

¿Vamos realmente hacia una electricidad más barata?

Autores

Daniel Fernández Méndez

Manuel Fernández Ordóñez

Septiembre de 2025



Resumen ejecutivo

Desde que se adoptó como herramienta comparativa para evaluar tecnologías de generación eléctrica, el Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE) se ha convertido en la fórmula para responsables políticos, inversores y reguladores. Esto se debe a que proporciona una métrica aparentemente objetiva del coste medio por unidad de electricidad generada a lo largo de la vida útil de una instalación [1]. Sin embargo, esta neutralidad es engañosa. El LCOE no capta elementos críticos del valor que cada tecnología aporta al sistema eléctrico, como la capacidad de proveer energía firme, gestionar la variabilidad, contribuir a la estabilidad de tensión/frecuencia o soportar la red frente a perturbaciones súbitas [2] [3].

La rápida expansión global de tecnologías renovables variables, en especial solar fotovoltaica y eólica, ha puesto de manifiesto las tensiones entre esta métrica económica simplificada y las realidades físicas de los sistemas eléctricos. A medida que la electrificación avanza (transporte, climatización, industria, digitalización), la confiabilidad, la resiliencia y la capacidad de respuesta del sistema son tan importantes como la eficiencia en costes.

El 28 de abril de 2025, el sistema eléctrico peninsular español sufrió el mayor colapso en su historia [4]. En apenas unos segundos, se perdieron más de 15 GW de generación, la península ibérica quedó aislada de la red europea y millones de ciudadanos padecieron interrupciones prolongadas en el suministro. Más allá del impacto inmediato, este suceso representa una prueba de estrés sistémica sin precedentes, que expone los límites de las premisas técnicas, económicas y regulatorias sobre las que se ha construido la transición energética en España.

La operación reforzada que Red Eléctrica viene haciendo del sistema eléctrico desde entonces supone la asunción tácita del bajo valor sistémico de las tecnologías intermitentes con bajo LCOE. El coste de las restricciones técnicas se ha disparado tras el apagón del 28 de abril, suponiendo unos sobrecostes de unos 6 millones de euros diarios.

Estas restricciones técnicas están expulsando a las energías renovables del sistema. Esto, unido a los crecientes curtailments, puede impactar negativamente en las inversiones futuras de estas tecnologías, haciendo inviables las proyecciones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Este documento analiza las limitaciones de utilizar el LCOE como criterio rector de la política energética. Se identifican tres mecanismos mediante los cuales una política

basada en el LCOE ha contribuido a debilitar la resiliencia del sistema:

1. Las tecnologías con bajo LCOE generan costes ocultos en forma de mayores necesidades de servicios de ajuste.
2. La sustitución progresiva de potencia firme de generación ha reducido los márgenes de seguridad estructurales ante perturbaciones.
3. La política energética ha priorizado precios bajos ex ante (según el LCOE) por encima del coste total del sistema, ignorando riesgos agregados.

El LCOE resulta una métrica útil pero incompleta y su uso indiscriminado en la política pública no ha tenido el efecto esperado en la bajada de precios de la electricidad para el consumidor final, causando además una mayor complejidad en la operación de la red.

El artículo propone reemplazar el uso aislado del LCOE por una métrica más robusta: el Coste Total del Sistema (Total System Cost, TSC), que incorpora tanto los costes de inversión y operación como los costes sistémicos de integración, flexibilidad y seguridad.

Sobre los autores

Daniel Fernández Méndez

Doctor en Economía por la Universidad Rey Juan Carlos. Director del Centro Ruth Richardson y subdirector del Centro Peter Huber de la Universidad de las Hespérides.

Manuel Fernández Ordóñez

Licenciado en Física de Partículas y doctor en Física Nuclear por la Universidad de Santiago de Compostela. Director del Centro Peter Huber de la Universidad de las Hespérides. Especialista en energía nuclear y analista energético.

1. El coste de generación “simple” o LCOE

1.1. Definición y cálculo

El Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE en inglés) es una métrica que representa el coste por megavatio-hora (MWh) de construir y operar una planta de generación eléctrica a lo largo de una vida útil financiera y un ciclo de operación asumidos [1]. En esencia, se calcula tomando el valor presente de todos los costes en los que incurrirá la planta (inversión de capital, combustible, operación y mantenimiento, etc.) y dividiéndolo entre el valor presente de la electricidad que se espera que la planta produzca a lo largo de la vida de la misma. Formalmente, el LCOE se expresa como la relación entre los costes descontados y la producción descontada durante toda la vida del proyecto. Se expresa en términos monetarios por unidad de electricidad (por ejemplo, €/MWh).

Dado que proporciona una cifra única de coste normalizado, el LCOE permite comparaciones directas entre diferentes tecnologías de generación. Esto lo hace atractivo para los responsables políticos e inversores, especialmente en contextos de planificación energética a largo plazo y asignación de subsidios [5] [6].

En la práctica, el LCOE se ha utilizado extensamente en documentos de política energética y en modelos de evaluación integrada. La Agencia Internacional de la Energía y otras instituciones publican regularmente estimaciones de LCOE para diversas tecnologías, bajo distintos supuestos de precios del combustible y costes de capital.

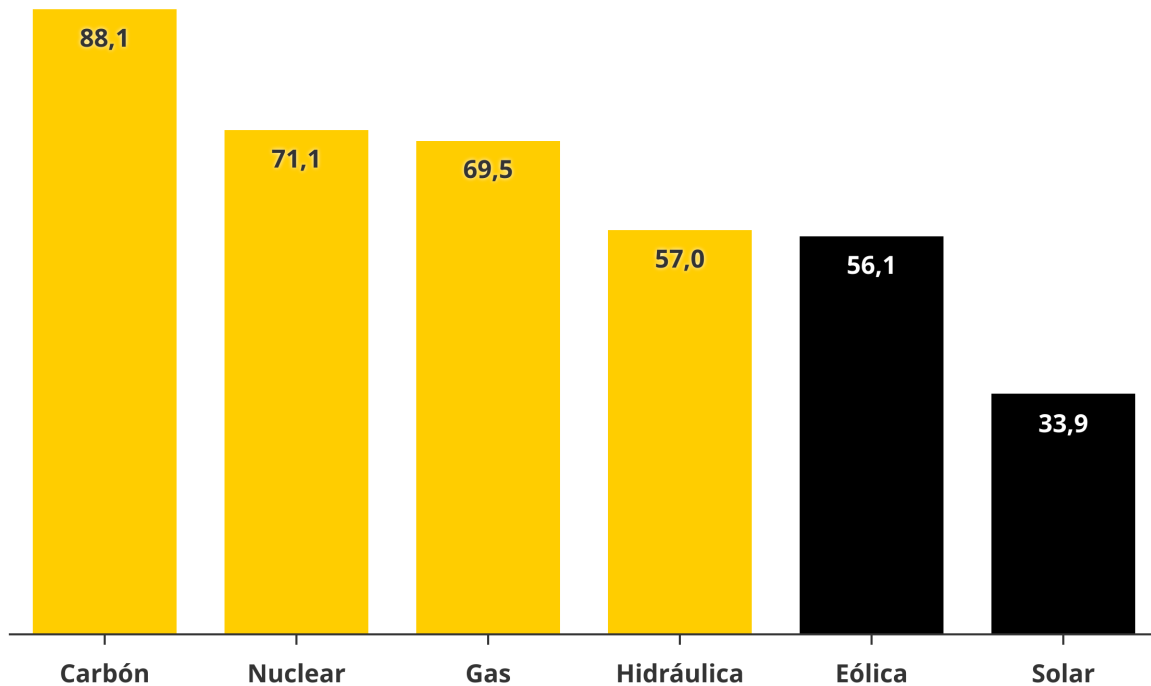
1.2. Comparativa por tecnología en Europa

El LCOE por tecnología en Europa muestra que las tecnologías renovables variables (eólica y solar fotovoltaica) tienen una ventaja muy clara sobre el resto de tecnologías tradicionales (ver gráfica 1). El coste de producción de la energía solar es casi un tercio del coste de producción con carbón y menos de la mitad del coste de producción con tecnología nuclear de nueva construcción.

Gráfico 1

Coste generación electricidad (LCOE)

Coste de generación de energía eléctrica en USD por MWh para diferentes tecnologías



LCOE: Coste nivelado de la electricidad (USD/MWh)

Todos los LCOE son de centrales eléctricas en Francia con la excepción de la hidráulica (Alemania), gas (Italia, con precio del gas de 45 USD/MWh) y carbón (Estados Unidos)

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: IEA: Projected Costs of Generating Electricity (2020)

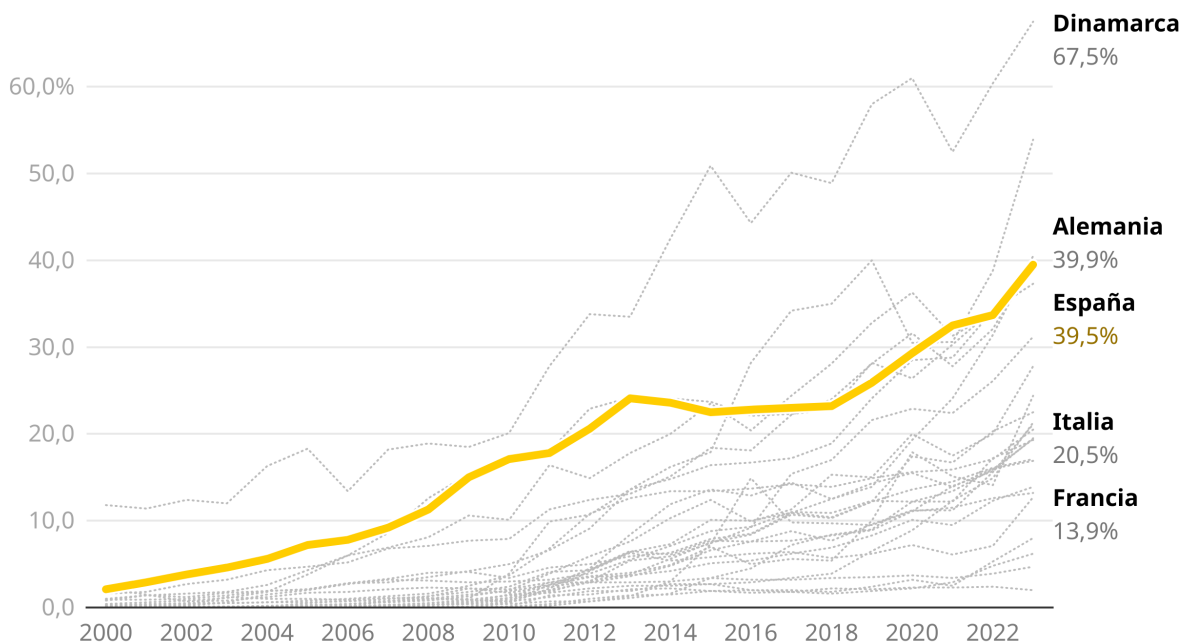
1.3. Impacto en Europa

El bajo LCOE de las tecnologías solar y eólica ha tenido un impacto directo en las decisiones de política pública en la Unión Europea, generando un esquema institucional que ha premiado la implementación de centrales de generación con un bajo LCOE. Esto, junto a otros incentivos, ha provocado la implementación masiva de centrales de generación de electricidad con tecnologías solar y eólica en Europa (Ver gráfica 2).

Gráfica 2

Los últimos 20 años han visto un importante incremento de energía solar y eólica en Europa

Energía solar y eólica como porcentaje de la generación total de electricidad en Europa



Evolución de la producción de energía eólica y solar en la Unión Europea en el periodo 2000-2023

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: Eurostat; Gross and net production of electricity and derived heat by type of plant and operator (nrg_ind_peh)

2. LCOE y dirigismo en la política energética española

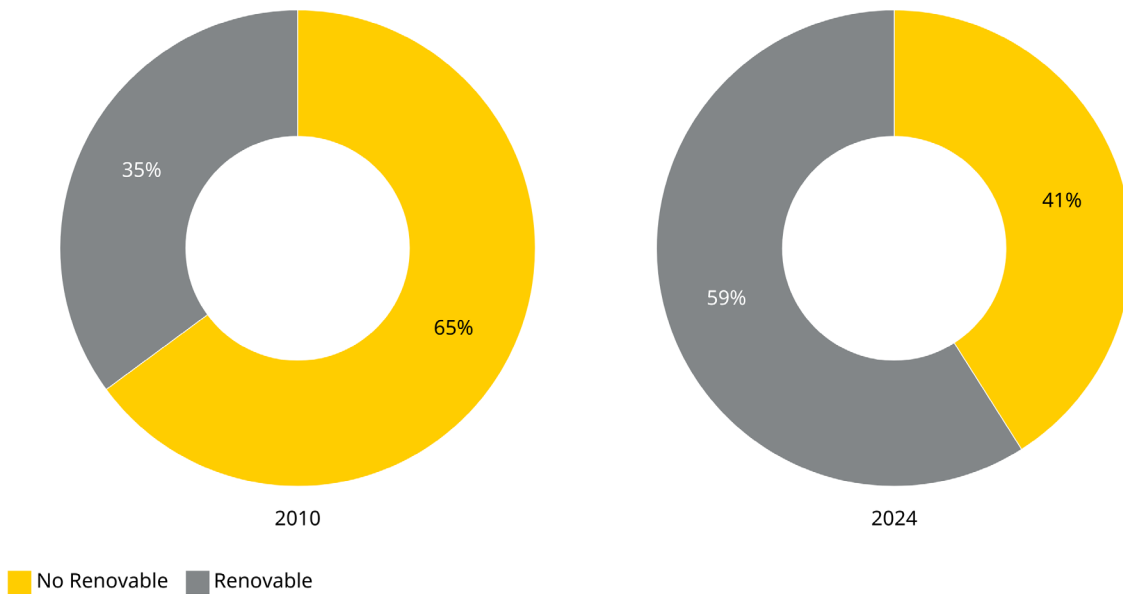
2.1. Evolución del mix eléctrico

Entre 2010 y 2024, el mix de generación eléctrica en España experimentó una transformación profunda, impulsada en gran parte por los objetivos de descarbonización de la Unión Europea y por políticas nacionales orientadas a la expansión de las energías catalogadas como renovables (Ver gráfica 3).

Gráfica 3

La **energía renovable** ha crecido intensamente **España**

El mix eléctrico en España ha cambiado drásticamente en los últimos 15 años, con una penetración mucho mayor de las energías renovables.



Evolución de la producción de electricidad en España entre 2010 y 2024

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: ESIOS de Red Eléctrica

Según datos de Red Eléctrica de España (REE), la participación renovable (incluyendo la gran hidráulica) pasó del 35 % en 2010 al 59 % en 2024. La eólica y la solar fueron los principales motores de esta expansión: la capacidad eólica creció en más de 11.000 MW y la solar fotovoltaica creció en casi 29.000 MW en ese periodo, suministrando en conjunto una parte sustancial de la electricidad, especialmente en ciertas franjas horarias.

Durante ese mismo período, la generación a partir de carbón fue prácticamente eliminada del sistema (su cuota bajó del ~8 % en 2010 al 1,1 % en 2024), y varias centrales de fuelóleo y unidades de gas más antiguas fueron retiradas o puestas en hibernación. Por su parte, la energía nuclear continúa suministrando de forma estable en torno al 20 % de la electricidad nacional gracias a sus siete reactores, pero existe un calendario de cierre programado entre los años 2027 y 2035.

2.2. De las primas al pinchazo de la burbuja renovable

Varios hitos normativos definieron la trayectoria hacia las energías renovables en España.

A mediados de los 2000, España implementó generosos programas de primas (feed-in tariffs) que impulsaron un auge de instalaciones eólicas y solares (térmicas y fotovoltaicas). Sin embargo, estas políticas se demostraron financieramente insostenibles en 2012 (al haber generado un enorme déficit tarifario), lo que impuso una nueva política energética que incluía recortes retroactivos, deteniendo temporalmente el crecimiento. El enorme riesgo económico de las políticas basadas en feed-in tariffs fue ya puesto de manifiesto en 2010 en algunos trabajos [7].

El marco regulatorio comenzó a cambiar en 2010, con los primeros recortes de primas, proceso que culminó entre los años 2012 y 2014 con la eliminación total del sistema de primas y la adopción de un nuevo sistema de retribución basado en la rentabilidad del bono español a 10 años. Este nuevo marco retributivo y otras acciones legislativas posteriores ralentizaron el desarrollo de proyectos renovables. Sin embargo, a partir de 2018, debido a la fuerte caída en los costes de las tecnologías renovables, España reanudó la instalación de energía eólica y solar de forma muy intensa.

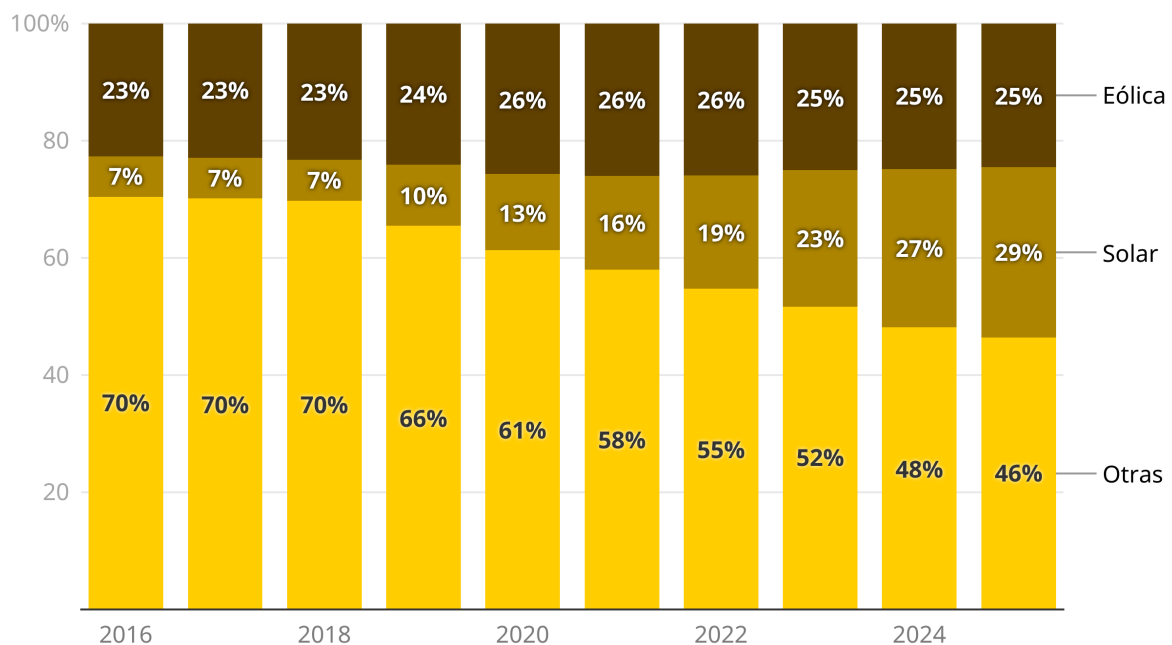
Las subastas celebradas desde entonces otorgaron grandes bloques de capacidad renovable sobre la base del precio más bajo ofertado. Los desarrolladores aceptaban únicamente ingresos de mercado, lo que reflejaba la confianza en que los LCOE eran lo suficientemente bajos como para resultar rentables. En enero de 2021, llegaron a adjudicarse 3.000 MW de potencia solar a un precio medio de 24 €/MWh y 2.000 MW de potencia eólica a 25 €/MWh, lo que demostraba los excelentes recursos renovables del país y el bajo coste de capital de los desarrolladores (gráfica 4).

¹ Las feed-in tariffs son un instrumento de política pública que garantiza unos precios fijos y a largo plazo para los productores de electricidad proveniente de determinadas tecnologías. Se utiliza para incentivar las inversiones en tecnologías concretas en el sector eléctrico.

Gráfica 4

La **energía renovable** intermitente ya es **mayoritaria** en el sistema eléctrico español

La energía solar y eólica suman más de la mitad de la capacidad instalada de generación eléctrica en España



Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en España (2015-2025*)

Otras: (en orden de capacidad de generación): Gas, Hidráulica, Nuclear, Carbón, Biomasa, Residuos y otras tecnologías minoritarias

(*) Los datos de 2025 son hasta el mes de agosto

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: Red Eléctrica Española (REE)

2.3. LCOE como métrica estrella de la política energética

A lo largo de estos procesos, el LCOE fue la métrica orientadora. El Ministerio para la Transición Ecológica citó con frecuencia el argumento de que las renovables eran la opción más barata para instalar nueva capacidad. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030, remitido a la Comisión Europea en 2020, planificaba explícitamente una gran expansión de la eólica y la solar sobre la premisa de su competitividad económica [8]. También contemplaba el cierre progresivo del carbón y la energía

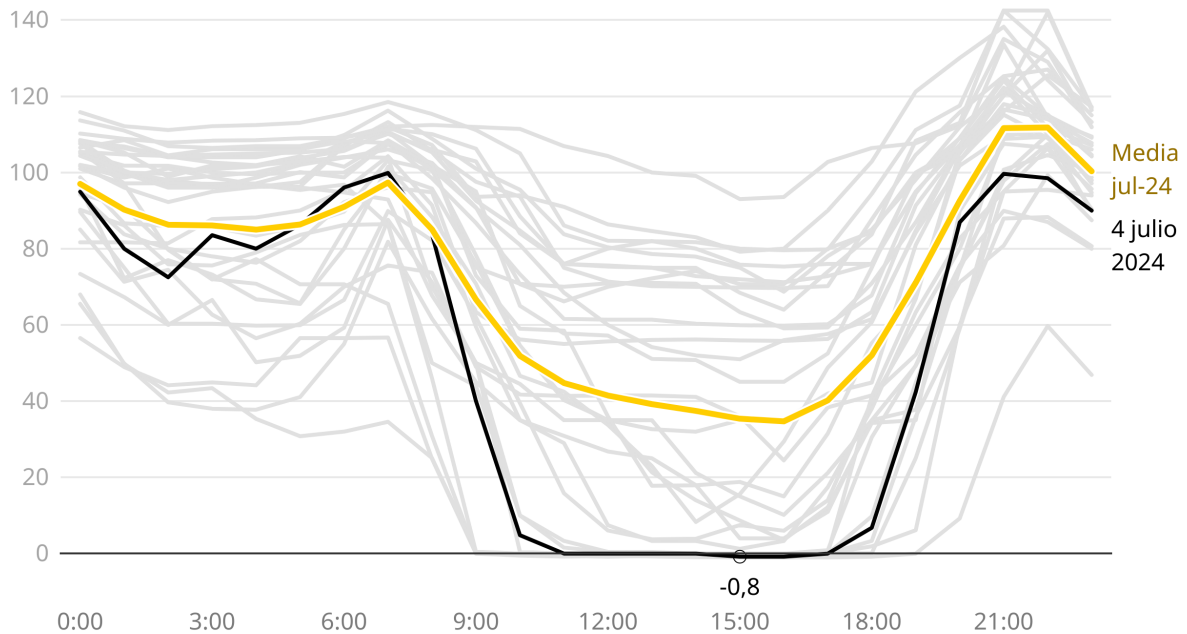
nuclear entre 2027 y 2035, sustituidos principalmente por renovables, respaldadas por ciclos combinados de gas y almacenamiento.

Implícitamente, el PNIEC asumía que la instalación de tecnologías con LCOE bajo se traduciría en precios eléctricos más bajos. De hecho, entre 2022 y 2024, el mercado eléctrico mayorista comenzó a registrar ocasionalmente precios mayoristas muy bajos (incluso cero o negativos) durante horas de alta producción renovable (ver gráfica 5), validando el beneficio a corto plazo de la generación a coste marginal cero (en el mercado mayorista). Este efecto ha continuado en 2025 y prevemos que se intensifique de manera importante a lo largo de 2026.

Gráfica 5

El **precio de la electricidad** llega a ser **negativo** en las horas centrales del día en España

Precio spot por hora y día en el mercado mayorista de electricidad (julio de 2024)



Cada línea es el precio horario de un día del mes de julio del año 2024

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: ESIOS (Red Eléctrica)

3. LCOE: métrica útil pero insuficiente

A pesar del consenso de la política pública en utilizar el LCOE como criterio de eficiencia económica, este indicador solo captura parcialmente la realidad y la complejidad del sistema eléctrico y, por tanto, no es un indicador apropiado para determinar los costes reales de las tecnologías de generación [2]. Esto hace necesario que se tengan en cuenta otras consideraciones e indicadores complementarios en las decisiones de política pública energética.

3.1. Limitaciones principales

Diversos trabajos han señalado las limitaciones conceptuales del LCOE cuando se utiliza como guía para la formulación de políticas energéticas:

- **Variabilidad temporal y espacial:** El LCOE no refleja la coincidencia (o no) de la producción renovable con la demanda, lo que lleva a una sobreestimación del valor de tecnologías como la solar fotovoltaica en sistemas ya saturados [9].
- **Impactos sistémicos:** No incorpora los costes adicionales que su integración impone al sistema, como servicios de ajuste o refuerzo de redes. Comparar el LCOE de una central de gas gestionable con el de una renovable no gestionable es engañoso si no se tiene en cuenta la intermitencia del viento y el sol o el coste de mantener la seguridad de suministro [10].
- **Externalidades:** Ignora efectos relevantes sobre el resto del sistema eléctrico [11]. Si se asigna un coste a los recursos de respaldo o almacenamiento necesarios para hacer que la energía eólica sea tan confiable como la del gas, el coste efectivo de la eólica superaría con creces su LCOE [10].
- **Riesgo sistémico:** Al incentivar tecnologías con bajo LCOE pero sin capacidad firme ni atributos de estabilidad, se reduce la capacidad del sistema para regular transitorios, incrementando el riesgo de eventos críticos o blackouts. Además, como el LCOE ignora los servicios esenciales para la estabilidad de la red (como regulación de inercia o control de tensión), esto distorsiona la señal de inversión y desincentiva tecnologías que sí los aportan de manera inherente.

Los servicios de estabilidad tienen un coste que el LCOE no contempla. El apagón ibérico de 2025 lo ilustró de forma dramática. Por tanto, existe evidencia suficiente para afirmar que el LCOE puede inducir sesgos claros si se utiliza de forma aislada como única

métrica de decisión. De hecho, la bibliografía especializada advierte cada vez más sobre el uso del LCOE como única referencia, concluyendo que una dependencia excesiva de esta métrica conduce a resultados subóptimos —e incluso inseguros— en la planificación energética a largo plazo [5].

3.2. Precios finales y penetración renovable

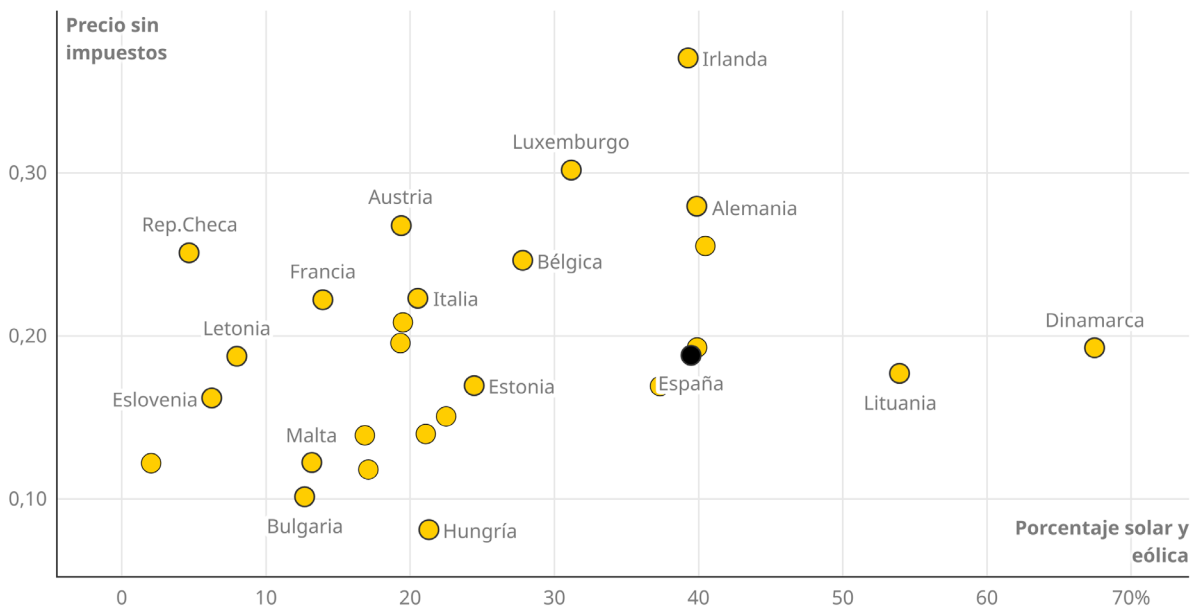
Ya hemos observado cómo la implementación práctica del LCOE como indicador de política energética ha llevado a la adopción masiva de centrales de producción que tienen unos costes de producción menores de acuerdo con este indicador, principalmente tecnologías solares y eólicas.

Empíricamente podemos constatar cómo la presencia de costes que no se tienen en cuenta en el cálculo del LCOE afloran en los precios finales de la electricidad. La consecución de altos porcentajes de generación con tecnologías renovables de bajo LCOE no asegura una disminución de los precios finales de la electricidad. Los datos europeos muestran una gran dispersión, pero demuestran claramente que una mayor penetración renovable no se traduce en unos precios menores de la electricidad. De hecho, la tendencia real de los datos incluso sugiere que cuantas más renovables intermitentes tenemos en el sistema, más caro es el precio de la electricidad (ver gráfica 6).

Gráfica 6

El precio de la electricidad para el consumidor no tiene relación con la penetración solar y eólica

Precio minorista (sin impuestos) de la electricidad (cts EUR por kWh) y porcentaje de penetración solar y eólica en la UE



Los datos corresponden al año 2023

El precio de la electricidad utilizado es el relativo al segmento del consumidor minorista con una potencia instalada entre 2,5 y 5,0 kW

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: Eurostat: Electricity prices for household consumers (nrg_pc_204); Gross and net production of electricity (nrg_ind_peh)

3.3. En España el precio de la electricidad para los consumidores no disminuye a pesar de la adopción masiva de energía solar y eólica

En el caso español, los efectos de la política energética basada en el LCOE también son igualmente visibles. Como podemos observar en la gráfica 7, los precios minoristas de la electricidad (en euros constantes) han tendido a crecer a pesar de que la penetración de tecnologías de bajo LCOE, como la solar y la eólica, se ha disparado en las últimas décadas.

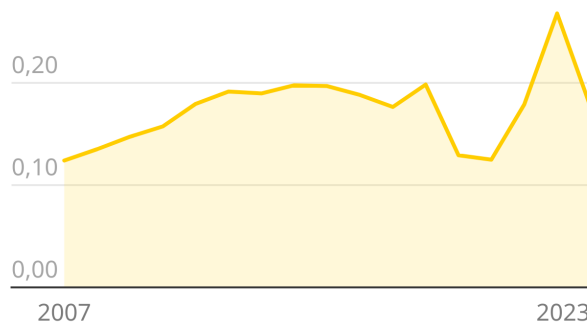
Los datos oficiales de Eurostat nos dicen que en el año 2018, en España pagamos la electricidad en nuestros hogares un 67 % más cara que en el año 2007. En el mismo periodo, el porcentaje de generación de electricidad a partir de las energías solar y eólica había aumentado del 9 % al 23 % (ver gráfica 7).

Gráfica 7

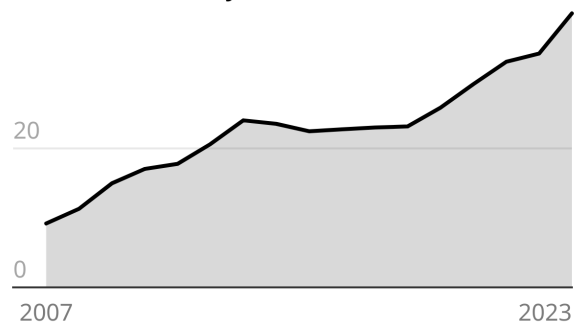
El **precio de la electricidad ha crecido** a pesar de **crecer la producción solar y eólica**

Precio de la electricidad (cts EUR por kWh) y penetración solar y eólica en España

Precio electricidad



Penetración solar y eólica



Precio de la electricidad deflactado (año 2020)

El precio de la electricidad es el del segmento del consumidor con potencia instalada entre 2,5 y 5,0 kW

La penetración solar y eólica se mide como el porcentaje sobre la producción total de energía eléctrica

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: Eurostat: tablas nrg_pc_204; nrg_ind_peh

4. El funcionamiento del mercado eléctrico y el fallo del LCOE

Debido al diseño del mercado mayorista de electricidad, se prima la entrada en el mismo de aquellas tecnologías que tienen unos costes variables bajos. Estas tecnologías, al ofertar a precios cercanos a cero (o incluso negativos), normalmente ven casadas sus ofertas en el mercado, pero la realidad es algo más compleja.

4.1. La casación económica vs la viabilidad técnica

Las ofertas casadas en las subastas diarias pueden no ser viables técnicamente. Por ejemplo, es posible que no haya suficiente capacidad en la red para gestionar toda la producción en un área determinada. O puede que no haya suficiente inercia en el sistema si se programa lo realmente casado. O es posible que con las tecnologías ofertadas sea inviable mantener la tensión de la red en límites aceptables.

Por todo ello, el operador del sistema (Red Eléctrica en el caso español) tiene que analizar en detalle la casación resultante en el mercado y hacer las correcciones necesarias para que la operación de la red sea viable, es decir, capaz de asegurar el suministro. El programa final de energía tiene que cumplir con las leyes de la física y Red Eléctrica tiene la responsabilidad, a través de estos ajustes, de que así sea.

4.2. Las restricciones técnicas y los problemas de la tecnología solar y eólica que no aparecen en el LCOE

Una parte de los ajustes que realiza el operador del sistema se denomina restricciones técnicas. Se trata de cualquier situación que obliga a Red Eléctrica a modificar el programa de generación casado en el mercado para mantener la seguridad, calidad y fiabilidad del sistema. Generalmente, resolver una restricción implica redespachar unidades de generación (es decir, cambiar el esquema de casación de ofertas de generación en el mercado eléctrico). Es decir, comunicar a centrales que habían entrado en el mercado que no van a producir y, también, comunicar a centrales que no habían entrado en el mercado que deben producir electricidad para mantener la estabilidad del sistema.

Habitualmente las restricciones técnicas conllevan incrementar la generación con plantas de potencia firme (por ejemplo, ciclos combinados de gas, hidráulica, nuclear o carbón) y dar la orden de disminuir la generación o salir del sistema a plantas no gestionables (eólica y solar, fundamentalmente).

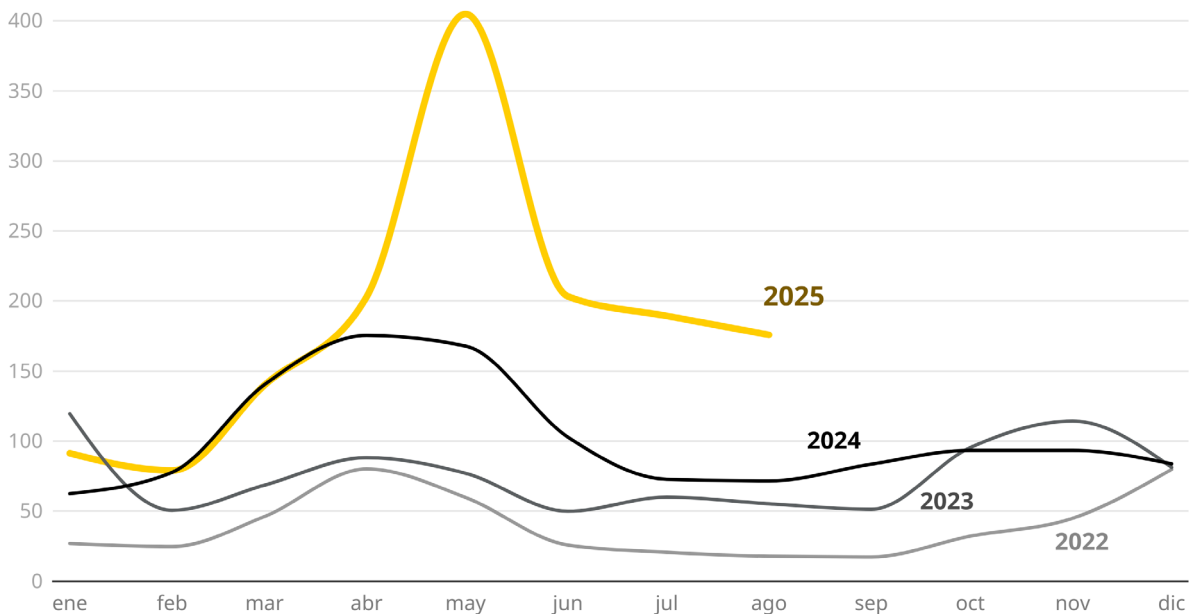
4.3. El Gran Apagón lo cambia todo: las restricciones técnicas se disparan

Ha habido un cambio drástico en la forma de operar el sistema por parte de Red Eléctrica con posterioridad al Gran Apagón de abril. Desde esta fecha se está operando la red de forma mucho más conservadora en lo que Red Eléctrica llama "operación reforzada". Esto resulta muy evidente cuando se analiza la evolución en los importes de las restricciones técnicas (ver gráfica 8).

Gráfica 8

El coste de las restricciones técnicas crece con fuerza después del Gran Apagón

Coste de las restricciones técnicas por mes en España (2022-2025)



Evolución del costes de las restricciones técnicas (en millones de euros) desde 2022 a 2025.

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: ESIOS de Red Eléctrica: indicador 709 "Coste de solución de restricciones técnicas diario"

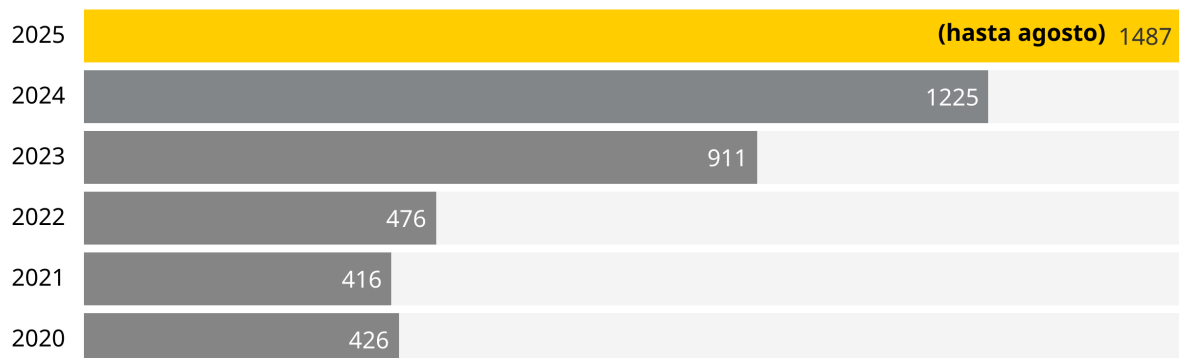
Hasta el mes de abril, las restricciones técnicas seguían una senda muy similar a las del año anterior. Sin embargo, a partir del Gran Apagón, el importe de las restricciones técnicas se disparó de manera inédita. Los 197 millones de euros de coste por restricciones técnicas de abril se convirtieron en 405 millones de euros en el mes de mayo. Si bien esta tendencia se moderó significativamente con posterioridad, las restricciones técnicas del mes de agosto de este año son un 144 % superiores a las de agosto de 2024.

Este efecto se aprecia con claridad cuando analizamos la evolución de las restricciones técnicas en términos anuales (ver gráfica 9). Hasta el año 2022, las RRTT se situaban en el entorno de los 450 millones de euros al año. Este importe se duplica en 2023 y crece otro 35 % en 2024. Los datos de 2025 no dejan lugar a dudas, en los ocho primeros meses del año ya hemos superado con creces el coste en restricciones técnicas de la totalidad de 2024, alcanzando casi los 1.500 millones de euros. En lo que va de año, las restricciones técnicas nos están costando aproximadamente 6 millones de euros al día.

Gráfica 9

Red Eléctrica dispara el coste de las restricciones técnicas en el año 2025

Coste de las restricciones técnicas por año en España (2020-2025)



Evolución del coste anual de las Restricciones Técnicas (en **millones de euros**).

Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: ESIOS de Red Eléctrica: indicador 709 "Coste de solución de Restricciones técnicas diario"

4.4. Expulsión de renovables del mix

Más allá del efecto puramente económico, las restricciones técnicas generan otro efecto que conviene analizar en detalle.

Como comentamos más arriba, el hecho de reprogramar la entrada de potencia firme en el sistema (en muchas ocasiones incluyendo ciclos combinados de gas) implica que hay que expulsar del sistema eléctrico a tecnologías que habían casado en el mercado (generalmente renovables no gestionables como la eólica y la solar). Por ejemplo, Red Eléctrica pasó de programar 8 ciclos combinados el día del apagón a más de 20 ciclos combinados tras el incidente. Muchos de esos ciclos combinados no entraron en la programación por precios, sino que hubo que expulsar de la misma a tecnologías que sí habían casado para mantener la seguridad del sistema. Lo que implica admitir de forma tácita que se está expulsando del sistema a tecnologías que no contribuyen de igual modo a la seguridad del mismo. Es decir, tecnologías cuyo “valor sistémico” es menor.

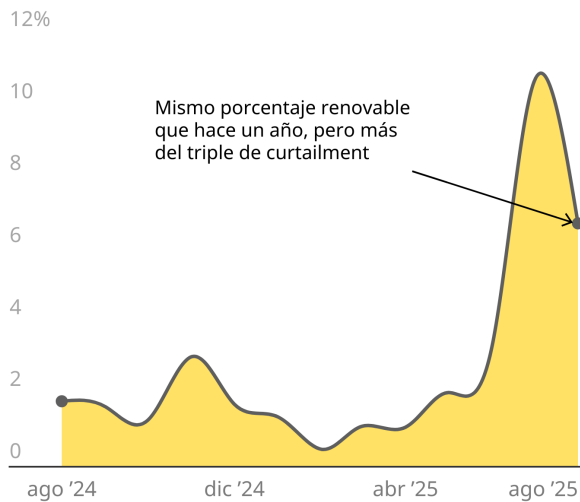
Lo que estamos observando es que la cantidad de energías renovables expulsadas del sistema por restricciones técnicas ha aumentado de forma significativa en el año 2025. El efecto se magnifica en los meses de verano, donde la producción solar es mayor y, por tanto, las órdenes de sacar del mercado a esa tecnología se intensifican. El efecto tiene varias aristas: por un lado, cada vez tenemos más renovables en el sistema y sobra oferta (o falta demanda). Por otro lado, Red Eléctrica está operando la red con más potencia firme que antes del apagón (por lo que sobran renovables no gestionables). Se suma a ello que la inversión en redes de transporte del sistema eléctrico español no ha evolucionado a la par que la instalación de nueva generación, por lo que en ocasiones desperdiciamos energías de bajo coste variable al no poder ser gestionadas.

Gráfica 10

Las **energías renovables** están siendo **expulsadas** del sistema eléctrico

Red Eléctrica está operando la red de una forma mucho más conservadora, expulsando renovables por restricciones técnicas e introduciendo otras tecnologías como el gas

Porcentaje de energía renovable no integrable por restricciones técnicas (curtailment)



Porcentaje de generación renovable peninsular

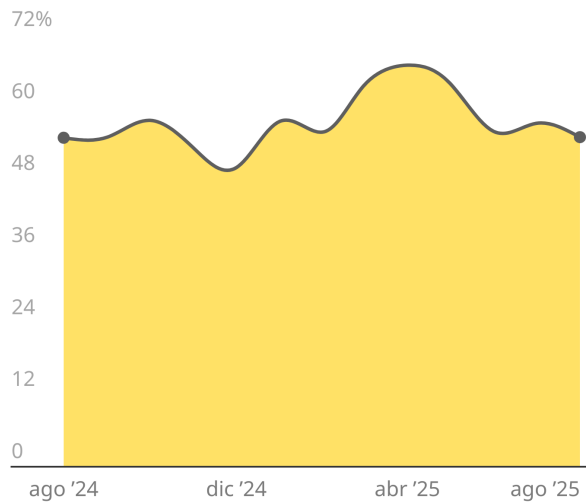


Gráfico: Centro Peter Huber (Universidad de las Hespérides)

• Fuente: ESIOS de Red Eléctrica (indicadores 10491 y 10462)

Sea como fuere, el efecto negativo sobre la generación renovable es muy evidente (ver gráfica 10). El porcentaje de energía renovable que no puede ser integrado en el sistema por restricciones técnicas (lo que se conoce en inglés como curtailment) ha aumentado de forma drástica este verano, alcanzando un máximo del 11 % del total en el mes de julio. Es especialmente esclarecedora la comparación del mes de agosto de 2025 con el mismo mes del año anterior: en ambos casos la producción renovable fue del 55 % del total del consumo peninsular, pero el curtailment del año 2025 fue un 250 % superior al de 2024.

Sin duda, este efecto tendrá consecuencias sobre los planes de inversión a largo plazo en energías renovables en España, puesto que los ingresos reales de las plantas renovables empiezan a no ser coherentes con los planes de negocio iniciales.

5. ¿Qué alternativas tenemos al LCOE?

Para superar las limitaciones del LCOE, la bibliografía propone métricas complementarias que internalizan o bien el valor real de la generación, o bien los costes adicionales de integración. Estas métricas buscan proporcionar una evaluación más completa del impacto de cada tecnología sobre el sistema eléctrico.

5.1. LCOE del Sistema (System LCOE)

Se define como [12]:

$$\text{System LCOE} = \text{LCOE (planta)} + \text{coste de integración por MWh}$$

En su marco teórico, el coste de integración se calcula comparando los costes totales del sistema con y sin la tecnología renovable, capturando así todos los costes adicionales que impone al resto del sistema. Esta métrica única representa el coste económico real por MWh entregado por una tecnología al ser incorporada a un sistema eléctrico concreto.

En esencia, responde a la pregunta: *“¿Cuánto cuesta realmente añadir este parque solar a la red, teniendo en cuenta las mejoras necesarias en la red, el respaldo, etc.?”*

El System LCOE puede ser elevado en contextos de alta penetración renovable, pero depende del contexto (por ejemplo, será menor si hay almacenamiento barato o demanda flexible disponible). Aunque es conceptualmente sólido, requiere modelos complejos del sistema eléctrico para su cálculo y varía con la cuota renovable, por lo que no es tan fácilmente generalizable como el LCOE convencional. Sin embargo, sigue siendo una métrica valiosa para el análisis de escenarios.

Por ejemplo, con una penetración eólica del 30 % en un sistema europeo modelado, el System LCOE de la eólica era aproximadamente el doble del LCOE de planta, lo que subraya la importancia de los efectos de integración [12].

5.2. LACE (Levelized Avoided Cost of Electricity)

Esta métrica fue introducida por la Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA) para complementar el LCOE [13]. El LACE representa el valor de la electricidad generada por un proyecto, es decir, el coste medio ponderado de la generación que se evita gracias a la nueva planta.

Si el LCOE fuera visto como una curva de oferta, el LACE podría verse como una curva de demanda o de valor. Un LACE alto indica que el proyecto desplaza generación costosa (por ejemplo, una planta solar que genera principalmente en horas punta en un sistema basado en petróleo tendrá un alto coste evitado).

Un proyecto es económicamente atractivo si el $LACE > LCOE$. Es decir, si la electricidad que produce vale más que lo que cuesta generarla. Comparando LCOE y LACE, se puede evaluar el valor neto o rentabilidad del proyecto dentro del sistema.

Desde su *Annual Energy Outlook* de 2021, la EIA publica LACE junto con LCOE para los nuevos recursos [14]. En el caso de las renovables variables, el LACE refleja de forma inherente la pérdida de valor marginal conforme aumenta la penetración: a medida que se añade más solar, por ejemplo, desplaza generación cada vez más barata, reduciendo el coste evitado. Por tanto, el LACE capta el fenómeno de deflación del valor.

No obstante, el LACE no cuantifica directamente los costes de integración; simplemente muestra que el valor puede ser menor de lo esperado. Es una herramienta útil, aunque su aplicación práctica fuera del ámbito de la EIA aún es limitada.

5.3. LCOE Ajustado por Valor (Value-Adjusted LCOE)

Este término se utiliza para referirse a un LCOE que ha sido ajustado según el valor relativo de mercado de la electricidad. Por ejemplo, la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en sus informes *World Energy Outlook*, ha presentado LCOE ajustados por valor para comparar renovables variables con otras fuentes en igualdad de condiciones, considerando sus perfiles horarios y valores de capacidad distintos [2].

Este enfoque combina el LCOE con una penalización o bonificación en función de si la energía generada es más o menos útil que un MWh promedio. Por ejemplo, si la solar tiene un LCOE de 40 €/MWh, pero su concentración al mediodía hace que su energía valga un 20 % menos que la media, su LCOE ajustado por valor sería de 50 €/MWh.

5.4. Coste Total del Sistema (TSC – Total System Cost)

Este enfoque amplía la perspectiva desde los proyectos individuales al sistema eléctrico en su conjunto. La pregunta que plantea es: “¿Cuál es el coste total de satisfacer la demanda con un determinado estándar de confiabilidad bajo distintos escenarios de mix de generación?” [15] [16] [17].

La diferencia de costes entre escenarios puede atribuirse a la combinación tecnológica elegida. En esencia, se trata de una visión de optimización del sistema completo, común en modelos de expansión de capacidad.

Aunque el TSC no ofrece una cifra única por tecnología, demuestra cómo un enfoque exclusivo en el LCOE puede llevar a un coste total del sistema más elevado. Esta métrica es especialmente útil porque, en lugar de juzgar cada tecnología por su coste aislado, suma los costes de generación, red, respaldo y estabilidad, ofreciendo una visión más completa y realista del valor de una tecnología.

Recientemente, los primeros ministros de Noruega, Suecia y Finlandia enviaron una carta al comisario de Energía, Dan Jørgensen, en la que afirmaban: *“Europa debe centrarse en los costes totales del sistema energético”* [18].

5.5. Países que ya integran otras magnitudes además del LCOE en su política energética

Algunos reguladores ya han comenzado a dar pasos en direcciones distintas al LCOE. Por ejemplo:

- California y México han diseñado subastas renovables que incluyen requisitos de energía firme o generación por franjas horarias, contratando así un producto más completo que simples MWh.
- Ontario (Canadá) justificó recientemente la adquisición de reactores modulares pequeños (SMRs) con un LCOE relativamente alto, basándose en análisis que mostraban que reducen el coste total del sistema, al evitar inversiones adicionales en transmisión o almacenamiento que serían necesarias con una cantidad equivalente de energías renovables.

Estos ejemplos refuerzan la conclusión del informe de Clean Air Task Force: recursos con bajo coste por MWh pueden llevar a un sistema más caro si requieren mucha infraestructura adicional, mientras que cierta capacidad “firme y limpia” con LCOE más alto (como nueva nuclear o gas con captura de CO₂) puede reducir los costes totales al aportar servicios de confiabilidad [2].

6. Conclusiones: implicaciones para la política pública energética

Los resultados de este informe sugieren replantear los elementos de juicio de la política energética española. La experiencia reciente muestra que un diseño del sistema eléctrico sustentado casi en exclusiva en el LCOE —una métrica útil, pero incompleta— ha incentivado la entrada masiva de generación intermitente sin internalizar los costes de su integración, flexibilidad y estabilidad. Un precio bajo por MWh calculado con el LCOE no se traduce necesariamente en un precio bajo para el sistema en su conjunto.

La operación real del sistema eléctrico ha exigido más intervención del operador el sistema para modificar las casaciones de las subastas mayoristas, con un curtailment creciente de renovables y un deterioro de la señal económica para nuevas inversiones. El Gran Apagón del 28 de abril y el cambio posterior hacia una operación más conservadora son el síntoma más visible de esta fragilidad sistémica del modelo eléctrico.

Las consecuencias de estos hallazgos para las políticas públicas son claras. Primero, la métrica de referencia debe moverse desde el coste “de planta” hasta el coste “del sistema”. Adoptar, preferiblemente, enfoques de Coste Total del Sistema (TSC) que permitan valorar no solo cuánto cuesta producir un MWh, sino cuánto cuesta que ese MWh llegue cuando y donde aporta más valor. Con estas métricas más completas, la ventaja aparente de seguir instalando centrales de generación solar y eólica pierde fuerza a medida que aumenta su penetración y disminuye su valor marginal. La utilización de esas métricas está en consonancia con lo que empiezan a solicitar algunos países de la Unión Europea.

Segundo, las subastas y los incentivos deben pivotar desde “cantidad de MWh al menor precio” hacia “producto energético con mayor valor sistémico”. Esto implica licitar paquetes que combinen energía por franjas, capacidad firme estacional, almacenamiento, inercia y control de tensión, y no solo energía. De este modo, el sistema deja de socializar costes ocultos y el inversor recupera certidumbre en sus retornos.

Tercero, el ritmo de despliegue debe acompasarse con la expansión de las redes y con la disponibilidad de flexibilidad. La evidencia de 2025 indica que la falta de inversiones en la red y de potencia firme obligó a expulsar generación renovable que ya había casado en el mercado, elevando el coste diario de restricciones y erosionando la rentabilidad efectiva de los proyectos. Por un lado, deben aumentarse los límites legales de inversión anual en redes (tanto de transporte como de distribución) algo que parece haber asumido el gobierno. Por otro lado, debe revisarse la rentabilidad de las inversiones en redes con el objetivo de que la escalabilidad del sistema eléctrico sea viable. No es posible llevar a cabo una transición energética real con la infraestructura del pasado, por lo que los

planes quinquenales resultan inoperativos. Por ello, se deben explorar mecanismos de inversión innovadores, como permitir que grandes consumidores o productores anticipen inversiones que luego podrán recuperar.

Cuarto, es imprescindible instaurar estándares explícitos de confiabilidad y transparencia tarifaria. Se debe medir y publicar de manera regular el coste de integración de cada tecnología, la reducción de la generación que se ha evitado gracias a los refuerzos en la red, y el impacto que cada opción tiene en el precio final de la electricidad. Una política verdaderamente neutral en tecnología, que compare recursos por su contribución al TSC y no solo por su LCOE, favorecerá un mix energético más robusto. Esto permitirá contar con mayor flexibilidad, una proporción más alta de potencia firme y limpia —como la hidráulica, nuclear o térmica con captura— y un despliegue de renovables mejor secuenciado y valorado.

Por último, es imprescindible actuar sobre la demanda. La inversión en generación no ha ido acompañada con la electrificación de la economía, resultando en un exceso de oferta de energía que pone en serio riesgo las inversiones en generación llevadas a cabo en los últimos años. La política energética debe ir alineada con la política industrial, incentivando la atracción de inversión y el aumento de la demanda de electricidad .

Solo de esta forma podremos asegurar tanto el suministro como los precios bajos, evitando errores de planificación pasados que se centraron en una sola métrica y llevaron a sobredimensionar la capacidad de algunas tecnologías de generación.

7. Referencias bibliográficas

[1] What Are the Costs and Values of Wind and Solar Power? How Are They Changing?

<https://www.resources.org/common-resources/what-are-costs-and-values-wind-and-solar-power-how-are-they-changing/>

[2] Issues with levelised cost of electricity - The Institute Of Public Affairs.

<https://ipa.org.au/wp-content/uploads/2024/05/IPA-Working-Paper-Series-01-24-LCOE-06052024.pdf?faIframeUniqueId=s57aigl4b6&hostURL=https://ipa.org.au/tag/tax>

[3] Beyond LCOE: A Systems-Oriented Perspective for Evaluating Electricity Decarbonization Pathways

<https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2025/06/12134742/beyond-lcoe.pdf>

[4] ENTSO-E 28 April 2025 Blackout

<https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>

[5] Rethinking the “Levelized Cost of Energy”: A critical review and evaluation of the concept

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629624004882>

[6] The future design of renewable electricity auctions in Spain. A comment.

<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2021/>

[7] STUDY OF THE EFFECTS ON EMPLOYMENT OF PUBLIC AID TO RENEWABLE ENERGY SOURCES

<https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5378729.pdf>

[8] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

<https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

[9] Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148114005357>

[10] COMPARING THE COSTS OF INTERMITTENT AND DISPATCHABLE ELECTRICITY GENERATING TECHNOLOGIES

<https://economics.mit.edu/sites/default/files/2022-09/Comparing%20the%20Costs%20of%20Intermittent%20and%20Dispatchable%20Generating%20Technologies.pdf>

[11] The Costs and Impacts of Intermittency

<https://ukerc.ac.uk/publications/the-costs-and-impacts-of-intermittency-2016-update/>

[12] System LCOE: What are the costs of variable renewables?

<https://neon.energy/Ueckerdt-Hirth-Luderer-Edenhofer-2013-System-LCOE-Costs-Renewables.pdf>

[13] EIA uses two simplified metrics to show future power plants' relative economics

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35552>

[14] Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022

https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

[15] Levelized Full System Costs of Electricity

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544222018035>

[16] Regional impacts of electricity system transition in Central Europe until 2035

<https://www.nature.com/articles/s41467-020-18812-y>

[17] Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421831288X>

[18] Common positions on power market aspects of the Action Plan for Affordable Energy

<https://www.regjeringen.no/contentassets/1b0a0dcab54b41bdabb243adbcdc4ace/final-common-positions-fi-no-se.pdf>

h

hesperides.edu.es