbono.

- **BAU** parece menos costoso a corto plazo, pero afronta elevados gastos acumulados por emisiones y una descarbonización limitada, mientras que los costes de generación siguen expuestos a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles.
- **Progresivo** equilibra el crecimiento de las energías renovables con una capacidad firme y con bajas emisiones de carbono, lo que modera la presión sobre el sistema y mantiene la eficiencia en costes.
- **Pionero** requiere importantes inversiones en hidrógeno, CCS, SMR y energía eólica marina, lo que se traduce en mayores costes iniciales y operativos, pero también en una limitación mínima y una descarbonización casi completa en 2050.
- **Vía de menores emisiones de carbono** maximiza el despliegue de energías renovables y almacenamiento, lo que exige la mayor inversión inicial, pero permite beneficiarse de unos costes marginales de generación más bajos y de unos gastos reducidos relacionados con las emisiones.

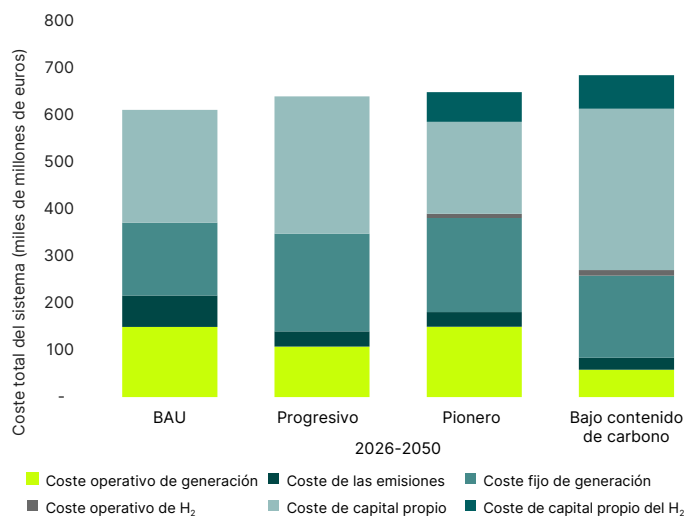


Figura 5 – Costes totales proyectados del sistema, 2026-2050 (valores nominales)

La conclusión clave es que la vía más eficiente en costes no es la que requiere la menor inversión. Es la que minimiza las ineficiencias del sistema a lo largo del tiempo. Combinar energías renovables a gran escala con generación gestionable y con bajas emisiones de carbono, además de almacenamiento selectivo, contribuye a garantizar la fiabilidad, la asequibilidad y las cero emisiones netas.

Los costes asociados a la limitación permiten diferenciar aún más los escenarios. La generación renovable desaprovechada representa un valor económico anual de entre 5 y 45 millones de euros, según los precios y la flexibilidad del sistema en cada escenario. Aunque el escenario Pionero presenta la menor limitación, los precios marginales más elevados aumentan los costes; en cambio, la Vía de menores emisiones de carbono registra una mayor limitación, pero unos precios del sistema más bajos, lo que reduce el impacto financiero.

Esta visión integral pone de relieve las compensaciones entre la inversión, la operación, el diseño del sistema y la flexibilidad. Refuerza la idea de que un sistema eléctrico resiliente, económicamente eficiente y totalmente descarbonizado exige una integración estratégica de las tecnologías, certidumbre regulatoria y un despliegue optimizado geográficamente.

2.6 Análisis del impacto de los escenarios modelados

Para entender las vías de España hacia las cero emisiones netas es necesario evaluar las compensaciones entre los costes, la limitación, la congestión y las emisiones. En conjunto, estas cuatro dimensiones recogen la dinámica económica, técnica y medioambiental fundamental de la transición energética:

- **El coste** refleja tanto la inversión inicial como las implicaciones financieras a largo plazo y ayuda a las partes interesadas a evaluar la viabilidad económica.
- **La limitación** mide la eficiencia con la que el sistema integra la energía renovable variable sin desaprovechar la generación potencial.
- **Las emisiones** permiten seguir el avance hacia las cero emisiones netas y garantizar la armonización con los objetivos climáticos.

El análisis de estas dimensiones en los cuatro escenarios ofrece una base estructurada para comparar cómo equilibran las distintas estrategias la eficiencia económica, la estabilidad del sistema y el grado de descarbonización.



Ventajas e inconvenientes de los escenarios modelados

Escenario	Coste	Emisiones	Reducción	Evaluación
 BUSINESS-AS-USUAL (BAU)	El más bajo	Más alto	Moderado	A corto plazo económicamente atractivo; no cumple con los objetivos climáticos
 Progresivo	Moderado	Cero emisiones netas alcanzadas	Moderado	Transición equilibrada; creíble e implementable
 Pionero	Mayor por adelantado	Cero emisiones netas alcanzadas	El más bajo	Tecnológicamente diversificado; intensivo en capital
 Bajo contenido de carbono	Más alto	El más bajo	Más alto	Descarbonización profunda; exigente desde el punto de vista operativo

Perspectiva: la vía más barata no siempre es la más eficiente a largo plazo. La verdadera eficiencia se consigue minimizando los recortes de producción, coordinando las energías renovables con recursos gestionables y controlando los costes de congestión. La asequibilidad depende del diseño del sistema, no solo de los costes de generación.

Las opciones de generación no funcionan de forma aislada. A medida que aumentan la capacidad renovable y la variabilidad, la infraestructura se convierte en el factor limitante. Un sistema con alta penetración de energías renovables solo puede funcionar si la red es capaz de transportar la electricidad de forma eficiente, absorber los desequilibrios regionales y aportar flexibilidad. Esto desplaza el foco de las instalaciones de generación hacia la integración del sistema.

3. TRANSMISIÓN Y FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA: PERMITIR LA EXPANSIÓN Y GARANTIZAR LA FIABILIDAD EN UN SISTEMA CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

A medida que España avanza hacia un sistema eléctrico de cero emisiones netas, la red de transmisión pasa progresivamente de ser un elemento de apoyo del sistema eléctrico a convertirse en un facilitador esencial de la transición. La escala, la distribución geográfica y la variabilidad del despliegue de energías renovables transforman los flujos de potencia, alteran los niveles de inercia y aumentan la dependencia de una gestión activa del sistema, lo que sitúa a la red cada vez más en el centro de los esfuerzos de descarbonización.

Para evaluar cómo pueden evolucionar estas presiones estructurales, el análisis de la transmisión que se presenta a continuación se centra en el escenario Vía de menores emisiones de carbono, ya que representa la configuración más exigente para la red. Combina:

- La mayor penetración de energías renovables,
- El mayor despliegue de almacenamiento,
- La mayor exposición a las limitaciones de generación,
- Los patrones de flujo de potencia más complejos y asimétricos.

Al someter el sistema a una prueba de estrés con esta configuración tan ambiciosa, el análisis identifica dónde se intensifican los riesgos de congestión, cómo evolucionan los requisitos de estabilidad y por qué las soluciones de refuerzo y flexibilidad pasan a ser esenciales para mantener la fiabilidad.

3.1 Transmisión bajo presión: Congestión, limitación de la generación y cambios en los flujos de potencia

La rápida expansión de la energía eólica y solar no se limita a aumentar la capacidad instalada. Transforma profundamente los patrones de flujo de potencia, reduce la inercia media del sistema y aumenta la dependencia de la gestión activa de la red y el redespacho.

La generación renovable se concentra geográficamente en regiones con abundantes recursos, mientras que la demanda sigue agrupándose en torno a los principales núcleos urbanos e industriales. Este desajuste estructural intensifica las transferencias de larga distancia de oeste a este, aumenta los volúmenes de intercambio entre regiones e incrementa progresivamente la carga de los principales corredores de transmisión.

El análisis de la red de alta tensión indica que:

- La **red de 220 kV** presenta congestiones localizadas, sobre todo en torno a los principales centros de carga, donde las inyecciones distribuidas de energía renovable interactúan con nodos de demanda muy concentrada.
- La **red troncal de 400 kV** presenta niveles de carga estructuralmente más elevados, impulsados por el aumento de las transferencias de grandes volúmenes y larga distancia entre las zonas de generación y consumo.

A medida que aumenta aún más la penetración de las energías renovables, la congestión se vuelve menos episódica y más estructural. Sin un refuerzo oportuno y coordinado:

- Aumentan los volúmenes de energía renovable limitada,
- Aumentan los costes de la gestión de la congestión y el redespacho,
- La eficiencia del sistema disminuye,
- Puede aumentar la volatilidad de los precios entre regiones.

Por tanto, la inversión en transmisión no consiste simplemente en integrar más capacidad renovable. Es una herramienta sistémica para preservar la estabilidad, contener los costes totales del sistema y evitar ineficiencias estructurales a largo plazo a medida que se acelera la transición energética.

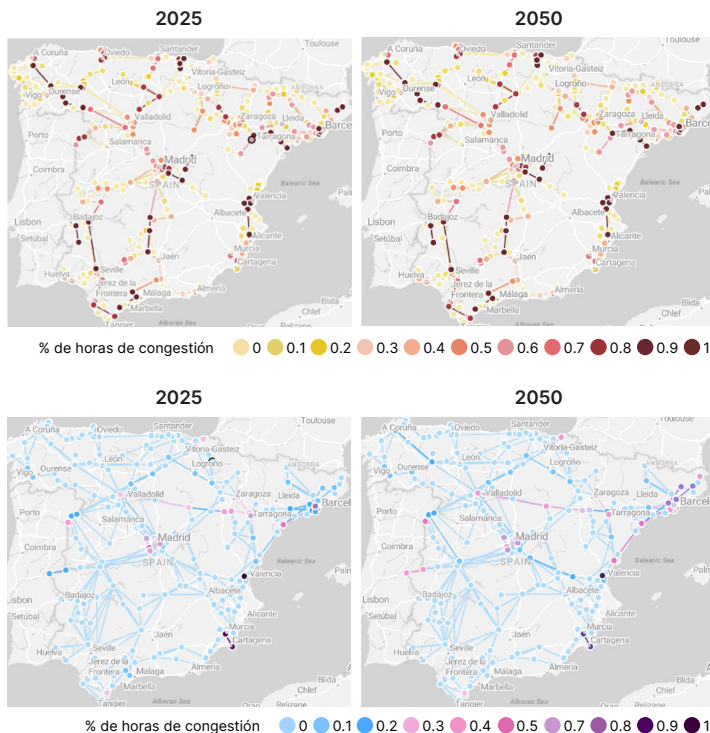


Figura 6 – Congestión en las redes de transmisión de 225 kV y 400 kV

3.2 Estabilidad en una red con alta penetración de energías renovables

Más allá de la congestión física, la estabilidad del sistema se vuelve cada vez más compleja a medida que aumenta la penetración de energías renovables variables. La transición no es solo una cuestión de mover electrones a distancias más largas. Altera profundamente el comportamiento físico del sistema eléctrico.

El desplazamiento progresivo de la generación térmica síncrona reduce la inercia disponible en el sistema, un amortiguador esencial que ralentiza las desviaciones de frecuencia tras una perturbación. A medida que disminuye la inercia, la frecuencia reacciona más deprisa a los desequilibrios entre la oferta y la demanda, lo que acorta los tiempos de respuesta y aumenta la sensibilidad a fallos repentinos o errores de previsión.

Al mismo tiempo, una mayor proporción de generación basada en inversores introduce nuevas dinámicas en el control de tensión, la respuesta ante fallos y la potencia de cortocircuito. Por tanto, los retos de estabilidad dejan de estar relacionados exclusivamente con características mecánicas y pasan a centrarse en interacciones gestionadas digitalmente y dominadas por la electrónica de potencia.

En este contexto, la estabilidad debe diseñarse de forma deliberada mediante un conjunto coordinado de mecanismos:

- **Respuesta rápida de frecuencia**, capaz de reaccionar en cuestión de segundos para contener las desviaciones de frecuencia;
- **Regulación de la tensión y gestión de la potencia reactiva**, especialmente en zonas con una elevada penetración de generación basada en inversores;
- **Márgenes de reserva adecuados**, que garanticen la capacidad de balance durante periodos de baja producción renovable o elevada demanda;
- **Control avanzado del sistema y monitorización en tiempo real**, que permitan adoptar medidas predictivas y correctivas en unas condiciones operativas cada vez más dinámicas.

Las distintas tecnologías contribuyen de manera complementaria:

- **El almacenamiento en baterías** proporciona un balance rápido, inercia sintética y servicios de contención de la frecuencia.
- **Los generadores renovables equipados con funciones de formación de red o inercia sintética** contribuyen cada vez más a la estabilidad de la frecuencia y la tensión.
- **Las unidades térmicas flexibles y con bajas emisiones de carbono** siguen siendo esenciales durante situaciones de presión prolongada, periodos de baja generación renovable o contingencias importantes.

Un sistema dominado por las energías renovables no es estable por defecto. A medida que disminuye la inercia física, la estabilidad deja de ser una propiedad inherente del sistema y pasa a ser el resultado de decisiones deliberadas de diseño, incentivos de mercado e inversiones coordinadas en infraestructura y flexibilidad.

3.3 La flexibilidad como pilar de la fiabilidad (en todos los escenarios)

Incluso con una infraestructura de transmisión reforzada, la variabilidad sigue siendo intrínseca a un sistema basado en energías renovables. La expansión de la red puede aliviar la congestión estructural, pero no puede eliminar la intermitencia inherente de la generación eólica y solar.

A medida que aumenta la penetración de energías renovables, cambia la naturaleza de la suficiencia. Con porcentajes de energías renovables bajos o moderados, el principal reto es la suficiencia energética, es decir, garantizar una generación suficiente a lo largo del año. A partir de niveles de penetración elevados (70–80 % o más), la principal limitación pasa a ser la suficiencia de flexibilidad: la capacidad de hacer frente a variaciones rápidas, a la volatilidad intradiaria, a los desequilibrios estacionales y a los periodos prolongados de baja generación.

Si la transmisión permite ampliar las energías renovables, la flexibilidad garantiza su fiabilidad. Por tanto, la flexibilidad deja de ser un elemento complementario y se convierte en el pilar central de la fiabilidad en todos los escenarios y horizontes temporales, ya se trate de segundos, horas, días o estaciones.

3.3.1 El almacenamiento de energía como integrador del sistema

El almacenamiento en baterías pasa de ser una herramienta auxiliar de balance a convertirse en un elemento central de integración del sistema. Su función se amplía simultáneamente en múltiples ámbitos:

- Respuesta rápida de frecuencia y aportación de inercia, que estabilizan el sistema en cuestión de segundos;
- Balance intradiario y reducción de picos, que suavizan las variaciones de la generación solar y eólica;
- Alivio de la congestión mediante la absorción local del exceso de generación;
- Reducción de las limitaciones, que mejora el aprovechamiento de las energías renovables.

A medida que aumenta el nivel de ambición, el almacenamiento de mayor duración adquiere una importancia creciente. Las baterías de corta duración permiten hacer frente a las fluctuaciones intradiarias, pero se necesitan soluciones de almacenamiento de varias horas o días para gestionar los déficits prolongados de generación renovable y reducir la dependencia de la capacidad térmica de respaldo. El almacenamiento sirve así de puente entre la estabilidad operativa y la suficiencia estructural.

3.3.2 Hidrógeno verde y acoplamiento sectorial

El hidrógeno aporta flexibilidad estructural al conectar el sector eléctrico con la industria, el refino, la industria química y el transporte pesado. Mediante la electrólisis, el excedente de electricidad renovable puede convertirse en un vector energético almacenable, lo que permite transferir energía entre sectores y a lo largo de periodos más extensos. Las turbinas aptas para funcionar con hidrógeno amplían aún más esta flexibilidad al aportar capacidad gestionable y con bajas emisiones de carbono durante déficits prolongados de generación renovable o desequilibrios estacionales.

Sin embargo, el despliegue a gran escala sigue dependiendo de:

- Desarrollo de infraestructuras (tuberías, almacenamiento, instalaciones de conversión),
- Reducciones de costes continuas en toda la cadena de valor,
- Claridad normativa e incentivos de mercado estables.

El hidrógeno no es una solución automática. Sin embargo, si se cumplen las condiciones necesarias, se convierte en un elemento estratégico transformador y aporta un potencial de balance estacional que las baterías no pueden ofrecer por sí solas.

3.3.3 Redes inteligentes, respuesta a la demanda y centrales eléctricas virtuales

La flexibilidad se encuentra cada vez más en el lado de la demanda. La digitalización permite una interacción más dinámica entre la oferta y el consumo. Las tecnologías de redes inteligentes permiten que los vehículos eléctricos, las bombas de calor, las cargas industriales y las baterías distribuidas desplacen su consumo en respuesta a las señales del sistema.

Las centrales eléctricas virtuales (Virtual Power Plants, VPP) agrupan recursos energéticos distribuidos, como instalaciones solares en tejados, almacenamiento detrás del contador, flotas de vehículos eléctricos y cargas flexibles, en carteras coordinadas. Estas centrales pueden prestar servicios de respuesta de frecuencia y reserva, además de gestionar los picos, funciones que tradicionalmente desempeñaban las centrales eléctricas centralizadas.

Estas soluciones distribuidas y orquestadas digitalmente aumentan la resiliencia del sistema, mejoran el aprovechamiento de los activos y reducen los costes globales del sistema al disminuir la necesidad de sobredimensionar la infraestructura.

En un sistema con alta penetración de energías renovables, la flexibilidad deja de concentrarse en unas pocas centrales eléctricas gestionables. Pasa a estar distribuida, estratificada e integrada en toda la red: en los ámbitos físico, digital e intersectorial.

El escenario Vía de menores emisiones de carbono pone de manifiesto dónde aparecen primero las restricciones de transmisión. Sin embargo, los retos de fiabilidad no son específicos de un escenario: son inherentes a los sistemas con alta penetración de energías renovables. La transmisión permite ampliar las energías renovables. Las tecnologías de flexibilidad garantizan la fiabilidad de las energías renovables. Por tanto, la transición exige inversiones sincronizadas en el refuerzo de la red, el almacenamiento, la capacidad gestionable y con bajas emisiones de carbono, y la gestión digital del sistema. Todo ello debe contar con el respaldo de una normativa clara y un diseño coherente del mercado.



4. IMPLICACIONES PARA LA POLÍTICA Y EL MERCADO

Los marcos normativos y de mercado son fundamentales para la transición energética de España. Definen los incentivos, la certidumbre regulatoria y los mecanismos de mitigación de riesgos necesarios para acelerar el despliegue de energías renovables, reforzar la red y hacer viables las soluciones de flexibilidad. Además de facilitar el despliegue de energías renovables, estos marcos son esenciales para configurar un sistema eléctrico fiable, resiliente y eficiente en costes.

4.1 Apoyo normativo y diseño del mercado

Es fundamental agilizar los procesos de autorización de nuevas conexiones a la red y nueva capacidad. Los prolongados procesos de concesión de permisos y la incertidumbre regulatoria pueden retrasar tanto los proyectos de energías renovables como las mejoras esenciales de la red. Unos marcos eficientes y transparentes:

- Reducen el riesgo de inversión,
- Acortan los plazos de desarrollo,
- Permiten planificar de forma coordinada la expansión de la generación y la red.

A medida que aumenta la penetración de energías renovables, los mecanismos del mercado deben valorar adecuadamente la flexibilidad y los servicios complementarios. La remuneración del almacenamiento, de la respuesta de la demanda y de los servicios de apoyo a la red adquiere una importancia creciente para mantener la estabilidad del sistema. Por tanto, el apoyo normativo estratégico no se limita a facilitar proyectos, sino que permite la transformación integral del sistema.

La prolongación de la vida útil de las centrales nucleares existentes también puede contribuir al sistema al mantener una generación fiable y con bajas emisiones de carbono, y reducir la dependencia del gas y el GNL importados.

4.2 Incentivos nacionales para un despliegue óptimo de las energías renovables

El despliegue eficiente de energías renovables en España exige un diseño coordinado del mercado y una planificación nacional. Los mecanismos como los contratos por diferencias (Contracts for Difference, CfD), especialmente cuando incorporan señales de localización, pueden orientar la generación y el almacenamiento hacia las zonas donde aportan un mayor beneficio al sistema.

Los incentivos nacionales específicos favorecen una mejor distribución geográfica de las energías renovables, lo que permite:

- Suavizar los desajustes entre la generación y la demanda,
- Mejorar la flexibilidad operativa y el balance de la red,
- Reducir las limitaciones de generación y la presión sobre el sistema,
- Mejorar la eficiencia global en costes al optimizar el uso de la capacidad existente de la red.

Este planteamiento garantiza que la expansión de las energías renovables no solo sea rápida, sino también eficiente desde el punto de vista sistémico, ya que maximiza el valor de cada megavatio instalado y reduce la necesidad de costosos refuerzos de la red o capacidad de respaldo.

4.3 Interconexiones transfronterizas

Las interconexiones transfronterizas constituyen una herramienta estratégica para reforzar la resiliencia de la red, mejorar la flexibilidad del sistema e integrar de forma eficiente la generación renovable. España dispone actualmente de 9,3 GW de capacidad de importación y exportación con Francia, Portugal y Marruecos, y se espera que aumente a 13 GW en 2035. Las variaciones estacionales, los límites de exportación y las restricciones térmicas se modelan explícitamente para reflejar las condiciones operativas reales.

La mejora de las interconexiones aporta múltiples beneficios a todas las vías hacia las cero emisiones netas:

- Reducir la congestión y las limitaciones de generación,
- Facilitar una integración más eficiente de las energías renovables,
- Permitir el intercambio transfronterizo de energía y el uso compartido de recursos de balance,
- Reforzar la seguridad global del sistema frente a perturbaciones regionales del suministro.

Los proyectos estratégicos, como la interconexión HVDC del golfo de Vizcaya, aportarán sus principales beneficios más adelante en esta década, lo que pone de relieve la importancia de invertir y planificar con visión de futuro. La expansión de las interconexiones complementa los refuerzos de la red nacional y garantiza que los recursos renovables de España puedan aprovecharse plenamente sin poner en riesgo la fiabilidad del sistema.

4.4 Estrategia para el parque nuclear y los SMR

El sistema eléctrico español está experimentando una importante transformación, y las energías renovables representan una proporción cada vez mayor de la generación eléctrica. De acuerdo con el plan de cierre nuclear del país, está previsto que cuatro reactores cierren de aquí a 2030 y los tres restantes, de aquí a 2035.

En debates recientes, algunas partes interesadas también han señalado la posible contribución que tendría prolongar la vida operativa del parque nuclear existente hasta la década de 2040, junto con el estudio a más largo plazo de los reactores modulares pequeños (SMR). Aunque estas opciones siguen estando sujetas a consideraciones políticas, económicas y sociales, en ocasiones se analizan como parte del conjunto más amplio de alternativas para planificar el sistema.

En este contexto, las tecnologías nucleares podrían ofrecer varias características útiles para el sistema:

- Capacidad gestionable y con bajas emisiones de carbono que puede complementar la producción variable de las energías renovables y contribuir a la suficiencia del sistema.

- Generación de base continua que puede favorecer la fiabilidad y ayudar a gestionar la variabilidad asociada a una elevada proporción de energías renovables.
- Beneficios para el balance del sistema, que podrían reducir las limitaciones de generación y la presión operativa sobre la red en determinados escenarios.
- Opciones de despliegue modular en el caso de los SMR, que podrían aportar una flexibilidad adicional si llegan a ser viables comercialmente.

En última instancia, el futuro papel de la energía nuclear en España dependerá de una serie de factores, como las decisiones políticas, los aspectos económicos, la aceptación social y la evolución de otras soluciones de flexibilidad. A medida que el sistema eléctrico evoluciona hacia las cero emisiones netas, pueden considerarse distintas combinaciones de tecnologías para equilibrar los objetivos de fiabilidad, asequibilidad y descarbonización.

Las políticas, el diseño del mercado y el despliegue estratégico de infraestructura constituyen la columna vertebral de la transición de España hacia las cero emisiones netas. En conjunto, los incentivos nacionales, las interconexiones transfronterizas y una estrategia nuclear equilibrada reducen el riesgo operativo, mejoran la flexibilidad del sistema y permiten aprovechar todo el potencial de las energías renovables. La aplicación coordinada de estos marcos determinará si la promesa técnica de un sistema resiliente y con bajas emisiones de carbono se traduce en resultados prácticos, sostenibles y económicamente viables.





5. CONCLUSIONES Y ORIENTACIÓN ESTRATÉGICA

La transición energética de España presenta múltiples vías, cada una de ellas con compensaciones diferenciadas en cuanto a costes, emisiones y rendimiento del sistema. ¿Qué conclusiones fundamentales pueden extraerse de estos escenarios para orientar las decisiones estratégicas y garantizar un sistema resiliente de cero emisiones netas?

5.1 Conclusiones de la comparación de escenarios

La siguiente comparación de escenarios pone de relieve distintas compensaciones en cuanto a costes, limitación, emisiones y estructura del sistema. Cada vía responde a una lógica estratégica diferente y hace hincapié en distintas prioridades de la transición energética española:

- **Business-As-Usual (BAU)** presenta el menor coste total del sistema y una limitación moderada debido al escaso despliegue de almacenamiento. Sin embargo, no logra alcanzar un sistema eléctrico de cero emisiones netas en 2050 y registra las emisiones más elevadas de todos los escenarios. Aunque resulta económicamente atractivo a corto plazo, no cumple los objetivos climáticos ni en su trayectoria de emisiones ni en la cuota de energías renovables, lo que expone a España a riesgos regulatorios y de transición a largo plazo.
- **Pionero** alcanza las cero emisiones netas con los niveles más bajos de limitación, lo que refleja un sistema más diversificado desde el punto de vista tecnológico. Sin embargo, conlleva el segundo coste total más elevado y depende del despliegue satisfactorio de tecnologías emergentes, como los SMR, la CCS y las instalaciones preparadas para funcionar con hidrógeno. Representa una vía equilibrada desde el punto de vista tecnológico, pero intensiva en capital.
- **Vía de menores emisiones de carbono** produce el mix de generación con menos emisiones, incluida la prolongación de la vida útil de las centrales nucleares y los posibles SMR, pero también presenta el mayor coste total del sistema y la mayor necesidad de inversión en hidrógeno. A pesar del amplio despliegue de almacenamiento, esta vía registra mayores limitaciones debido a la altísima penetración de energías renovables. Es el escenario más ambicioso y también el más exigente desde el punto de vista operativo y financiero.
- **Progresivo** presenta el segundo menor coste total y alcanza las cero emisiones netas en 2050 sin necesidad de invertir en hidrógeno. Presenta unos niveles moderados de limitación, pero mantiene la mayor proporción de capacidad de gas sin sistemas de reducción de emisiones entre las vías hacia las cero emisiones netas. Este escenario representa una vía de transición equilibrada y creíble, aunque depende estructuralmente de la flexibilidad basada en gas.

No hay un único escenario que sea superior en todos los aspectos. La eficiencia en costes, el rendimiento en materia de emisiones, la gestión de las limitaciones y la complejidad tecnológica no convergen en una única vía. Por el contrario, cada escenario muestra cómo distintas prioridades estratégicas, como minimizar los costes, acelerar la descarbonización o mejorar la resiliencia del sistema, dan lugar a compensaciones diferentes.

5.2 Implicaciones estratégicas para España

Estas compensaciones apuntan a una conclusión estructural clara: alcanzar las cero emisiones netas es técnicamente viable, pero el éxito depende tanto de la arquitectura y la flexibilidad del sistema como del nivel de ambición. Se desprenden tres conclusiones estratégicas:

- 1. La minimización de costes por sí sola es insuficiente.**
La vía menos costosa no cumple los objetivos climáticos, lo que pone de relieve los límites de los planteamientos graduales que dependen únicamente de las señales del mercado.
- 2. La flexibilidad y la diversificación reducen la presión estructural.** Los escenarios con carteras tecnológicas más amplias, que incluyen almacenamiento, hidrógeno, redes inteligentes y generación gestionable y con bajas emisiones de carbono, mitigan las limitaciones y mejoran la resiliencia operativa. Esto se produce a costa de una mayor inversión inicial y complejidad.
- 3. El riesgo de ejecución pasa de la disponibilidad de tecnología a la capacidad de coordinación.** Las cero emisiones netas pueden alcanzarse con diversas configuraciones. La variable decisiva es la capacidad de armonizar las políticas, la planificación de la infraestructura, el diseño del mercado y la asignación de capital para garantizar un sistema fiable y con bajas emisiones de carbono.

La transición de España exige una cartera equilibrada y adaptable que integre la generación renovable, la capacidad gestionable y con bajas emisiones de carbono, el refuerzo de la red y soluciones de flexibilidad en varios niveles. Ninguna tecnología puede materializar la transición por sí sola; la fiabilidad, la asequibilidad y la descarbonización deben avanzar de forma conjunta.

La próxima década determinará la estructura a largo plazo del sistema eléctrico español:

- **Los responsables políticos** deben proporcionar marcos normativos estables y con visión de futuro, así como señales claras del mercado.
- **Los operadores del sistema** deben anticiparse a las necesidades de la red y de flexibilidad antes de que aparezcan las restricciones.
- **Los inversores y los líderes del sector** deben armonizar la asignación de capital con la resiliencia del sistema a largo plazo, en lugar de centrarse en optimizar los costes a corto plazo.

Si estos elementos se secuencian y coordinan de forma eficaz, España puede construir un sistema eléctrico que no solo alcance las cero emisiones netas, sino que además sea resiliente, competitivo y esté estructuralmente optimizado para un futuro con alta penetración de energías renovables.

En última instancia, será la coordinación estratégica, más que la mera elección de tecnologías, la que determine la resiliencia, la eficiencia y la competitividad del sistema español de cero emisiones netas.



EQUIPO DEL PROYECTO

Autores principales

Steven Pedder, Consulting Services de GE Vernova

Fendi Lin, Consulting Services de GE Vernova

Paulina Becerra, GE Vernova, análisis de mercados e inteligencia empresarial

Otros colaboradores

Anagha Mavila, Consulting Services de GE Vernova

Vlad Duboviks, Consulting Services de GE Vernova

Equipo de revisión

Beth LaRose, Consulting Services de GE Vernova

John Catillaz, GE Vernova, análisis de mercados e inteligencia empresarial

Rodrigo Moliner, Consulting Services de GE Vernova

Markus Becker, Consulting Services de GE Vernova

Tina Malott, Consulting Services de GE Vernova

