

# Actuarios

www.actuarios.org

INSTITUTO DE ACTUARIOS DE ESPAÑA

Nº 58 // PRIMAVERA 2026



## RIESGOS ENERGÉTICOS

LAURA COZZI Y ALEX MARTINOS  
(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY)

“Rising risks in an evolving global energy landscape”

Patrocinador ORO



Patrocinador PLATA



Patrocinador BRONCE



# Nº 58 Primavera 2026

<b>CARTA DEL PRESIDENTE</b>	<b>2</b>	<b>Patricia Garrido García</b> Gestión del riesgo de mercado en las compañías energéticas	46
<b>DESDE EL BALCÓN DE LA PLAZA MAYOR</b>	<b>4</b>	<b>María del Pilar Martínez Ruiz-Andreu</b> Las consecuencias económicas de un apagón en el seguro: análisis desde la perspectiva del multirriesgo	48
<b>TEMA DE PORTADA</b>		<b>Carmen Andrés</b> El peligro de la creciente politización del debate energético en contextos de inestabilidad	50
<b>Cristina Rivero</b> Energía en tiempos de incertidumbre	6	<b>Manuel Moreno</b> Las entidades aseguradoras ante el riesgo de pobreza energética	52
<b>Marina Serrano</b> Energía segura y sostenible: gestionando los riesgos del futuro	8	<b>Dr. Carlos Arregui Dalmases, Juan Luis de Miguel, Dra. Ana Olona Solano</b> Riesgos asociados a los vehículos eléctricos: una aproximación técnica desde la ingeniería	54
<b>Laura Cozzi, Alex Martinos</b> Rising Risks in an Evolving Global Energy Landscape	10	<b>Irene Ron</b> El derecho a la instalación del punto de recarga de vehículo eléctrico. Un punto de vista crítico de la realidad desde la cobertura legal	59
<b>Ana Luisa Solera Carnicero, Jesús Lobo Velasco</b> Las cuentas medioambientales y la cuenta de los flujos físicos de la energía	13		
<b>Enrique Parra</b> El mercado eléctrico español: una breve guía	20	<b>LA ADMINISTRACIÓN CONTESTA</b>	
<b>Javier Mata Romero</b> Riesgos y aseguramiento en la producción y el consumo de energía renovable: una visión integral para productores, empresas y hogares	27	<b>Isabel Casares San José-Martí</b> Sentencia Tribunal Supremo 4262/2025, de 25 de septiembre de 2025 Sala de lo Contencioso-Administrativo. Sección Quinta. Sentencia Núm. 1188/2025	61
<b>Fabrice Leardini</b> ¿Ha llegado la hora del hidrógeno?	30	<b>SEGUROS (IM)POSIBLES</b>	
<b>Luis María Sáez de Jáuregui Sanz</b> Energía nuclear: estabilidad, sostenibilidad y aseguramiento en un contexto incierto	32	<b>José A. Herce y Miguel Ángel Vázquez</b> Liquidez, Solvencia y un poquito de prudencia	64
<b>Matthieu Marandet</b> French Middle Market Nuclear Plant Suppliers and Subcontractors	36	<b>LA VIDA BUENA</b>	
<b>Juan Manuel López Zafra</b> El muro energético de la inteligencia artificial: un cambio de paradigma en la gestión de riesgos	39	<b>Diego S. Garrocho</b> El hombre máquina	66
<b>Daniel Sánchez del Álamo Benguigui</b> IA. Ganadores y perdedores	42	<b>NOTICIAS</b>	<b>67</b>
		<b>ALTAS</b>	<b>68</b>



**Instituto de Actuarios de España**

**Edita:**  
**Instituto de Actuarios de España**  
 C/ Victor Andrés Belaunde, 36. 28016 Madrid  
 Tel. 91 457 86 96. Fax 91 457 14 07  
 www.actuarios.org • iae@actuarios.org  
**Publicidad:** administracion@actuarios.org

**Dirección:**

Diego Cano, Diego S. Garrocho, Juan José de Lucio

**Consejo de Redacción:**

Irene Albarrán, Ester Arencibia, Fernando Ariza, Paloma Blanco, José Boada, Diego Cano, Isabel Casares, Rafael Fernández, Adolfo Gálvez, Diego S. Garrocho, Gregorio Gil de Rozas, José Antonio Herce, David Lafuente, Juan José de Lucio, David Martín, César Maurín, Ramón Nadal, Javier Olaechea, Julián Oliver, José Miguel Rodríguez-Pardo, Luis M<sup>a</sup> Sáez de Jáuregui, Alicia Sanmartín, Lázaro Villada.

**Fotografía:** iStock.com

**Maquetación:** JMR

**Imprime:** Albadalejo, S.L.

**Depósito Legal:** M-25517-1990

**ISSN:** 2530-5425

**P.V.P.:** 12,00€ IVA incluido

**Aviso legal:**

Las opiniones expresadas en los artículos firmados corresponden únicamente a sus autores y no necesariamente reflejan la postura del editor de la publicación.





Foto: Miguel Berrcoai

## *Carta del Presidente*

**Fernando Ariza Rodríguez** // *Presidente del Instituto de Actuarios de España*

La gestión de riesgos vive un momento de transformación profunda. En los últimos años, la profesión actuarial se ha visto inmersa en una transformación a marchas forzadas para adaptar la gestión de los riesgos que habitualmente giraban en torno al negocio asegurador, ampliándolos con amenazas que han trascendido el ámbito estrictamente asegurador. Me refiero a los riesgos emergentes. Son riesgos geopolíticos (con sus múltiples variantes), los riesgos medioambientales y de sostenibilidad, la inflación y los tipos de interés, la IA y la ciberseguridad o, ahora, los riesgos energéticos, que son una consecuencia de los riesgos geopolíticos.

Los riesgos emergentes tienen la característica de alterar de forma rápida y significativa el entorno económico y social al que estábamos acostumbrados. En general, no parecen buenas noticias, pero habiéndonos hecho conscientes de que el mundo no volverá a ser como lo conocimos, lo importante ahora es nuestra capacidad de adaptación y de re-

silencia. Y para eso está la profesión actuarial, que puede contribuir desde la industria aseguradora, como agentes que identifican y valoran los riesgos y los asumen, o como en otras industrias, modelizando, mitigándolos y transfiriéndolos al seguro.

La elección de los riesgos energéticos como tema central de este número se produjo en diciembre, antes de la reciente escalada del conflicto con Irán. Del mismo modo, cuando la revista cerró el tema de los riesgos geopolíticos para el número 50, la guerra de Ucrania aún no se había iniciado. No tenemos una bola de cristal; tampoco la casualidad ha ido acompañándonos en la elección de temas, ni nos hemos adelantado a escenarios adversos, que cada vez son más posibles. Podemos reflexionar sobre hasta qué punto determinados riesgos emergentes, que parecen ser ya estructurales pero que habían sido percibidos como externos o improbables, terminan materializándose, con consecuencias muy directas sobre empresas, mercados, países y personas.

La realidad es que muchos de estos riesgos emergentes aparecen en este último tiempo de forma recurrente en el *Global Risks Report del World Economic Forum*, advirtiéndonos sobre el impacto sistémico que suponen las tensiones geopolíticas, la crisis energética, los fenómenos climáticos extremos o la fragmentación económica y social.

Los riesgos actuales están profundamente interconectados y se propagan en un entorno globalizado entre sectores económicos y geografías. En estas circunstancias, resulta imprescindible que las entidades integren estos factores en sus procesos de evaluación interna de riesgos y solvencia, en los informes de las funciones actuarial y de gestión de riesgos y, especialmente, en el ORSA, y que los consejos de las entidades adquieran conciencia de ello.

¿Cómo afectan los riesgos emergentes a las carteras de inversión, a la inflación, a la estabilidad macroeconómica, al comportamiento de los asegurados, a las cadenas de suministro o a la propia continuidad de negocio de las entidades? Y no solo en el seguro, insistimos.

El ORSA, que elaboramos los actuarios para nuestros consejos de administración, debe servir precisamente para anticipar escenarios complejos y evaluar la resiliencia de las entidades ante situaciones adversas.

En idéntico sentido, el informe de la Función Actuarial forma parte de esa concienciación a los consejos, haciéndoles conocedores de cuestiones tan

importantes como la política de suscripción, la suficiencia de las provisiones técnicas, el apetito de riesgos de las compañías, la calidad del dato, los modelos de valoración y cuantificación de riesgos, entre otros. Y sin olvidar el informe de la Función de Gestión de Riesgos, también imprescindible para evaluar el sistema de gestión de riesgos de las entidades.

**Los riesgos actuales están profundamente interconectados y se propagan en un entorno globalizado entre sectores económicos y geografías. En estas circunstancias, resulta imprescindible que las entidades integren estos factores en sus procesos de evaluación interna de riesgos y solvencia, en los informes de las funciones actuarial y de gestión de riesgos y, especialmente, en el ORSA, y que los consejos de las entidades adquieran conciencia de ello**

El Instituto de Actuarios de España, consciente de la cada vez más importante responsabilidad que tiene el actuario, y al objeto de contribuir al fortalecimiento de nuestro sector asegurador y de la estabilidad por la que vela el supervisor, ha emitido sendas Guías de Autorregulación de la Función Actuarial y de la Gestión de Riesgos, para que nuestros actuarios, con ese valor que aporta la colegiación por los estándares actuariales y la deontología profesional, vean reforzada su posición ante sus consejos de administración.

Porque los informes que los actuarios presentamos ante los consejos deben trasladar lo que no siempre se quiere ver, cómo se está cumpliendo la estrategia, cuáles son los nuevos riesgos y sus impactos, y tener una visión prospectiva.

Solvencia II ha transformado la gobernanza y la transparencia de nuestro sector, y el devenir del tiempo está transformando el mundo. Este camino hacia un nuevo horizonte de incertidumbre lo debemos transitar juntos: entidades, supervisor, y nosotros, los actuarios. Encantados de acompañaros desde el Instituto de Actuarios de España. ●



**Javier Olaechea** // Director General del Instituto de Actuarios de España

Aun a riesgo de duplicar contenidos con la Carta del Presidente, me hace especial ilusión volver a juntar letras para esta sección, la cual, como me aventuré a crear hace no mucho, casi puede considerarse un riesgo emergente.

Como dije la primera vez, emulo a Pepe Isbert en *Bienvenido Mrs. Marshall*, hablando a su pueblo desde el balcón de la plaza Mayor del ficticio municipio de Villar del Río (realmente Guadalix de la Sierra, en Madrid) para darles una explicación. Esto lo entendemos de los *boomers* a la generación *silver*, pero seguramente no quienes formáis parte de esa generación amalgama del alfabeto, que hoy sois, afortunadamente, mayoría. Y esta explicación no es una excusa, sino un recurso para haceros llegar un resumen de las cuestiones más importantes del semestre en curso.

Quizás la iniciativa que más interés ha suscitado es nuestro **informe sobre las alternativas técnicas para reforzar el sistema público de pensiones**, publicado el pasado 7 de mayo, que se ha visto reflejado ampliamente en prensa económica y nacional. Se trata de una nueva contribución técnica y rigurosa al debate que necesitamos en España sobre qué opciones existen para reformar nuestro sistema público de pensiones para garantizar su sostenibilidad y las distintas y necesarias equidades sociales y actuariales.

Este informe, elaborado por nuestro grupo de expertos en pensiones, que colideran Enrique Devesa y Gregorio Gil de Rozas y del que forman parte los principales expertos en pensiones de España, analiza **cuatro posibles modelos de reforma**: capitalización, un sistema de puntos, cuentas notociales y sistemas mixtos. Un análisis profundo sobre cada una de las alternativas nos hace ver qué puede ser viable y qué no. Ese rigor técnico que caracteriza los distintos informes y estudios realizados por el Instituto es nuestra mejor credencial para ofrecer a quienes tienen la potestad de decidir, desde sus funciones ejecutivas y legislativas, la visión que necesitan para cumplir los objetivos fundacionales que inspiraron el Pacto de Toledo.

Especial esfuerzo para el Instituto ha supuesto el **Plan de Competencias Digitales**, una apuesta decidida por la transformación digital de las profesiones que pusieron en marcha Unión Profesional y Red.es con **Fondos Next Generation UE**, a la que nos ad-

Foto: Miguel Berrocal

herimos inmediatamente. Se trata de una oportunidad extraordinaria para obtener la certificación **"IAE Certified Data Science Actuary"**, para adaptarse a las competencias que demanda el mercado actual, y para demostrar que los colegios profesionales podemos ser gestores y garantes de un nuevo marco de cualificación y formación continuada de las profesiones. Este plan finaliza el próximo 30 de junio, pero estamos valorando y estudiando fórmulas para poder continuar formando en estas competencias en un futuro, ya sin financiación externa.

Vinculado a este punto, pronto comenzaremos con el grupo de trabajo para diseñar un **Marco Ético de Inteligencia Artificial** para la profesión actuarial, una iniciativa pionera que sitúa al Instituto a la vanguardia del debate sobre el uso responsable de la IA en el sector financiero y asegurador. Tecnología, sí, pero con criterio y con principios.

La formación continua también ha dado pasos importantes. Más de 410 actuarios han solicitado la **acreditación del CPD** correspondiente al ejercicio 2025, una cifra que refleja el creciente compromiso de los colegiados con su propio desarrollo profesional. Es cierto que aun queda mucho recorrido. Si queremos estar al nivel del resto de profesionales de Europa, tenemos que acreditar la formación continuada, o seguiremos viendo que no solo los Pirineos nos separan de Europa.

Otro hito formativo fue nuestro curso de **"Actuario Distribuidor de Seguros Nivel 1"**, acreditado por la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, que amplía el campo de actuación de la profesión en el ámbito de la distribución aseguradora, en la dirección de entidades aseguradoras, y en ante la delgada línea que separa la identificación de riesgos de su transferencia al cliente.

Pero no terminamos ahí la labor por mejorar la cualificación profesional y la búsqueda de más oportunidades de crecimiento profesional. El pasado mes de abril celebramos la primera Jornada de **Buen Gobierno Corporativo**, con la que promovemos la mejora de la gobernanza empresarial, un ámbito en el que la perspectiva actuarial tiene mucho que aportar, con la implantación del **Diploma Ejecutivo en Buen Gobierno**.

Las certificaciones "IAE Certified Data Science Actuary", CPD, "Actuario Distribuidor de Seguros Nivel 1", "Certified Enterprise Risk Actuary CERA" o el Diploma Ejecutivo en Buen Gobierno son pequeños hitos, con un inmenso trabajo detrás, y que, sumados, definen una profesión y a una corporación colegial en constante evolución.

En marzo recibimos una noticia que nos llenó de orgullo: la revista **Anales del Instituto de Actuarios Españoles** obtuvo, tras lograr revalidar el **Sello de Calidad FECYT**, la calificación **Diamante** de la FECYT. Este reconocimiento que otorga la Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología, y que nos dan también otras instituciones científicas de todo el mundo al reconocer la mejora de la calidad de nuestra investigación científica, es el reflejo del trabajo serio y sostenido de quienes contribuimos a esta publicación, y un estímulo para seguir elevando el nivel de nuestra producción científica.

Con algo de retraso respecto al plazo inicial, arrancó formalmente el primer **programa de Mentoring** del Instituto para **jóvenes actuarios**, una iniciativa con la que queremos tender puentes entre la experiencia acumulada de los profesionales más veteranos y las inquietudes de quienes se están abriendo camino en la profesión. Por este motivo incorporamos al programa a la **Asociación de Profesionales Seniors del Seguro** (APSS), que complementaban con otros perfiles no actuariales las distintas funciones y responsabilidades de nuestro sector.

En el ámbito regulatorio, hemos contribuido con nuestra opinión a diversas iniciativas legislativas sectoriales, pero especial mención quiero hacer del Proyecto de **Real Decreto de Homologaciones**. La profesión de Actuario de Seguros es una **profesión regulada**, con su **título habilitante** (Máster Universitario en Ciencias Actuariales y Financieras), pero que aún no ha sido formalmente reconocido por el ministerio de Universidades. Nos dieron la razón en el anterior RD de 2022, pero seguimos esperando, y hemos vuelto a reclamar lo que es de justicia, y de Ley.

En otros servicios, os recordamos que desde el 1 de enero de 2026 todos los colegiados, a partir de su quinto año de antigüedad, están cubiertos con una **Póliza de Responsabilidad Civil Profesional**, cuyas coberturas se pueden ampliar. También hemos suscrito un Convenio con **Sabadell Profesional**, gracias a nuestra pertenencia a **Unión Profesional**, del que os podréis beneficiar y sobre lo que os daremos más información en breve.

Confío en que conocieseis toda esta actividad. De no ser así, os sugiero que mantengáis actualizados vuestros datos y que sigáis nuestro LinkedIn. Y a los que sí lo conocíais, os agradezco que contéis a vuestros colegas actuarios todo lo que estamos haciendo por la profesión desde el Instituto, porque la forma de mantener viva esta profesión es desde la unión profesional. **Gracias a todos, una vez más. ●**

# Energía en tiempos de incertidumbre

**Cristina Rivero** // *Directora general del Club Español de la Energía (Enerclub)*

Nos encontramos sin duda en un momento de máxima complejidad, con un entorno geopolítico incierto e inestable, en el que los desafíos de seguridad, ambientales, económicos y sociales no dejan de crecer. Para Europa se trata de un periodo particularmente exigente: debe afrontar todos estos retos con urgencia, y la energía se sitúa en el centro de muchas de las respuestas posibles.

En este contexto, reflexionar sobre el papel de la energía es crucial. De la capacidad de Europa para garantizar un suministro seguro, competitivo y sostenible dependerán en buena medida nuestra prosperidad económica, autonomía estratégica y el liderazgo climático en las próximas décadas.

**Europa debe analizar cuestiones clave: cómo garantizar energía asequible en un mundo más polarizado; cómo mantener su liderazgo climático con un sistema multilateral debilitado; o cómo reforzar su posición global en el escenario internacional actual y futuro**

Hoy en día, los principales riesgos globales combinan confrontación geoeconómica, conflictos armados, fenómenos meteorológicos extremos, polarización social y desinformación. Se trata de desafíos complejos que solo pueden abordarse mediante diálogo y cooperación, pero nos enfrentamos a un entorno internacional fragmentado, en el que las instituciones multilaterales, en la base de la actuación y principios europeos, muestran

mayores dificultades para coordinar respuestas globales.

A las tensiones geopolíticas, comerciales y tecnológicas se suman, además, otras transformaciones profundas, como la acelerada revolución de la inteligencia artificial, que, en conjunto, han convertido la incertidumbre y la inestabilidad en una nueva normalidad.

El sector energético es uno de los ámbitos donde estas tensiones se manifiestan con mayor claridad, pero existen algunas tendencias estructurales que conviene tener presentes. La demanda energética mundial sigue creciendo y se mantiene un fuerte dinamismo inversor en tecnologías limpias. Al mismo tiempo, los riesgos para la seguridad energética se multiplican sumando nuevas vulnerabilidades como la seguridad de los sistemas energéticos o la dependencia de minerales críticos fuertemente concentrados en unos pocos países. Además, la evidencia científica continúa mostrando con contundencia los riesgos asociados al cambio climático con una mayor frecuencia de los eventos meteorológicos extremos, lo que exige sistemas energéticos cada vez más resilientes y refuerza la necesidad de avanzar en la transición energética.

En este contexto, Europa trata de avanzar en un nuevo enfoque impulsado por la Comisión Europea, equilibrando sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad, equilibrio que venía reclamando el sector energético durante años. La agenda europea ha incorporado con mayor claridad cuestiones como la competitividad industrial, la autonomía estratégica o la seguridad de suministro, sin abandonar el compromiso con la descarbonización a través de iniciativas como el Pacto Industrial Limpio, la Brújula de la Competitividad o los planes de inversión en transporte sostenible y redes energéticas. Son pasos importantes, pero los desafíos siguen siendo considerables.

Europa debe analizar cuestiones clave: cómo garantizar energía asequible en un mundo más polarizado; cómo mantener su liderazgo climático con un sistema multilateral debilitado; o cómo reforzar su posición global en el escenario internacional actual y futuro. El diagnóstico está bastante claro y bien

reflejado en informes ampliamente citados como los de Enrico Letta o Mario Draghi, pero el reto ahora es acelerar la implementación: aplicar con mayor agilidad las normas existentes y profundizar en la integración del Mercado Único, reforzando la coordinación entre instituciones, gobiernos e industria.

En este contexto, España cuenta con una posición particularmente favorable, consolidada como un actor energético relevante, con abundantes recursos renovables y un sistema que ha avanzado con rapidez en la transición energética. Convertir esta ventaja energética en una ventaja industrial, económica y social exige abordar algunos retos con urgencia. Es fundamental fortalecer las infraestructuras energéticas, aprovechando de forma eficiente las existentes y, al mismo tiempo, impulsando nuevas inversiones en redes más modernas, digitales y flexibles. Igualmente, es necesario seguir avanzando en ámbitos estratégicos como el almacenamiento energético, el desarrollo de nuevos vectores como el hidrógeno o los gases renovables, y una gestión más activa de la demanda de la mano de

una estrategia industrial que impulse la adopción de tecnologías limpias y esté coordinada con políticas comerciales, fiscales, energéticas, ambientales, digitales o de seguridad, para poder abordar desafíos comunes como la reducción de costes, la descarbonización o la atracción de nuevas cadenas de valor.

Finalmente, será imprescindible eliminar cuellos de botella que ralentizan las inversiones. Simplificar trámites administrativos, reducir barreras regulatorias y mejorar la aceptación social de los proyectos energéticos son condiciones clave para acelerar la transición. Todo ello requiere un marco regulatorio estable, coherente y predecible que incentive la inversión y evite que el capital busque oportunidades en otros mercados.

La sociedad debe percibir con claridad los beneficios económicos, sociales y territoriales que conlleva esta transformación. Solo así será posible consolidar un proceso que, más que una obligación, debería representar una oportunidad de desarrollo para Europa y para España. ●

Foto: iStock.com/1971yes



# Energía segura y sostenible: gestionando los riesgos del futuro

**Marina Serrano**

*Presidenta de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC)*

La transición energética europea se encuentra en un punto decisivo. La electrificación de la economía, la integración masiva de energías renovables y la creciente complejidad geopolítica plantean desafíos inéditos, pero también ofrecen oportunidades para consolidar un sistema energético más seguro, eficiente y sostenible. Gestionar adecuadamente los riesgos es la clave para garantizar un suministro barato, estable y de calidad para empresas y consumidores, al tiempo que se impulsa la autonomía estratégica del país.

**La electrificación de la economía, la integración masiva de energías renovables y la creciente complejidad geopolítica plantean desafíos inéditos, pero también ofrecen oportunidades para consolidar un sistema energético más seguro, eficiente y sostenible**

El primer riesgo al que nos enfrentamos tiene un origen externo: los conflictos geopolíticos y la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. Situaciones como la tensión en Irán o los incrementos recientes en el precio del gas natural generan incertidumbre sobre el suministro y elevan los costes de energía, con impactos directos en la competitividad de empresas y hogares. La solución estratégica pasa por apostar decididamente por la generación renovable y por la diversificación energética. Este camino no solo contribuye a la descarbonización,

sino que también refuerza la autonomía del sistema, reduciendo la dependencia de combustibles internacionales y la exposición a riesgos externos. La transición hacia fuentes limpias es, por tanto, un mecanismo de resiliencia frente a la inestabilidad global.

El segundo riesgo se centra en la propia naturaleza de las energías renovables. Tecnologías como la solar y la eólica presentan características de generación variable que, si no se gestionan adecuadamente, pueden generar vertidos de energía y limitar el aprovechamiento de estas fuentes. Además, para que su integración masiva sea robusta, es necesario que estas tecnologías puedan aportar servicios de control de tensión y estabilidad al sistema. La solución pasa por combinar el **almacenamiento energético** con la mejora tecnológica de las renovables, de manera que puedan entregar energía cuando se necesita y contribuir al equilibrio del sistema. Esta estrategia permite maximizar el valor de la energía limpia, minimizar pérdidas y garantizar un sistema eléctrico más eficiente y resiliente.

El tercer riesgo tiene que ver con la capacidad y planificación de las redes eléctricas. Durante años, el desarrollo de infraestructuras ha quedado rezagado frente al crecimiento de la generación y la electrificación de la demanda. La falta de planificación y de inversión ordenada puede bloquear la conexión de nuevos proyectos y frenar la expansión de la electrificación. Para mitigarlo, es imprescindible una planificación estratégica que combine inversiones en redes, mecanismos regulatorios ágiles —los denominados “fast tracks”— y el desarrollo de sitios de acceso y conexión bajo criterios claros como el “first ready, first served”. De este modo, se garantiza que los recursos se asignan de forma eficiente, se reducen retrasos y se impulsa la integración de nuevas tecnologías y proyectos de electrificación.

El cuarto riesgo está relacionado con la electrificación de la demanda y los incentivos para su adopción. Edificios, industria y movilidad eléctrica solo pueden prosperar si los consumidores perciben beneficios claros en el precio de la energía. Sin embargo, componentes de la factura que no



Foto: iStock.com/nazar\_ab

corresponden al suministro (como ciertos costes asociados a operación reforzada u otros elementos no ligados al consumo real) distorsionan la señal económica y pueden desincentivar la electrificación. La solución requiere revisar la fiscalidad y los componentes tarifarios, eliminando aquellos que no corresponden al suministro y trasladando plenamente los beneficios de la electrificación a los consumidores. Este enfoque refuerza la eficiencia económica del sistema y fomenta un uso creciente de la energía eléctrica como vector central de la transición energética.

En conjunto, estos cuatro riesgos evidencian que la transición energética es un reto estratégico que requiere coordinación, inversión y visión a largo plazo. Apostar por renovables y almacenamiento, acelerar el despliegue de redes bajo criterios de planificación y transparencia, y garantizar que los consumidores reciban los beneficios de la electrificación, son medidas complementarias que permiten transformar la volatilidad y los desafíos en oportunidades de crecimiento y autonomía.

La buena noticia es que contamos con las herramientas necesarias para gestionar estos riesgos. La combinación de innovación tecnológica, inversión en infraestructura, desarrollo normativo y políticas fiscales eficientes puede garantizar que la transición energética no solo sea sostenible, sino también segura, competitiva y resiliente. La

electricidad limpia y asequible no es un objetivo futuro: es un proyecto que se construye hoy, con decisiones estratégicas que equilibran riesgos y oportunidades.

**La combinación de innovación tecnológica, inversión en infraestructura, desarrollo normativo y políticas fiscales eficientes puede garantizar que la transición energética no solo sea sostenible, sino también segura, competitiva y resiliente**

En definitiva, el reto para España y Europa no es evitar los riesgos, sino anticiparlos y gestionarlos con visión estratégica, de manera que la transición energética sea una palanca de estabilidad, crecimiento y autonomía. Solo así podremos garantizar que el suministro energético siga siendo barato, estable y de calidad, incluso en un contexto global cada vez más complejo. ●

# Rising Risks in an Evolving Global Energy Landscape

**Laura Cozzi** // Director, Sustainability, Technology and Outlooks, International Energy Agency

**Alex Martinos** // Energy Analyst, International Energy Agency

The global energy landscape is in flux. As the latest World Energy Outlook (WEO)<sup>1</sup> from the International Energy Agency (IEA) highlights, energy risks are rising. Energy lies at the heart of many of today's geopolitical tensions, a reality that events in recent months have only served to underscore. Threats to supplies of traditional fuels have come into sharp focus. These risks are accompanied by new, emerging vulnerabilities – from tighter controls on critical minerals to growing risks to electricity supplies.

**As economies expand and populations and incomes grow, the need for energy services increases, with rising demand for mobility, heating, cooling and other uses**

The contours of the world's energy system are evolving too, with changes including shifts in the geography of global energy demand. Electricity is increasingly the backbone of all modern economies, bringing new opportunities and new challenges. Renewables continue to outpace other energy sources, led by the rapid growth of solar

photovoltaics (PV). Other fuels may face divergent futures: electric vehicle (EV) deployment looks set to determine the outlook for road oil use, the largest oil consuming sector, while future liquefied natural gas (LNG) supply growth has the potential to re-shape the global gas trade. And, even as climate risks intensify, momentum behind emission reduction efforts has faltered.

To help navigate this shifting, uncertain outlook, the latest WEO presents an updated set of scenarios – none of which is a forecast. The Current Policies Scenario (CPS) reflects only policies already in place, with a cautious view on the pace of new energy technology deployment. The Stated Policies Scenario (STEPS) considers a broader range of policies, including those put forward but not yet adopted, alongside a faster pace of technology adoption. And an updated Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE) maps a pathway to reduce global energy-related carbon dioxide emissions to net zero by 2050.

In all these scenarios, the world's thirst for energy grows. As economies expand and populations and incomes grow, the need for energy services increases, with rising demand for mobility, heating, cooling and other uses. But the geography of that demand is evolving. While China contributed more than half of global energy demand growth since 2000, a larger share of future increases will come from India, Southeast Asia, and other emerging economies.

## The new age of electricity

Central to the outlook is the rise of electricity. Demand for electricity grows much faster than overall energy use in all WEO scenarios. Appliances and air conditioners drive this growth, along with advanced manufacturing, electric mobility, data centres, and electrified heating. Rising incomes and temperatures underpin surging air conditioning demand, putting strain on grids, with growth led by expanding needs in emerging economies. Electricity networks are also being stretched by fast-growing demand for electricity for data centres and artificial

<sup>1</sup> International Energy Agency (2025), World Energy Outlook 2025. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>

intelligence, particularly in tightly concentrated clusters in the US.

Not all regions are sharing in these advances, with significant gaps remaining. Around 730 million people still lack access to electricity, while nearly 2 billion rely on polluting cooking methods. Parts of Asia have seen rapid progress in improving access, but the pace elsewhere has lagged, most notably in sub-Saharan Africa.

Renewables have been the fastest growing energy source this century, in 2024 setting new deployment records for the 23<sup>rd</sup> year running. This trend continues: renewables grow faster than any other major energy source across all *WEO* scenarios. Solar PV is central to this growth, remaining the fastest growing electricity source in the world in all scenarios. Supporting this, most energy consumption growth by 2035 occurs in regions with high solar potential. Wind, hydropower, bioenergy, geothermal and other technologies are also set to grow. And across scenarios, nuclear energy sees a revival in investment in both traditional large-scale plants and new designs, including small modular reactors.

### The changing nature of energy security

As the world's energy landscape changes, so energy security challenges are evolving too. The IEA has long played a central role in global energy security efforts, helping to anticipate, avoid and manage energy disruptions. This role was illustrated in March 2026 when, amid severe market disruptions from conflict in the Middle East, IEA Member countries agreed to carry out the largest ever oil stock release<sup>2</sup>. The Agency's focus has expanded to include first natural gas – as seen in the response to the supply shock caused by Russia's invasion of Ukraine in 2022 – and now a wider range of critical energy-related risks.

Newer energy security concerns have risen fast up the agenda, most notably with acute vulnerabilities in critical mineral supplies. The key risk is high market concentration: one country, China, holds an average 70% market share in 19 of

20 strategic minerals. Over half of these minerals currently face export controls, and risks have been underscored by China's latest restrictions on rare earth elements and battery components and technologies. Geographical concentration, which magnifies exposure to geopolitical shocks, is only projected to decline slowly, so determined action is required to enhance preparedness and diversify supply chains. At the IEA's Ministerial Meeting in February 2026, member governments agreed to expand the Agency's role monitoring critical minerals markets, coordinating responses to supply disruptions and enhancing multilateral collaboration<sup>3</sup>.

Another growing priority is ensuring the security of supplies of electricity, now increasingly central to all modern economies. This includes rising concerns over weather-related risks, cyberattacks and other activity targeting vital electricity infrastructure. Building new, flexible grids and storage is essential for electricity security, but current progress is often slow. At February's IEA Ministerial Meeting, many ministers highlighted the importance of cooperation, preparedness, and ensuring sufficient investments<sup>4</sup>.

### Diverging pathways for energy markets

Growing LNG capacity has already reshaped global gas flows: LNG overtook large-scale pipelines in 2023 as the leading way of trading gas over long distances. The rise of LNG is upending established trade patterns, opening new markets, and helping bolster energy security. However, events in 2026 have also highlighted the risks to some LNG supplies. By 2030, 300 billion cubic metres of new export capacity is projected to come onstream – led by rapid expansion in the United States. This growth, if achieved, could increase global LNG supply by 50% by the end of the decade. Natural gas demand has been revised up in the STEPS, but questions remain about where new LNG will go, creating the potential for oversupplied markets in 2030, with implications for exporters and for prices.

<sup>2</sup> International Energy Agency (2026), IEA Member countries to carry out largest ever oil stock release amid market disruptions from Middle East conflict. <https://www.iea.org/news/iea-member-countries-to-carry-out-largest-ever-oil-stock-release-amid-market-disruptions-from-middle-east-conflict>

<sup>3</sup> International Energy Agency (2026), 2026 IEA Ministerial Declaration Supporting the IEA's Work on Critical Minerals Security. <https://www.iea.org/news/2026-iea-ministerial-declaration-supporting-the-iea-s-work-on-critical-minerals-security>

<sup>4</sup> International Energy Agency (2026), 2026 IEA Ministerial Chair's Summary, <https://www.iea.org/news/2026-iea-ministerial-chair-s-summary>

Oil markets may, in the medium term, be approaching a crossroads, as EV adoption increasingly shapes the demand outlook. Sales of EVs were on track to surpass 25% of new car sales globally in 2025, led by rapid adoption in China. In the STEPS, while EV growth projections in advanced economies have been revised down, the share of EVs in new car sales exceeds 50% globally by 2035, and oil demand levels off around 2030. In the CPS, slower, more geographically limited EV uptake supports rising oil demand out to 2050.

Oil markets looked well supplied at the start of 2026, thanks to strong Western Hemisphere production and muted demand growth. This could change, especially in the CPS where underlying declines at existing fields and continued consumption growth result in a need for significant new investment in supply. In all scenarios, the Middle East sees its share of global production rise steadily to 2050 – highlighting potential ongoing risks of supply disruptions.

### Navigating a changing landscape

The world's energy landscape – shaped by heightened geopolitical rivalries and accelerating technological change – is growing more complex and fragmented. Events in 2026 so far highlight that risks to secure energy supplies cannot be ignored, while also underscoring the international

and interconnected nature of many critical energy flows. And while countries increasingly prioritise energy security and affordability, they are reaching for different levers to achieve these. Some, including many fuel-importing countries, lean towards renewables and efficiency; others focus more on traditional fuels.

2024 was the hottest year on record, and global temperatures could rise by almost 3 °C in 2100 in the CPS, and 2.5 °C in the STEPS. Even in the NZE Scenario, 1.5 °C looks likely to be surpassed by 2030, lasting for several decades, making it essential for new energy infrastructure projects to have resilience built in. Despite rising climate hazards such as the increasing frequency or intensity of extreme weather events, momentum behind national and international efforts to reduce emissions has waned. Yet avoiding the worst risks from climate change remains possible: key technologies see continued strong momentum, and the options to cut emissions are well known.

As they seek to navigate this changing landscape, policy makers need to approach urgent energy security challenges with the same spirit and focus that governments showed when they created the IEA after the 1973 oil shock. Their responses must also consider the synergies and trade-offs with other policy goals, on affordability, access, competitiveness and climate change. For policy makers seeking to strike the right balance, the *WEO* scenarios cannot provide all the answers. But they can help illuminate choices – and their consequences – on the road ahead. ●

Foto: iStock.com/peterschreiber.media



# Las cuentas medioambientales y la cuenta de los flujos físicos de la energía

*“La energía no se crea ni se destruye, solo se transforma”.* **Albert Einstein**

**Ana Luisa Solera Carnicero** // Instituto Nacional de Estadística (INE)

**Jesús Lobo Velasco** // Instituto Nacional de Estadística (INE)

**La Cuenta de los Flujos Físicos de la Energía es un instrumento contable que proporciona una visión completa, coherente y flexible de los procesos de extracción, producción, transformación y consumo en términos físicos de la energía de una economía. En combinación con el sistema de cuentas económicas permite la monitorización sistemática y el análisis de múltiples aspectos, como la presión sobre los recursos, la producción, el uso, la eficiencia o el impacto sobre la economía y el medioambiente.**

## Presentación de las cuentas medioambientales

A finales de los años ochenta del pasado siglo, se percibió que la contabilidad económica tradicional y los indicadores basados en ella no eran suficientes para medir la presión que la economía y el ser humano ejercen sobre el medioambiente y viceversa. La necesidad de tomar decisiones adecuadas en ámbitos tan relevantes como la reducción de la contaminación, la recogida y tratamiento de los residuos generados, la disponibilidad y el uso de recursos naturales escasos como es el agua o la energía, las inversiones medioambientales que realizan las empresas, han ocasionado en los últimos años un crecimiento exponencial de la demanda de más y mejores estadísticas en el ámbito medioambiental. De hecho, la mayoría de los organismos internacionales han venido destinando importantes recursos a la elaboración de metodologías que permitan disponer de indicadores comparables.

En este contexto, Naciones Unidas, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y la Oficina de Estadística de la Unión Europea (Eurostat) han trabajado de forma coordinada para impulsar el desarrollo de indicadores relevan-

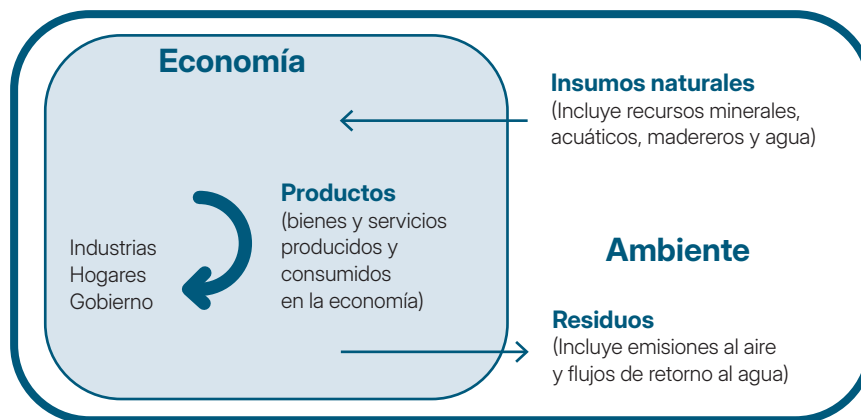
tes a escala internacional. A modo de ejemplo en 2015, los 193 Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron 17 Objetivos como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible entre los que se encuentra *ODS 7. Energía asequible y no contaminante*. Por su parte, la UE ha establecido como objetivo prioritario la política energética para asegurar la competitividad y la seguridad europea, así como lograr la neutralidad climática en 2050.

El Instituto Nacional de Estadística (INE) no ha sido ajeno a este importante incremento de la demanda de estadísticas y cuentas medioambientales. Actualmente, el INE elabora anualmente cuentas de emisiones a la atmósfera, de impuestos ambientales, de flujos de materiales, de flujos físicos de energía, de gasto en protección ambiental, del sector de bienes y servicios, de subvenciones ambientales y transferencias similares y de residuos, además de continuar trabajando en coordinación con el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD) para ampliar la contabilidad ambiental y abarcar los bosques y los ecosistemas. Adicionalmente, dispone de estadísticas sobre generación y tratamiento de residuos, agua y gasto en protección ambiental.

El marco central del Sistema de Contabilidad Ambiental y Económica (SCAE) es la referencia conceptual fundamental de Naciones Unidas para el desarrollo de las cuentas medioambientales. Una de las características que definen al SCAE es la fuerte presencia de datos físicos junto con los datos monetarios coherentes entre sí. Esto ofrece ventajas, no solo por la facilidad de encontrar la información en un solo sistema, sino a la hora de realizar análisis de las interacciones entre la economía y el medioambiente, o para calcular indicadores combinados, como por ejemplo el indicador de desacoplamiento que establece la relación entre el uso de recursos y el crecimiento del Producto Interior Bruto de un país.

El SCAE, utilizando los conceptos contables, las estructuras, las normas y los principios del Sistema de Cuentas Nacionales (SCN), se centra en la medición de flujos físicos, activos ambientales y activos relacionados con el medioambiente.

**Figura 1.** Sistema de Contabilidad Ambiental y Económica (SCAE)



Como se observa en la Figura 1, en el caso de los flujos físicos, el Sistema permite medir los insumos naturales (flujos del ambiente a la economía), los productos (flujos producidos dentro de la economía) y los residuos (flujos de la economía hacia el ambiente). Los flujos físicos se registran utilizando el esquema de tablas de oferta y uso, que se constituyen como tablas satélites de las tablas de origen y destino monetarias del SCN.

Para los países de la Unión Europea (UE), las cuentas ambientales se establecen en el Reglamento (UE) 691/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a las cuentas económicas europeas medioambientales<sup>1</sup>. El Reglamento establece un marco jurídico para una recopilación armonizada de datos comparables de todos los Estados Miembros de la UE.

### La Cuenta de los Flujos Físicos de la Energía: principales características

La cuenta de los flujos físicos de la energía (CFFE) registra los datos relativos a la energía de las actividades económicas y los hogares de las economías nacionales. La cuenta tiene los mismos límites conceptuales que el Sistema Europeo de Cuentas (SEC), el cual se basa también en el principio de residencia. Registra los flujos de energía generados por las actividades de las unidades residentes, con independencia de la localización geográfica donde se generan estos flujos.

Permite contestar a preguntas como: ¿cuánta energía se ofertó y usó para sustentar la oferta y demanda global de la economía en determinado período?; ¿qué actividades son más intensivas o productivas con la energía?; ¿qué recursos energéticos estamos extrayendo del ambiente o cuánta reutilizando?; ¿estamos mejorando nuestra eficiencia o cada vez se requiere más energía para el mismo producto?

Es importante señalar que la elaboración de la CFFE se basa en la ley de conservación de la energía, la cual establece que la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma. Incorpora el medioambiente como un sector más y representa el origen de los flujos de recursos energéticos y el destino de los residuos energéticos. Con el fin de permitir la integración y comparación entre los valores de los flujos energéticos que pueden estar expresados en diferentes unidades de masa, volumen o energía, todas las magnitudes de la cuenta son transformadas y expresadas en Terajulios (TJ).

### Interrelación de la CFFE y las Estadísticas Energéticas: ajustes de residencia

Las Estadísticas Energéticas son la principal fuente de información para la elaboración de la CFFE. El Reglamento (CE) Nº 1099/2008, relativo a las estadísticas sobre energía estableció un marco común en la Unión Europea para la elaboración, transmisión, evaluación y difusión. En España son confeccionadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) usando encuestas específicas al sector de la energía, estadísticas empresariales y de comercio internacional.

<sup>1</sup> EUR-Lex - 02011R0691-20260101 - EN - EUR-Lex

Por convenio y a diferencia de la CFFE, para su elaboración, se sigue el principio de territorialidad, es decir, las Estadísticas Energéticas recopilan información sobre la energía producida y usada en el territorio nacional dado (definido por unas fronteras administrativas), tanto por las unidades residentes como por las no residentes por lo que es necesario realizar ajustes en las ramas de la pesca y transporte terrestre, marítimo y aéreo a través de unas tablas puente, garantizando la coherencia y comparabilidad entre ambas fuentes de información.

### Estructura y tablas

Una de las ventajas de la CFFE es que integra en un único instrumento contable los flujos tanto de extracción, producción, transformación, acumulación y consumo para los diferentes recursos naturales, productos primarios y secundarios y residuos en una misma unidad de energía (Terajulio).

Estos flujos físicos de energía están conformados respectivamente por tres categorías de materiales: los *recursos naturales energéticos*, que son extraídos del medioambiente para ser usados en los procesos económicos; los *productos energéticos*, que resultan del proceso de producción llevado a cabo por las unidades de actividad económica; y los *residuos energéticos* (sólidos, líquidos o gaseosos) que son descargados, vertidos o emitidos al medioambiente. En la práctica, esto se ha materializado en una lista de 31 productos energéticos:

- >> *Recursos energéticos naturales* (del medioambiente al sistema económico): siete flujos de la extracción de la naturaleza como gas natural, petróleo, madera o fuentes renovables (eólica, solar, hidráulica...)
- >> *Productos energéticos* (dentro del sistema económico): veinte categorías de productos que pueden utilizarse por las actividades económicas y los hogares, por ejemplo, serían electricidad, hulla, gasolina, diésel, biomasa o biocombustibles.

- >> *Residuos energéticos* (del sistema económico y los hogares al medioambiente): Cuatro categorías para representar las pérdidas, el uso final de la energía o la energía contenida en residuos renovables o no renovables.

Adicionalmente en estos flujos físicos se pueden identificar cinco tipos de unidades contables, tanto en su origen (suministro) como en su destino (uso): *Ramas de actividad económica*, *Hogares como consumidores finales*, *Acumulación* (variación de stocks de productos y de residuos en el ámbito del sistema económico), *Resto del mundo* (exportaciones e importaciones) y *Medio ambiente*.

La representación de los flujos a lo largo de toda la economía se realiza a través de cinco tablas que se detallan a continuación:

- >> Tabla A. Suministro de flujos de energía.
- >> Tabla B. Uso de flujos de energía.
- >> Tabla C. Flujos energéticos más relevantes para las emisiones.
- >> Tabla D. Vectores de indicadores energéticos clave.
- >> Tabla E. Tabla puente.

Las dos primeras constituyen el núcleo central de la cuenta (A y B), mientras que las tres restantes son tablas auxiliares que sirven tanto para visualizar los ajustes de residencia como para calcular las magnitudes e indicadores derivados de la cuenta.

Las tablas A y B tienen el mismo formato matricial, y siguen el diseño de las tablas origen/ destino del marco *input-output* registradas en el SEC. En filas figuran los flujos de materiales energéticos y en columnas las diferentes unidades contables. El desglose estadístico de las unidades económicas se ha establecido en 64 ramas de actividad económica, divisiones a dos dígitos de la *Clasificación Nacional de Actividades Económicas CNAE-2009*. La intersección de las columnas con las filas conforma las submatrices que asocian los flujos de productos a un suministrador o usuario dado.

	Ramas de actividad económica	Hogares	Acumulación	Resto del mundo	Medio ambiente	Total
Recursos naturales						
Productos						
Residuos						

La metodología de la cuenta establece una serie de convenios contables, algunos de los más relevantes son: el *medio ambiente* es el único que puede suministrar *recursos naturales* pero no suministra ni usa *productos energéticos*, además solo registra como *residuos* las pérdidas de energía; la transformación de flujos de energía solo puede ser llevado a cabo por las *ramas de actividad económica*; las actividades económicas que los *hogares* llevan a cabo, se asignarán a la *rama de actividad económica* que corresponda y no a los hogares.

Y al igual que en las Tablas de origen y destino monetarias, en las CFFE, se cumplen identidades contables, como, por ejemplo:

- >> La cantidad total de productos suministrada (producción + importaciones) debe ser igual a la usada (consumos intermedios + uso final de los hogares + exportaciones)

$$\text{Producción} + \text{Importaciones} = \text{Consumos intermedios} + \text{Uso final} + \text{Exportaciones}$$

- >> Los flujos de materiales energéticos que entran en el sistema económico deben ser iguales a los recursos naturales extraídos del medio ambiente más el balance neto de existencias (importaciones – exportaciones)

$$\text{Consumo nacional} = \text{Recursos naturales nacionales} + \text{Importaciones} - \text{Exportaciones}$$

### Elaboración de la CFFE e Indicadores derivados de la cuenta

Para la elaboración de la cuenta es necesario integrar la información de las diferentes fuentes de

información, transformarla en la unidad común de energía (TJ), ajustar el principio de territorialidad al de residencia y la asignación de la información a las diferentes unidades contables.

Para realizar estas estimaciones, además de la fuente principal (Estadísticas Energéticas) es necesario información estadística auxiliar, como datos de origen administrativo sobre parque de vehículos, estadísticas de transporte marítimo y aéreo, kilómetros recorridos por vehículos nacionales y extranjeros, encuestas de consumos energéticos, tablas origen – destino del SCN, etc.

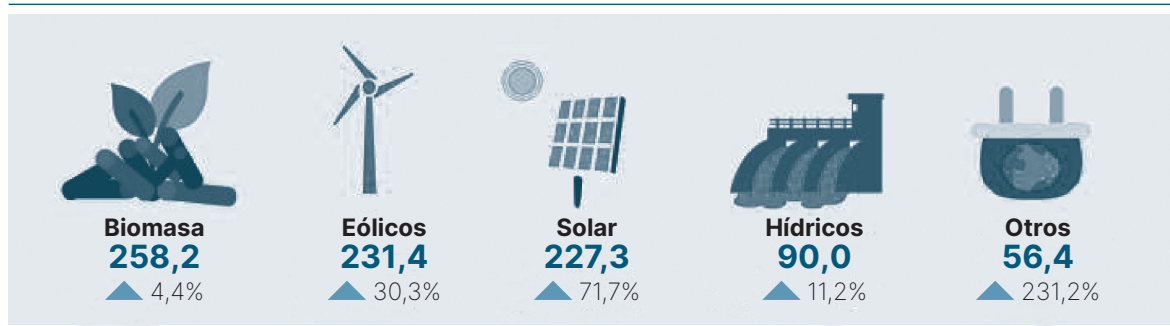
Una vez llevadas a cabo estas estimaciones el contable estadístico procederá a desglosar la información según el formato de las tablas A y B, por *Ramas de actividad económica* de la CNAE y determinar cuáles de esos flujos energéticos son relevantes para las emisiones a la atmósfera (tabla C).

La CFFE presenta una serie de indicadores principales (tabla D) derivados de las tablas anteriores, que si bien tienen un carácter complementario resultan muy útiles para seguimiento de ciertos aspectos como la extracción de recursos, producción, consumos intermedios, uso neto de energía, input-output energético total para cada rama de actividad o la economía en su conjunto.

### Principales resultados. Año 2023

La economía española ofertó en 2023 un total de 17.863,3 miles de Terajulios (TJ), de los cuales 1.478,8 miles de TJ fueron *recursos naturales nacionales* (conjunto de energía que entra del medio ambiente en la economía), 11.458,7 miles de TJ *productos energéticos* (los que circulan dentro de la economía) y 4.925,8 miles de TJ *residuos* (energía que se retorna al medio ambiente).

Figura 2. Recursos naturales nacionales renovables. Miles de Terajulios



Fuente: INE.

De los *recursos naturales nacionales* extraídos el 58,3% fueron renovables. Los principales fueron la biomasa (258,2 miles de TJ), la eólica (231,4 miles de TJ) y la solar (227,3 miles de TJ). Desde 2015 destaca la energía solar como fuente renovable que ha sufrido un crecimiento significativo (un 71,7%, de los cuales un 26,3% fueron en 2023).

Los principales *productos energéticos* de la economía fueron petróleo (2.632,6 miles de TJ), gas natural (1.286,5 miles de TJ) y la energía eléctrica (1.069,9 miles de TJ).

Las importaciones alcanzaron los 5.148,8 miles de TJ y las exportaciones 1.956,7 miles de TJ, lo que supone un balance comercial físico de 3.192,1 miles de TJ de entrada de energía en la economía con respecto al resto del mundo.

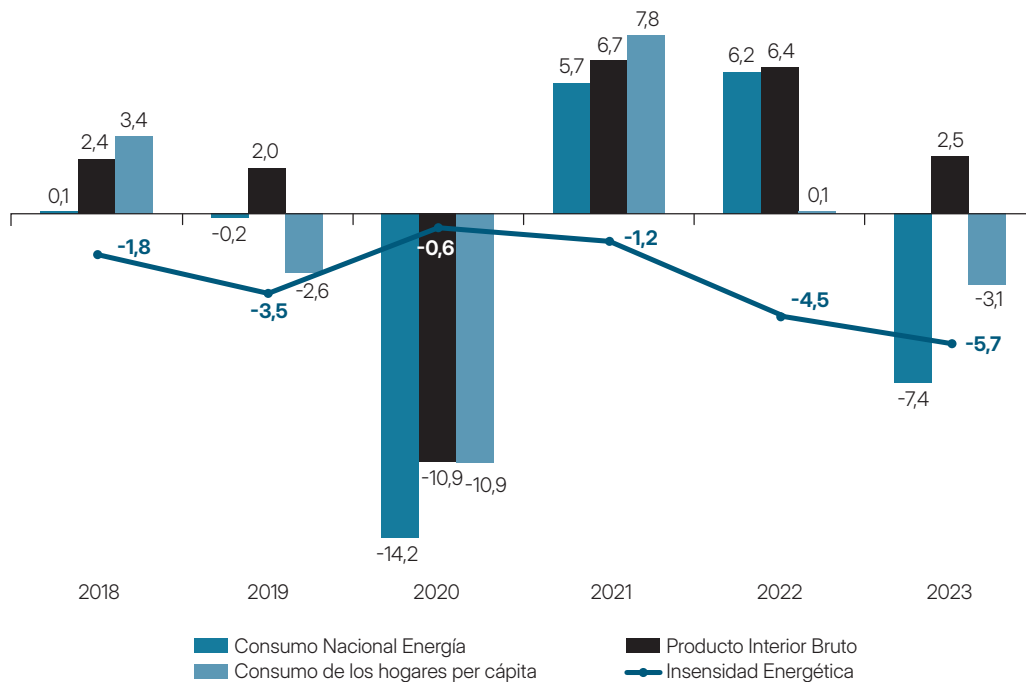
Si ponemos en relación los datos de la CFFE con macromagnitudes económicas, podremos conocer que la evolución de la intensidad energética —o uso interior neto de energía por unidad de Producto Interior Bruto (PIB)— alcanzó los 3,7 Terajulios (TJ) por millón de euros, con una disminución del 5,7% respecto al año anterior, lo que indica una mejora de la eficiencia energética. Por su parte, el consumo

Si ponemos en relación los datos de la CFFE con macromagnitudes económicas, podremos conocer que la evolución de la intensidad energética —o uso interior neto de energía por unidad de Producto Interior Bruto (PIB)— alcanzó los 3,7 Terajulios (TJ) por millón de euros, con una disminución del 5,7% respecto al año anterior, lo que indica una mejora de la eficiencia energética

de energía de los hogares per cápita se redujo un 3,1%, al situarse en 26,8 TJ por cada 1.000 habitantes.

Con respecto a quienes usaron la energía, la industria y los hogares son los que consumen más

**Figura 3.** Principales indicadores. Serie 2018-2023



Fuente: INE.

energía del total con un 26,8% cada uno, mientras que el sector *suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado* usa el 20%.

El consumo de energía de los *hogares* fue de 26,8 TJ por cada 1.000 habitantes, un 3,1% menos que en el año anterior. Por tipo de consumo, el 55,2% correspondió a *transporte*, el 29,9% a *calefacción/Refrigeración* y el 14,9% a *otros (iluminación, electrodomésticos, etc.)*.

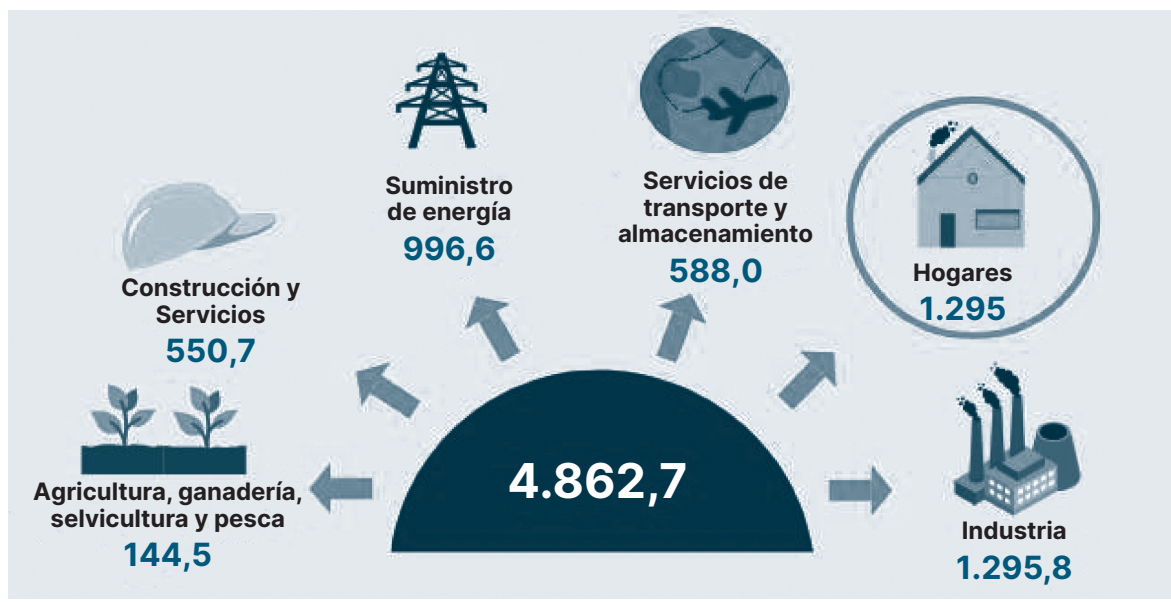
En la Figura 6, podemos observar el uso de energía de España en relación con el realizado por otros

países. España es la cuarta economía en uso interior neto de energía de la UE-27 por detrás Alemania, Francia e Italia.

### Perspectivas futuras

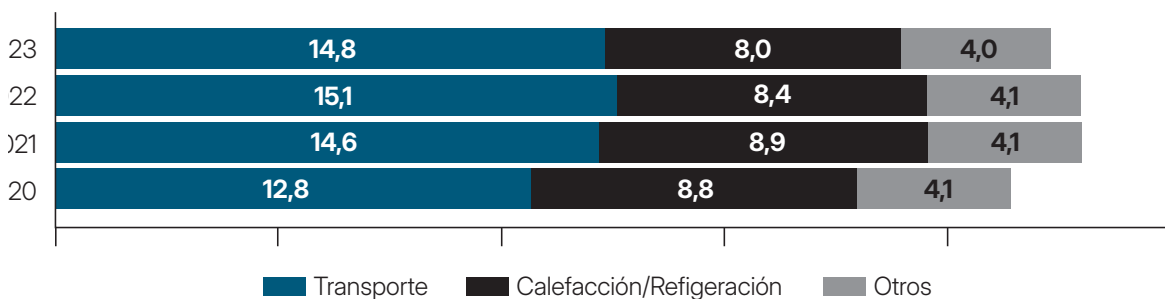
La CFFE continuará consolidándose como un instrumento estratégico para comprender la estructura y la trazabilidad de los flujos energéticos de la economía. Su capacidad para integrar, en un único

**Figura 4.** Uso interno de la energía por rama de actividad y hogares como consumidores finales. Miles de Terajulios



Fuente: INE.

**Figura 5.** Evolución del consumo de energía de los hogares, por tipo de energía. Terajulios por 1.000 habitantes



Fuente: INE.

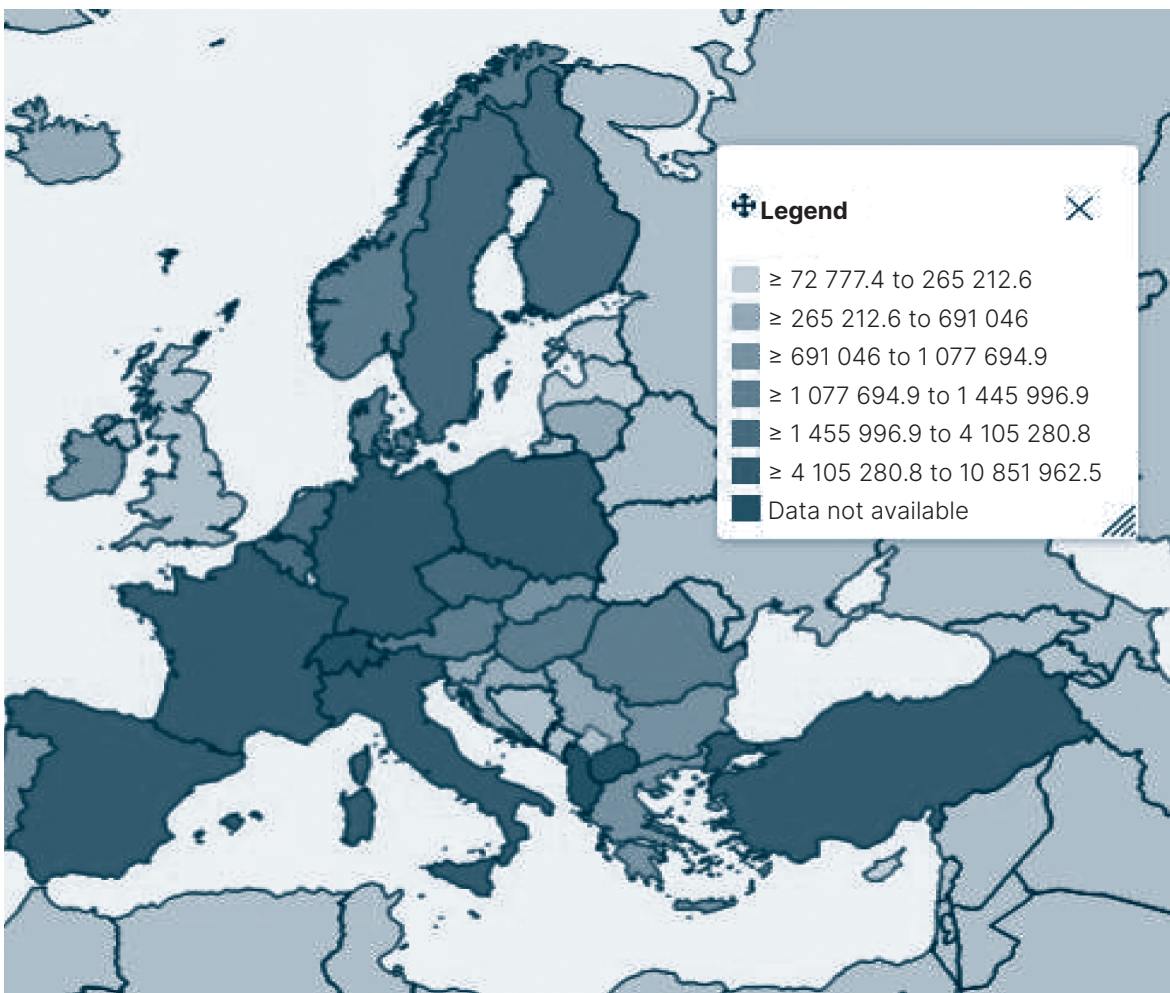
marco contable, todas las fuentes y usos de energía permite detectar tanto cambios estructurales como tendencias emergentes, y facilita la comparación con otras economías gracias a la armonización metodológica internacional.

En los próximos años, el INE seguirá reforzando esta operación estadística mediante el desarrollo de mejoras en calidad, detalle y oportunidad temporal. Entre las líneas de trabajo actualmente en marcha se encuentran la elaboración de indicadores adelantados de la cuenta, destinados a ofrecer resultados en plazos más cortos, y la ampliación del ámbito de productos energéticos, incluyendo vectores emergentes como el hidrógeno dentro del marco contable.

Asimismo, en coordinación con Eurostat, se están explorando nuevos indicadores que permitan analizar la energía desde la perspectiva del consumo final. Entre ellos destacan los indicadores tipo huella energética, que combinan flujos directos e indirectos y permiten evaluar el impacto energético asociado al consumo de bienes y servicios, independientemente de dónde fueron producidos.

En conjunto, estas mejoras permitirán que la cuenta evolucione hacia un marco aún más útil para la toma de decisiones en ámbitos como la transición energética, la eficiencia, la competitividad, la sostenibilidad o la detección de riesgos, consolidando su papel como herramienta de referencia en el análisis de las interacciones entre economía y energía. ●

**Figura 6.** Uso interno de energía por país. Miles de Terajulios



Fuente: EUROSTAT.

# El mercado eléctrico español: una breve guía

Enrique Parra // *Profesor UAH*

## 1. Por qué la electricidad es un bien económico especial

La electricidad no se parece a otros bienes de consumo. Un kilo de trigo puede almacenarse durante meses; un automóvil puede fabricarse hoy y venderse dentro de semanas; el gas puede mantenerse en depósitos. La electricidad, en cambio, debe producirse, transportarse y consumirse de forma prácticamente simultánea. Aunque existen tecnologías de almacenamiento —bombeo hidráulico, baterías o hidrógeno en determinadas configuraciones—, su volumen sigue siendo reducido en comparación con la magnitud de la demanda agregada de un sistema eléctrico nacional.

Ese rasgo físico tiene una consecuencia económica decisiva: en cada instante, la potencia generada debe igualar la potencia demandada más las pérdidas de la red. Si la generación queda por debajo del consumo, cae la frecuencia del sistema; si ocurre lo contrario, la frecuencia sube. Mantener la frecuencia en su entorno nominal es condición necesaria para la seguridad del suministro y obliga a coordinar mercados, redes y operación en tiempo real. La demanda de energía eléctrica, además, es muy estacional: cada día puede oscilar entre unos 20.000 Mw de potencia necesaria por la noche a unos 35.000 Mw, o más, en la hora punta del día. El máximo histórico fue de 45.450 Mw el 17 de diciembre del 2007.

Por eso el sistema eléctrico español combina un plano físico y un plano económico. El plano físico incluye centrales, líneas, subestaciones, centros de transformación y contadores. El plano económico incluye reglas de mercado, contratos bilaterales, mercados organizados, servicios de ajuste y un entramado regulatorio que decide qué costes se socializan y cómo se reparten entre consumidores.

## 2. Las piezas del sistema eléctrico español

Puede distinguirse una cadena de cuatro actividades. La generación convierte energía primaria o

flujos naturales en electricidad; el transporte mueve grandes volúmenes por la red de alta tensión; la distribución acerca esa energía a los puntos finales de consumo; y la comercialización compra electricidad y la vende a hogares y empresas mediante contratos y facturas.

En España, Red Eléctrica ejerce las funciones de operador del sistema y transportista, OMIE organiza el mercado diario e intradiario en el ámbito ibérico, la CNMC regula aspectos esenciales de la metodología de peajes y supervisa el funcionamiento del sector, y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico define buena parte del marco regulatorio general, incluidos los cargos del sistema y la regulación del PVPC.

España participa, además, en el mercado ibérico y en el acoplamiento europeo. Eso significa que el precio horario no depende solo de las ofertas españolas; también importan las interconexiones, la congestión entre zonas de precio y el algoritmo común europeo que cruza oferta y demanda en varias zonas a la vez. Si la capacidad de intercambio es suficiente, dos zonas pueden converger en un mismo precio; si la interconexión se congestiona, aparecen precios distintos.

## 3. Del megavatio-hora físico al mercado diario

La unidad básica del mercado mayorista es el megavatio-hora (MWh), que representa una cantidad de energía. Para cada una de las veinticuatro horas del día siguiente, vendedores y compradores presentan ofertas. Los vendedores indican cuánta energía están dispuestos a entregar y a qué precio mínimo; los compradores, cuánta energía desean adquirir y a qué precio máximo.

El mercado diario se celebra cada día a las 12:00 CET para las veinticuatro horas del día siguiente. El resultado de la casación es, por tanto, un vector de veinticuatro precios horarios y veinticuatro cantidades casadas. En una exposición simplificada, puede pensarse que el operador ordena las ofertas de venta de menor a mayor precio y las ofertas de compra de mayor a menor precio, y busca el punto en que ambas curvas se cruzan. En términos formales, el operador del mercado maximiza el excedente

social agregado sujeto a la restricción de equilibrio entre generación aceptada y demanda casada, lo que bajo condiciones estándar produce exactamente el precio de la última unidad aceptada como solución del programa dual.

En realidad, el procedimiento es más rico que ese dibujo elemental. Existen ofertas simples, condiciones complejas, límites técnicos, contratos bilaterales y restricciones asociadas a la capacidad de interconexión. Sin embargo, la intuición económica principal sigue siendo válida: la demanda se cubre aceptando generación por orden de mérito económico hasta que la última unidad necesaria fija el precio marginal de la hora.

#### 4. Cómo se casa el mercado cada hora: lógica de la casación marginalista

Supongamos, para una hora concreta, que la demanda agregada a casar es de 24.000 MWh. Las tecnologías disponibles presentan las siguientes ofertas simples de venta: eólica, 8.000 MWh a 0 EUR/MWh; nuclear, 7.000 MWh a 10 EUR/MWh; solar, 4.000 MWh a 12 EUR/MWh; hidráulica, 3.000 MWh a 35 EUR/MWh; cogeneración, 2.000 MWh a 65 EUR/MWh; y ciclos combinados, 6.000 MWh a 95 EUR/MWh.

Si se ordenan esas ofertas de menor a mayor precio, la demanda de 24.000 MWh se cubre aceptando: 8.000 de eólica, 7.000 de nuclear, 4.000 de solar, 3.000 de hidráulica y 2.000 de cogeneración. La última tecnología necesaria para completar la demanda es la cogeneración, ofertada a 65 EUR/MWh. En esta simplificación, el precio horario de casación sería 65 EUR/MWh y todas las unidades aceptadas cobrarían ese precio por cada MWh casado.

El rasgo más debatido del diseño marginalista se aprecia aquí con claridad: tecnologías de bajo coste variable, como eólica o nuclear ya programada, pueden cobrar el precio fijado por una tecnología más cara que entra en el margen. La justificación económica clásica es que ese sistema revela el coste de oportunidad de la última unidad necesaria, facilita el despacho eficiente en el corto plazo y, además, da una señal de inversión. La crítica habitual es que, en episodios de gas caro o escasez relativa, puede generar precios muy elevados para todo el volumen casado.

#### 5. Comportamiento estratégico de los oferentes según tecnología

La descripción del orden de mérito en la sección anterior puede dar la impresión de que cada tecnología ofrece simplemente su coste variable y el mercado los ordena mecánicamente. Esa imagen es útil como primer modelo, pero incompleta: en mercados oligopolísticos con información asimétrica, los generadores no son tomadores de precio pasivos. Cada tecnología enfrenta una estructura de costes, restricciones físicas y opcionalidades distintas, y su oferta al pool refleja una decisión de optimización bajo incertidumbre.

##### 5.1 Gas: el precio fijador marginal y su poder de mercado latente

Las centrales de ciclo combinado de gas son, con frecuencia, la tecnología marginal que fija el precio horario. En 2022, las plantas de gas establecieron el precio en el mercado europeo el 55 % de las horas, a pesar de generar solo el 19 % del volumen total. Esto

**Tabla 1.** Ejemplo simplificado de orden de mérito y precio marginal horario. Es un ejemplo docente: no reproduce todas las restricciones ni tipos de oferta reales del mercado

Tecnología	Oferta (MWh)	Precio oferta (EUR/MWh)	Acumulado aceptado
Eólica	8.000	0	8.000
Nuclear	7.000	10	15.000
Solar	4.000	12	19.000
Hidráulica	3.000	35	22.000
Cogeneración	2.000	65	24.000 ← marginal
Ciclos combinados	6.000	95	No aceptada

les confiere un poder de fijación de precios desproporcionado respecto a su cuota de generación.

Un operador de ciclo combinado resuelve, en cada sesión del mercado diario, un problema de optimización para encontrar la mejor combinación de precio de oferta, volumen y despacho intertemporal (arranques y paradas tienen costes no despreciables). Un precio de oferta por encima del coste variable puede no ser aceptado; demasiado por debajo lo deja con margen insuficiente para cubrir costes fijos. La estrategia óptima depende, pues, de la estimación de la curva de demanda residual que el generador enfrenta —es decir, la demanda total menos la generación de tecnologías más baratas.

### 5.2. Nuclear: precio casi cero como señal, no como ingenuidad

Las centrales nucleares presentan costes variables muy bajos —combustible y operación directa— pero costes fijos extraordinariamente altos: inversión amortizada, gestión de residuos, desmantelamiento y seguros. Su decisión estratégica no consiste en cuánto producir hora a hora, sino en **cuándo y cómo programar paradas de mantenimiento** y cómo distribuir su producción entre el mercado diario, contratos bilaterales y —en sistemas que los admiten— mecanismos de capacidad.

Dado que la nuclear es casi inflexible a corto plazo (una central no se apaga y enciende en horas), la oferta en el pool se realiza típicamente a precios próximos a cero o muy bajos, para garantizar la aceptación. Esto no es altruismo: una central nuclear que no vende energía incurre de todas formas en sus costes fijos. Desde la perspectiva de teoría de la decisión actuarial, el coste de no casar equivale al coste fijo horario no recuperado, lo que hace óptimo ofertar a precio casi nulo siempre que las interconexiones no generen restricciones técnicas que invaliden esa posición.

Sin embargo, cuando un operador nuclear tiene masa crítica puede ejercer influencia indirecta sobre el precio: retrasar recargas o anticipar paradas para reducir la oferta agregada en horas de alta demanda, desplazando la curva de oferta hacia la izquierda y elevando el precio marginal.

### 5.3 Hidráulica: gestión del agua como activo financiero con opcionalidad

La hidráulica es la tecnología cuyo comportamiento estratégico resulta más rico y, para un ac-

tuario, más afín a la teoría de opciones. El agua embalsada es un recurso agotable y almacenable: usarla hoy supone no tenerla mañana. El operador hidráulico resuelve un problema de optimización intertemporal que considera el volumen de agua disponible en el embalse (expresado en MWh equivalentes) y el horizonte de decisión. La solución implica que el coste de oportunidad del agua —su *precio sombra*— debe igualarse en cada hora en que la central produce. Si el operador espera precios más altos mañana, conviene retener el agua hoy; si las previsiones de lluvia son favorables, convierte antes el embalse en ingresos.

Esta opcionalidad hace que la oferta hidráulica sea especialmente sensible a las expectativas de precio futuro, al nivel de embalse y a las previsiones meteorológicas. Las centrales hidráulicas no de bombeo exhibirán estrategias de oferta sistemáticamente alejadas del coste variable, coherentes con la gestión del valor intertemporal del recurso. Una de las pocas opciones disponibles de almacenamiento de electricidad es disponer de dos embalses a diferente cota y bombear aguas arriba durante horas de bajo precio. Esto añade una dimensión adicional a las decisiones del propietario: consume electricidad barata (valle) para generar electricidad cara (punta), actuando como árbitro temporal entre precios horarios.

### 5.4 Solar y eólica: ofertas a coste marginal cero y el efecto *merit-order*

Las tecnologías renovables no gestionables —solar fotovoltaica y eólica— presentan un coste variable prácticamente nulo: no consumen combustible y sus costes de operación y mantenimiento variables son marginales. La estrategia óptima de un precio-aceptante puro sería ofertar a 0 EUR/MWh, asegurando la casación en cualquier escenario de demanda positiva.

El efecto agregado es conocido como el **efecto *merit-order* renovable**: al desplazar el punto en que entran tecnologías más caras, las renovables comprimen el precio horario. Desde el punto de vista de un generador convencional, la penetración renovable erosiona sus márgenes en las horas de alta generación limpia; desde la perspectiva del consumidor, reduce el coste horario en esas franjas.

Sin embargo, el comportamiento estratégico no desaparece del todo en las renovables. Un generador eólico o solar con posiciones en mercados de futuros o con contratos de cobertura a largo plazo

(PPA, *Power Purchase Agreements*) puede tener incentivos a gestionar su posición neta de forma que difiera de la simple oferta a cero. Además, si un agente posee simultáneamente activos renovables y convencionales —situación habitual en los grandes grupos energéticos españoles— puede tener incentivos a coordinar estratégicamente las ofertas de ambas carteras para maximizar el resultado conjunto, en lugar de optimizar cada planta de forma independiente.

### 5.5 Una síntesis

Puede ser útil organizar las diferencias estructurales entre tecnologías como se puede ver en la Tabla 2.

Esta tipología muestra que la noción de "coste marginal cero" no equivale a "sin decisión estratégica". La hidráulica optimiza un activo con valor de opcionalidad; la nuclear decide sobre la programación de activos con costes fijos dominantes; el gas hace arbitraje entre coste de combustible, precio esperado del pool y coste de arranque; y las renovables trasladan la dimensión estratégica desde la oferta física hacia la gestión financiera de sus posiciones en mercados de plazo.

Para un actuario, el sistema puede leerse como un mercado donde distintos tipos de riesgo —riesgo de precio, riesgo de volumen, riesgo de recurso natural— se distribuyen de forma asimétrica entre tecnologías. El diseño marginalista no es neutral respecto a esa distribución: beneficia sistemáticamente a las tecnologías infra-marginales (aquellas

con coste variable inferior al precio de casación) y castiga a las marginales en horas de baja demanda o alta penetración renovable, creando incentivos de inversión que el regulador debe monitorizar para garantizar la suficiencia del sistema a largo plazo.

### 6. Qué ocurre después de la casación: intradiario, restricciones y servicios de ajuste

El mercado diario no cierra toda la operación del sistema. Las previsiones de viento, radiación solar, demanda o disponibilidad de centrales cambian a lo largo del día. Por eso existen mercados intradiarios y, además, mecanismos de balance y servicios de ajuste. Su función es corregir desviaciones entre lo programado y lo que realmente ocurre. El operador del sistema puede añadir restricciones operativas si el resultado de la casación no le parece adecuado técnicamente para evitar, por ejemplo, un apagón -cero eléctrico- en la jerga.

Desde el punto de vista económico, el precio final de la energía para comercializadores y consumidores no coincide siempre con el precio puro del mercado diario. A la referencia del mercado diario pueden añadirse resultados de los mercados intradiarios, costes de restricciones técnicas, desvíos, reservas y otros servicios necesarios para mantener la seguridad del sistema.

Red Eléctrica publica precisamente desgloses del precio final de la energía que permiten observar esa diferencia entre pool y coste final de cierre.

**Tabla 2.** Estructura estratégica de tecnologías generadoras según coste variable, almacenabilidad, flexibilidad y palancas de decisión.

Tecnología	Coste variable	Almacenabilidad	Flexibilidad	Principal palanca estratégica
Gas (CCGT)	Alto	Baja	Alta	Precio oferta; arranques
Nuclear	Muy bajo	Nula	Muy baja	Paradas; contratos bilaterales
Hidráulica	Casi nulo	Alta	Alta	Gestión intertemporal; opcionalidad
Solar FV	Nulo	Muy baja	Nula	Posición futuros; cartera integrada
Eólica	Nulo	Muy baja	Muy baja	Posición futuros; cartera integrada

Puede expresarse de manera esquemática así en cada hora h:

$$\begin{aligned} \text{precio\_final\_h} &= \text{precio\_mercado\_diario\_h} \\ &+ \text{ajustes\_intradia\_h} + \text{restricciones\_h} + \text{balance\_h} \\ &+ \text{otros\_componentes\_h}. \end{aligned}$$

Los costes de restricciones técnicas y de balance son, en principio, siempre no negativos para el precio final (son sobrecostes del sistema que se socializan), mientras que los ajustes intradía pueden ir en cualquier dirección según si el mercado corrige excesos o déficits de la programación diaria.

La importancia relativa de cada término varía por hora y por periodo del año. En situaciones normales, el mercado diario explica la mayor parte del precio; en situaciones tensas, los ajustes pueden ganar relevancia.

### 7. El paso del mercado mayorista al pequeño consumidor

El hecho de que el mercado mayorista marque un precio horario no significa que un hogar pague exactamente ese valor por cada kWh. El consumidor final compra un servicio más amplio: energía, acceso a redes, respaldo de potencia, lectura y medida, gestión comercial y cobertura de riesgos. Por eso la factura incorpora conceptos regulados y comerciales además de la energía.

Para un pequeño consumidor conectado en baja tensión, la estructura de la factura suele distinguir, al menos, cuatro bloques: término de potencia, término de energía, alquiler del equipo de medida y tributos. Dentro del término de potencia y del término de energía aparecen, a su vez, componentes regulados —peajes y cargos— y componentes comerciales o de aprovisionamiento.

En el mercado regulado, el PVPC traslada al consumidor una señal mucho más cercana al coste horario de la energía, aunque desde 2024 su metodología combina una parte indexada al corto plazo con referencias de mercados a plazo para reducir volatilidad. En 2026, según la senda regulatoria publicada por el MITECO, el peso de los mercados a plazo dentro del PVPC alcanza el 55 %. En el mercado libre, en cambio, la comercializadora puede ofrecer un precio fijo o una fórmula indexada propia, de modo que el vínculo visible con el precio horario del pool puede ser menor.

### 8. Fórmulas básicas de la factura de un consumidor 2.OTD

Conviene escribir la factura con notación sencilla. Sea  $d$  el número de días del periodo de facturación; sea  $P_p$  la potencia contratada en punta y  $P_v$  la potencia contratada en valle, ambas en kW. Sean  $t_p$  y  $t_v$  los precios diarios de potencia en EUR/(kW·día). Entonces el término de potencia puede escribirse como:

$$\begin{aligned} \text{Término de potencia} &= d \cdot (P_p \cdot t_p + P_v \cdot t_v) \\ \text{Término de energía} &= E_1 \cdot c_1 + E_2 \cdot c_2 + E_3 \cdot c_3 \end{aligned}$$

donde  $E_p$ ,  $E_2$  y  $E_3$  son los consumos en kWh en los periodos punta, llano y valle, y  $c_1$ ,  $c_2$  y  $c_3$  son los precios completos de la energía aplicables a cada uno de esos periodos, en EUR/kWh. En una formulación más desagregada, cada  $c_i$  puede dividirse en: coste de energía al por mayor + peajes/cargos de energía + margen de comercialización o coste de aprovisionamiento.

Si añadimos el alquiler del contador,  $A$ , y el impuesto sobre la electricidad con tipo  $\tau_e$ , la base previa al IVA sería:

$$\begin{aligned} \text{Base previa} &= \text{Término de potencia} + \text{Término de energía} + A \\ \text{Impuesto electricidad} &= \tau_e \cdot \text{Base previa} \\ \text{Factura final} &= (\text{Base previa} + \text{Impuesto electricidad}) \cdot (1 + \tau_{\text{IVA}}) \end{aligned}$$

Estas expresiones son útiles por dos motivos. Primero, muestran que la factura tiene una parte casi fija —la potencia— y otra variable —la energía—. Segundo, permiten identificar con claridad qué decisiones del consumidor influyen sobre el coste: reducir potencia contratada, desplazar consumo entre periodos horarios o elegir un contrato comercial distinto.

En la tarifa 2.OTD la discriminación horaria es obligatoria en la parte regulada. En la Península, el periodo punta suele concentrarse de 10:00 a 14:00 y de 18:00 a 22:00 en días laborables; el llano, de 08:00 a 10:00, de 14:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00; y el valle, de 00:00 a 08:00, además de todas las horas de sábados, domingos y festivos nacionales. Esta arquitectura busca acercar el precio final a los costes del sistema e incentivar desplazamientos de consumo.

### 9. Ejemplo numérico de factura mensual para un pequeño consumidor

A continuación, se presenta un ejemplo meramente ilustrativo. No pretende reproducir al céntimo una

factura real de 2026, porque los precios exactos de peajes, cargos, energía e impuestos dependen de la regulación vigente, del contrato, del periodo concreto y de la comercializadora. Su objetivo es mostrar el mecanismo de cálculo.

Supongamos un hogar con 30 días de facturación, potencias contratadas de 4,4 kW en punta y 4,4 kW en valle, y los siguientes consumos mensuales: 70 kWh en punta, 90 kWh en llano y 140 kWh en valle. Supondremos, además, los siguientes precios integrados:

**Tabla 3.** Supuestos docentes para el ejemplo de factura. Los valores son ilustrativos

Concepto	Símbolo	Valor supuesto
Precio potencia punta	$t_p$	0,095 EUR/(kW-día)
Precio potencia valle	$t_v$	0,012 EUR/(kW-día)
Precio energía punta	$c_1$	0,220 EUR/kWh
Precio energía llano	$c_2$	0,160 EUR/kWh
Precio energía valle	$c_3$	0,110 EUR/kWh
Alquiler contador	A	0,81 EUR/mes
Impuesto electricidad	$\tau_e$	5,1127 %
IVA	$\tau_{IVA}$	21 %

Aplicando las fórmulas anteriores, obtenemos:

$$\begin{aligned} \text{Termino de potencia} &= 30 \cdot (4,4 \cdot 0,095 + 4,4 \cdot 0,012) \\ &= 14,12 \text{ EUR} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Termino de energía} &= 70 \cdot 0,220 + 90 \cdot 0,160 + 140 \cdot 0,110 \\ &= 45,20 \text{ EUR} \end{aligned}$$

$$\text{Base previa} = 14,12 + 45,20 + 0,81 = 60,13 \text{ EUR}$$

$$\text{Impuesto electricidad} = 0,051127 \cdot 60,13 = 3,07 \text{ EUR}$$

$$\text{Factura final} = (60,13 + 3,07) \cdot 1,21 = 76,47 \text{ EUR}$$

La lectura económica del ejemplo es inmediata. Aunque el consumo total mensual es de 300 kWh, una parte importante del recibo no depende de esos 300 kWh sino de la potencia contratada. Además, desplazar 30 kWh desde punta hacia valle reduciría el término de energía, aunque el consumo total no cambiase. De hecho, con los supuestos del ejemplo, mover 30 kWh de punta a valle abarataría la energía en  $30 \cdot (0,220 - 0,110) = 3,30$  EUR antes de impuestos.

El ejemplo también muestra por qué la comparación entre comercializadoras exige cuidado. Una

oferta puede prometer un precio de energía atractivo y, sin embargo, resultar menos competitiva si incorpora servicios adicionales no deseados, una potencia sobredimensionada o una estructura de precios que no encaja con el perfil horario real del hogar.

## 10. Conexión entre casación horaria y factura final

Desde un punto de vista pedagógico, conviene conectar las dos capas del problema. En la capa mayorista, el sistema casa ofertas por horas y obtiene un precio marginal. En la capa minorista, ese precio se transforma, con más o menos fidelidad según la modalidad contractual, en un coste de energía repercutido al consumidor. El PVPC mantiene una relación más estrecha con el valor horario de mercado y con los servicios de ajuste; los contratos libres suelen internalizar coberturas de riesgo y ofrecer trayectorias de precios más estables, a cambio de separar al consumidor de la señal horaria pura.

Esta observación es importante para el debate público. Cuando se afirma que 'ha bajado el pool' o que 'ha subido la luz', no siempre se está hablando del mismo objeto económico. El pool es una referencia mayorista. La factura es el resultado de combinar esa referencia con redes, regulación, impuestos y estrategia comercial.

## 11. Qué debería mirar un consumidor informado

Un consumidor pequeño, pero bien informado, debería fijarse, al menos, en cuatro cuestiones. Primera: si la potencia contratada es superior a la realmente necesaria. Segunda: cómo se reparte su consumo entre periodos y si puede desplazar una parte hacia horas valle. Tercera: si le conviene una tarifa regulada más expuesta al precio horario o un contrato libre con mayor estabilidad. Cuarta: si el precio ofertado incluye servicios adicionales que no desea.

En términos de economía aplicada, la eficiencia del consumo no consiste solo en reducir kWh, sino en adaptar el perfil temporal de la demanda a la estructura de costes del sistema. Una lavadora puesta a las 23:00 y otra puesta a las 19:00 consumen una energía parecida, pero pueden tener valores económicos distintos para el sistema y para la factura del hogar.

## 12. Limitaciones del ejemplo y notas metodológicas

El ejemplo numérico presentado en este artículo es deliberadamente simple. En una factura real pueden intervenir redondeos, términos regulados expresados en otras unidades, descuentos comerciales, impuestos temporales modificados por normas coyunturales y servicios adicionales. Además, la forma exacta en que una comercializadora repercute el coste de aprovisionamiento depende del contrato y de su política de coberturas.

Del mismo modo, el ejemplo de casación horaria omite una parte importante de la complejidad real. La simplificación es pedagógica, no descriptiva en sentido exhaustivo.

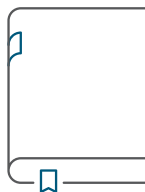
Precisamente por eso, el valor del ejercicio no está en reproducir cada detalle regulatorio, sino en aislar la lógica económica esencial: orden de mérito,

precio marginal, ajustes posteriores y traducción de esa señal al consumidor final.

## 13. Conclusión

El mercado eléctrico español puede parecer opaco porque una física de sistemas, diseño de mercado y regulación económica. Sin embargo, su lógica esencial es comprensible. La electricidad se negocia hora a hora en mercados organizados; la casación marginalista determina un precio para cada hora; y ese precio se corrige después mediante mecanismos de ajuste para asegurar que el sistema funciona con seguridad.

La factura de un pequeño consumidor es el último eslabón de esa cadena. No refleja solo el precio mayorista, sino también el coste de las redes, los cargos regulados, el margen comercial, el alquiler del contador y los impuestos. Entender la relación entre el mercado horario y la factura final no solo mejora la cultura económica del consumidor: también permite discutir con más rigor sobre competencia, regulación y transición energética. ●



## FUENTES

- OMIE (2026). Mercado de electricidad. Explica que la sesión del mercado diario se celebra cada día a las 12:00 CET para fijar precios y energías de las veinticuatro horas del día siguiente. <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>.
- OMIE (2026). Funcionamiento del mercado diario. Documento de apoyo sobre presentación de ofertas y casación del mercado diario. [https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado\\_diario.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf).
- Red Eléctrica (2026). Componentes precio energía cierre desglose. Serie oficial para observar la diferencia entre mercado diario y componentes adicionales del precio final de la energía. <https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose>.
- MITECO (2026). Entra en vigor la nueva metodología de cálculo de la tarifa regulada de la electricidad. Nota oficial sobre la reforma del PVPC y el peso progresivo de los mercados a plazo: 25 % en 2024, 40 % en 2025 y 55 % en 2026. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2023/12/entra-en-vigor-la-nueva-metodologia-de-calculo-de-la-tarifa-regu.html>.
- CNMC (2026). Guía informativa para los consumidores de electricidad. Documento divulgativo sobre conceptos de factura, peajes, cargos y modalidades de contratación. <https://www.cnmc.es/file/308213/download>
- CNMC (2026). La CNMC aprueba la resolución que establece los precios de los peajes de transporte y distribución para 2026. Nota oficial sobre peajes de acceso para 2026. <https://www.cnmc.es/prensa/peajes-electricidad-2026-20251222>
- CNMC Blog (2026). Los diez básicos sobre la nueva factura de la luz. Explicación divulgativa de los periodos punta, llano y valle para consumidores domésticos. <https://blog.cnmc.es/2021/05/31/nueva-factura-de-la-luz/>

# Riesgos y aseguramiento en la producción y el consumo de energía renovable: una visión integral para productores, empresas y hogares

**Javier Mata Romero** // Director Global Specialist en Property & Engineering. Helvetia Caser

La transición energética ha consolidado a las energías renovables como el pilar sobre el que descansa el futuro del suministro eléctrico. La rápida expansión de plantas fotovoltaicas, parques eólicos y sistemas de autoconsumo, tanto en entornos industriales como domésticos, genera nuevas oportunidades, pero también nuevos riesgos técnicos, económicos y operativos que es necesario comprender y gestionar. En ese contexto, el sector asegurador desempeña un papel fundamental como estabilizador del sistema, proporcionando seguridad y certidumbre frente a daños materiales, interrupciones de actividad y pérdidas económicas derivadas del carácter variable y tecnológicamente complejo de estas instalaciones.

Es por ello, por lo que aquí pretendemos aportar una visión global sobre los riesgos asociados a la producción y al consumo de energía, tanto para productores como para hogares y empresas, y analizar las soluciones aportadas por las compañías aseguradoras para absorber esos riesgos y proteger la cadena de valor energética.

## Riesgos en la producción de energía renovable

### Daños materiales en instalaciones fotovoltaicas y eólicas

Las instalaciones renovables presentan vulnerabilidades específicas derivadas básicamente de su tecnología y de su exposición ambiental:

- >> Fenómenos meteorológicos adversos: viento extremo, pedrisco, tormentas eléctricas o inundaciones, especialmente relevantes en parques eólicos y huertos solares a gran escala.
- >> Averías de componentes críticos: inversores y transformadores en fotovoltaica; multipli-

cadoras, palas y aerogeneradores completos en eólica.

- >> Incendios y fallos eléctricos: arcos eléctricos, sobrecargas o degradación de cableado, conectores o incluso incendios forestales.
- >> Robo y vandalismo: especialmente en sistemas solares aislados, grandes explotaciones en huertos solares o en autoconsumo en el ámbito rural.
- >> Defectos de diseño, fabricación o montaje: un riesgo que exige análisis pericial y que puede desencadenar siniestros complejos por la multiplicidad de intervinientes y agravado por la ausencia de especialización en muchos de los intervinientes en los procesos de montaje afectados por la alta demanda en los últimos años.

El coste de reparación de estos daños puede ser elevado y en muchos casos implica la detención temporal de la producción.

### Riesgos operativos y de gestión

Además del daño material, el funcionamiento de una planta renovable puede verse afectado por:

- >> Caídas de rendimiento o baja producción, ya sea por degradación tecnológica, suciedad en paneles, o menor recurso eólico/solar del previsto.
- >> Errores en la operación y mantenimiento, que pueden desencadenar fallos sucesivos e interrupciones.
- >> Ciberseguridad industrial, especialmente en instalaciones conectadas a sistemas de monitorización o a redes de control remoto.

### Riesgos financieros y regulatorios

Las renovables están expuestas al marco regulatorio y al mercado eléctrico:

- >> Cambios normativos que afectan tarifas, retribuciones o condiciones de conexión.

- >> Caída de precios de la energía, que reduce ingresos.
- >> Riesgo de contraparte en contratos PPA a largo plazo.

### **Riesgos en el consumo energético: empresas y hogares**

El consumidor de energía, tanto industrial como doméstico, también está expuesto a riesgos relevantes y en algunos casos similares a los del productor.

#### **Para empresas consumidoras de energía**

En numerosos sectores, la electricidad es un insumo productivo esencial. Cualquier interrupción del suministro puede provocar:

- >> Pérdidas de producción en industrias de alta dependencia eléctrica en su proceso productivo.
- >> Daños materiales tanto en maquinarias productivas motivadas por paradas bruscas o golpes de tensión, como de mercancía en pleno proceso productivo como mercancía refrigerada de cámaras frigoríficas.
- >> Costes extraordinarios, como la necesidad de adquirir fuentes alternativas de energía o compra de recursos externos
- >> Impacto en compromisos contractuales y entregas.

Especial impacto pueden sufrir sectores o plantas altamente automatizadas en sus procesos cuya incidencia prolongada pueda suponer consecuencias cuantiosas, como por ejemplo paralizaciones en líneas de frío, hornos industriales o plantas extrusoras.

#### **Para hogares**

En el ámbito doméstico, los riesgos son diferentes, pero igualmente significativos:

- >> Averías de electrodomésticos por sobretensiones.
- >> Daños por fallos eléctricos, como incendios o cortocircuitos.
- >> Pérdida de alimentos refrigerados ante fallos en el suministro o averías en el frigorífico.
- >> Riesgos asociados al autoconsumo doméstico, como daños a los propios paneles, inversores o baterías.

### **Daños asegurables: materiales, personales y pérdidas económicas**

Son multitud de daños y pérdidas los que los distintos tipos de instalaciones pueden sufrir.

#### **Daños materiales**

Con coberturas donde se protegen de las pérdidas físicas en bienes asegurados. Coberturas presentes tanto en los multirriesgos donde se ubican y/o dan servicios las instalaciones renovables o sobre pólizas específicas del sector para dichas instalaciones, así como protección durante la ejecución y montaje de las mismas.

- >> En renovables: paneles, inversores, turbinas, cableado, centros de transformación.
- >> En industrias: maquinaria, instalaciones eléctricas, líneas productivas.
- >> En hogares: electrodomésticos, instalaciones fotovoltaicas domésticas, baterías, cargadores de vehículo eléctrico.

La cobertura puede incluir tanto riesgos convencionales (incendio, explosión, fenómenos atmosféricos, robos...) como riesgos tecnológicos específicos (daños eléctricos, avería de maquinaria) o consecuencias de estos (como deterioro de mercancía refrigerada)

#### **Daños personales**

Aunque quizás menos frecuentes, existen riesgos derivados de:

- >> En Trabajos de instalación y anclajes sobre cubiertas.
- >> Trabajos de mantenimiento en altura en eólica o en plantas sobre cubiertas.
- >> Riesgos eléctricos en autoconsumo.
- >> Incendios, explosiones o accidentes relacionados con baterías o inversores.

El aseguramiento de la responsabilidad civil es clave tanto para productores como para instaladores debiendo ser, por tanto, una cobertura prácticamente de obligada inclusión para alcanzar niveles de aseguramiento adecuado.

#### **Pérdidas de beneficios o lucro cesante**

Este es uno de los elementos más relevantes en el sector energético y que se ve afectado por la gran volatilidad. Está igualmente presente en la

necesidad de protección no solo de las grandes productoras energéticas, sino que también afecta tanto a las empresas consumidoras de dicha energía como a los propios consumidores particulares, donde una interrupción total o parcial de su actividad provocada por un daño material tendrá un impacto directo en su facturación, ingresos o gastos.

Esto sucede desde el lucro cesante por la pérdida de producción directa acontecida por un daño material cubierto, por la pérdida de ingresos por indisponibilidad, por incidencias en instalaciones de clientes receptores o incluso por la falta de rendimiento previsto que puedan sufrir instalaciones productoras que se vean afectadas por un siniestro amparado en póliza, así como el coste asociado a cortes de suministro provocando paradas en los procesos productivos, pérdidas de materias primas o productos en proceso de elaboración o mantenimiento como sobrecoste de alquileres de fuentes energéticas alternativas o grupos electrógenos, que sufran industrias manufactureras por un siniestro que provoque una paralización.

### **El papel de las aseguradoras**

Como respuesta a este tipo de riesgos, las compañías aseguradoras ofrecemos productos donde se le permite al cliente mitigar en gran medida el riesgo.

En esta situación actual cada compañía define, en su política de suscripción, el interés en este tipo de instalaciones siendo muy diversas las posturas del sector.

Los nuevos riesgos tecnológicos, como la proliferación de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías de litio, configuraciones híbridas o monitorización digital, plantean nuevos retos al sector asegurador y el desarrollo de coberturas más sofisticadas.

La cambiante e incierta situación climática, con el aumento de fenómenos climáticos severos por vientos, granizos o tormentas convectivas, continúa siendo una de las principales preocupaciones del sector.

En este escenario las compañías ofrecen tanto la posibilidad de incluir las placas solares de autoconsumo como un bien asegurable dentro de los seguros de multirriesgo tanto de hogares, comunidades como empresas, como la posibilidad de asegurar este tipo de instalaciones generadoras de energía,

mediante póliza específica sobre las instalaciones que se adaptan plenamente a sus necesidades aseguradoras. Sin olvidar en ningún caso la posibilidad de su aseguramiento en la fase de construcción y montaje.

**Los riesgos de las renovables, debido a su complejidad tecnológica y su dependencia sobre un recurso natural, requieren pólizas diseñadas a medida, con una visión integrada de los daños materiales, personales y del impacto económico de la interrupción**

Desde Helvetia Caser disponemos de modelos flexibles que permiten una configuración a medida según el tipo de instalación y el nivel de protección requerido, siendo una compañía comprometida con la protección de los activos de nuestros clientes en su apuesta por la transición ecológica mediante energías renovables.

### **Un reto estructural para la industria aseguradora**

En conclusión, la transición energética exige un aseguramiento robusto, técnico y flexible. Los riesgos de las renovables, debido a su complejidad tecnológica y su dependencia sobre un recurso natural, requieren pólizas diseñadas a medida, con una visión integrada de los daños materiales, personales y del impacto económico de la interrupción. A la vez, el consumo energético, tanto industrial como doméstico, plantea desafíos donde el seguro debe proteger frente al deterioro productivo, el daño en maquinaria y el impacto económico de los cortes de suministro.

La capacidad del sector para acompañar este proceso, con herramientas adaptadas al nuevo modelo energético, es clave para garantizar que la transición se desarrolle de manera segura, eficiente y económicamente viable. ●

# ¿Ha llegado la hora del hidrógeno?

**Fabrice Leardini** // *Profesor Titular del Departamento de Física de Materiales. Universidad Autónoma de Madrid*

Desde el Neolítico la especie humana ha aprendido a acumular los excedentes de energía que ha generado. El desarrollo de la agricultura permitió mejorar la eficiencia de la conversión de energía solar en energía química y apareció la necesidad de conservar los alimentos. Inventamos el vino, la cerveza, el aceite, el queso, la pasta, las salmueras... Desarrollamos métodos y utensilios que nos permitían conservar la energía contenida en los alimentos de diferentes maneras. Pero almacenar es una tarea difícil, costó siglos aprender a hacerlo. La naturaleza también lo hace lentamente. La energía solar capturada por las plantas (y demás seres autótrofos) fluye a través de los ecosistemas, transformándose y almacenándose durante cierto tiempo en innumerables formas de vida. Parte de la energía capturada se ha ido fijando durante eones en especies químicas hechas a base de carbono e hidrógeno. A esa familia pertenecen los combustibles fósiles, que han hecho posible el milagro tecnológico que vivimos desde la revolución industrial. Pero esos recursos son finitos y, antes o después, se agotarán, porque el ritmo al que la naturaleza los crea es mucho menor que el ritmo al que nosotros los consumimos.

**El uso del hidrógeno como vector energético sigue planteando numerosos retos. Su producción a gran escala usando fuentes renovables requiere grandes inversiones y el desarrollo de numerosas infraestructuras**

En este contexto surge de nuevo la necesidad de almacenar la energía que producimos. El principal desafío es almacenar la energía eléctrica que generamos usando fuentes renovables. Hoy en día somos capaces de almacenar solamente una pequeña fracción de la energía eléctrica que produci-

mos, típicamente alrededor del 5%. Por ello, nuestra red eléctrica debe estar constantemente regulándose para producir prácticamente la misma energía eléctrica que se consume. Y esa regulación a veces falla, produce apagones, daños en los sistemas de producción y conversión de energía; es un delicado equilibrio. Además, las fuentes renovables son de naturaleza intermitente, por lo que no pueden adaptarse fácilmente a las variaciones de la demanda. Necesitamos aumentar significativamente la capacidad de acumulación de la energía producida mediante esas fuentes para dar estabilidad a la red y aumentar su penetración en nuestro sistema energético. Actualmente, la manera más usada de almacenar grandes cantidades de energía es el bombeo hidráulico reversible, elevando agua desde un embalse inferior a otro superior, para luego turbinarla al caer. Pero esa tecnología tiene limitaciones, razón por la que nuestra capacidad de almacenamiento es tan reducida.

Una de las alternativas más prometedoras se basa en imitar a la naturaleza y almacenar la energía de origen renovable en forma química a través de los llamados combustibles renovables. De todos ellos, el más sencillo es el hidrógeno. Al igual que sucede con el bombeo hidráulico reversible, el hidrógeno es una tecnología con varios siglos de historia. Ya en el s. XIX hay textos que mencionan la idea de acumular energía en el ovillo de electrones que entretiene a dos átomos de hidrógeno en una molécula. Se hicieron grandes descubrimientos en Inglaterra y en Francia, y rápidamente se fueron extendiendo a lo largo y ancho del planeta. A pesar del desarrollo tecnológico que vivimos, y de todas las investigaciones que se han hecho en estos más de dos siglos, los avances han sido (y siguen siendo) lentos.

El uso del hidrógeno como vector energético sigue planteando numerosos retos. Su producción a gran escala usando fuentes renovables requiere grandes inversiones y el desarrollo de numerosas infraestructuras. Se necesitan electrolizadores, purificadores, tuberías, compresores, depósitos para acumularlo, sensores para detectar fugas, etc. Para su uso como vector energético se necesitan, además, pilas de combustible, calderas o motores de combustión interna donde quemarlo y recuperar parte de la energía empleada en su producción.

España se postula como un lugar privilegiado para producir hidrógeno en relación con los países de nuestro entorno. Hay un gran potencial de desarrollo de los recursos renovables y eso puede abaratar los costes de producción del hidrógeno. Se espera que, gracias al desarrollo e implantación de esas infraestructuras, los costes de producción del hidrógeno lleguen a ser competitivos. El hidrógeno producido en España se podría exportar al resto de Europa mediante tuberías, como las del proyecto H2med que pretende conectar la Península Ibérica con el noroeste de Europa<sup>1</sup>. Para las grandes multinacionales que lideran estos proyectos del llamado “hidrógeno verde” o “hidrógeno renovable” parece algo factible. Pero a menudo, detrás de esas previsiones hay mucho *marketing*. Por otro lado, cuando uno mira al futuro la incertidumbre está siempre presente. No podemos visualizar un único escenario, debemos contemplar varios escenarios posibles, aceptar nuestro conocimiento limitado de la naturaleza y de los procesos. Cualquier apuesta por el desarrollo de tecnología implica un cierto riesgo.

Respecto al hidrógeno, desde mi punto de vista, y teniendo en cuenta el conocimiento actual, se trata de una tecnología con futuro, pero con grandes desafíos pendientes. El hidrógeno es difícil de almacenar. Actualmente se habla de almacenarlo en forma de amoníaco y otros líquidos orgánicos, pero la tecnología no está aún lo suficiente madura como para hacerlo a gran escala y a precios competitivos. El almacenamiento en estado sólido (en hidruros) se ha investigado durante décadas, pero no ha acabado de consolidarse<sup>2</sup>. Y licuar hidrógeno no está al alcance de todos, solamente tiene sentido para aplicaciones muy especiales. De modo que nos queda el almacenamiento en fase gaseosa, comprimido a altas presiones. Sin embargo, la densidad de energía (la energía por unidad de volumen) del hidrógeno comprimido es sensiblemente inferior a la de otros combustibles fósiles, como el gas natural. Y al ser una molécula tan pequeña y relativamente reactiva, tiene un cierto afán de escapismo, lo que dificulta aún más su uso a gran escala.

En cualquier caso, sabemos que antes o después desaparecerán los combustibles fósiles, que

siguen abasteciendo más del 80 % de las necesidades de energía de la humanidad. No sabríamos poner una fecha exacta, pero es difícil imaginar que seguirán presentes dentro de un siglo. De modo que la transición hacia el uso de otras fuentes de energía es inevitable. Por otro lado, hay factores ambientales que nos urgen a realizar esa transición, incluso antes de agotar los recursos fósiles de nuestro planeta. Y, a falta de otras tecnologías o de futuros descubrimientos, el hidrógeno es una de las más prometedoras para acumular energía de origen renovable a gran escala. La cuestión es averiguar cuándo será el momento más adecuado para realizar esa transición hacia el uso del hidrógeno. ¿Ha llegado la hora del hidrógeno? Si es así, la apuesta que hemos hecho en Europa, y especialmente en España, nos permitirá estar bien posicionados en la escena internacional. Pero también podemos preguntarnos si todavía es demasiado pronto. Sigue siendo una solución demasiado cara en comparación con los combustibles fósiles. Además, hay indicios de un cierto desajuste entre los proyectos anunciados en los últimos años y los que realmente están ya operativos<sup>3</sup>. Es posible que nos hayamos adelantado demasiado y nuestros esfuerzos no produzcan los resultados deseados a corto o medio plazo. En tal caso se abren dos escenarios posibles: si esos proyectos que ya están operativos no tienen continuidad, perderemos la oportunidad de aprender cuestiones importantes acerca del uso del hidrógeno. Si abandonamos esos proyectos e iniciamos una desbandada hacia otra quimera tecnológica, habremos malgastado muchos recursos. Pero si centramos nuestros esfuerzos en dar continuidad a los proyectos ya operativos, podremos generar valiosos conocimientos acerca del uso del hidrógeno, que podrán ser de utilidad en el futuro. Incluso aunque ahora no sean económicamente rentables (que no lo son), deberíamos ahondar en los proyectos ya iniciados. A no ser que alcancemos hitos en el mundo de la energía que aún no imaginamos, acabará llegando la hora del hidrógeno. No es necesario tener prisa, sino construir sobre cimientos sólidos. Así ha evolucionado nuestra especie, aprendiendo poco a poco, desarrollando valiosos conocimientos que hemos sabido preservar y transmitir a las siguientes generaciones. ●

<sup>1</sup> <https://h2medproject.com/es/el-proyecto-h2med/>

<sup>2</sup> Qiwen Lai, Yahui Sun, Ting Wang, Poojan Modi, Claudio Cazorra, Umit B. Demirci, Jose Ramon Ares Fernandez, Fabrice Leardini, Kondo-Francois Aguey-Zinsou, “How to design hydrogen storage materials? Fundamentals, synthesis, and storage tanks”, *Advanced Sustainable Systems* (2019), 1900043, (64 páginas) DOI: 10.1002/adsu.201900043.

<sup>3</sup> Adrian Odenweller & Falko Ueckerdt, “An adjusted strategy is needed to ground green hydrogen expectations in reality”, *Nature Energy*, Volume 10 | January 2025 | 19–20, <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01682-9>

# Energía nuclear: estabilidad, sostenibilidad y aseguramiento en un contexto incierto

**Dr. D. Luis María Sáez de Jáuregui Sanz** // *Miembro del Consejo de Administradores del Pool Español de Riesgos Nucleares (ARN). Actuario CERA. Colegiado IAE nº 1865.*

En España, la energía nuclear aporta entre el 19% y el 22% de la generación eléctrica, mediante siete reactores operativos en cinco emplazamientos.

Su relevancia radica en la cantidad de electricidad producida, en su fiabilidad y en la estabilidad del suministro. Los reactores presentan factores de carga superiores al 80%, en contraste con la variabilidad de las energías renovables y la exposición a los precios internacionales del gas natural.

Esta estabilidad convierte a la nuclear en un “ancla” del sistema: sus costes operativos son relativamente fijos y poco sensibles a las fluctuaciones de los mercados, reduciendo la volatilidad del precio medio de la electricidad y amortiguando la transmisión de *shocks* externos hacia la economía.

La energía nuclear española no puede analizarse únicamente desde la óptica de la generación eléctrica. Su relevancia trasciende el suministro: actúa como estabilizador del sistema, reduce la exposición a perturbaciones externas y se integra en un marco institucional que permite gestionar riesgos extremos. Su papel cobra especial interés en un escenario global de volatilidad geopolítica y transición energética.

El sistema energético español, y europeo en general, está condicionado por factores externos. Entre los más críticos se encuentra el Estrecho de Ormuz, por donde transita entre el 20% y el 30% del petróleo mundial. Cualquier interrupción en esta ruta impacta de inmediato en los mercados y, en consecuencia, en los costes de producción de electricidad basada en gas.

La energía nuclear aporta una ventaja estructural: su suministro no depende directamente de combustibles fósiles a corto plazo, y los contratos de uranio se gestionan a largo plazo. La elevada densidad energética del combustible nuclear permite operar durante períodos prolongados sin interrupciones, reduciendo la exposición a *shocks* logísticos y de precio.

## Estabilidad, resiliencia y sostenibilidad del sistema

El análisis económico de la nuclear no se limita a comparaciones de costes unitarios. Su principal valor reside en su efecto estabilizador sobre el sistema energético. Aunque requiere inversiones iniciales muy elevadas, sus costes operativos son predecibles. Frente a tecnologías fósiles, donde los precios del combustible son volátiles, la nuclear amortigua la transmisión de fluctuaciones hacia consumidores y economía, desempeñando un papel estratégico más allá de la simple generación.

El sistema eléctrico español combina tecnologías con perfiles distintos: la nuclear aporta estabilidad y previsibilidad; las renovables reducen la dependencia de combustibles fósiles; y el gas asegura flexibilidad operativa. Esta combinación disminuye la volatilidad agregada y fortalece la resiliencia del sistema frente a perturbaciones externas, como lo evidenció el apagón de abril de 2025, cuando millones de usuarios se vieron afectados por un colapso en cascada que puso de relieve la complejidad de gestionar sistemas interconectados.

Desde el punto de vista técnico y estratégico, la energía nuclear comprende fisión y fusión. La fisión, utilizada en las centrales actuales, divide núcleos pesados como uranio, liberando energía mediante reacciones en cadena y generando residuos radiactivos de larga duración. La fusión, que alimenta al Sol, une núcleos ligeros —deuterio y tritio— liberando enormes cantidades de energía sin residuos de larga vida ni riesgo de reacción descontrolada.

Aunque no existen reactores de fusión comerciales, los experimentos recientes son prometedores. En Francia, el proyecto ITER busca demostrar que un plasma de fusión estable puede generar más energía de la que consume, mientras que en China, el reactor EAST ha mantenido plasma supercaliente durante más de 1.000 segundos, estableciendo récords de duración y densidad energética.

Si se logra la fusión comercial, podría constituir una fuente limpia, segura y sostenible, con combustible prácticamente ilimitado y capacidad de

complementar renovables, estabilizando la red eléctrica y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y de mercados energéticos internacionales volátiles.

Dentro del ambicioso programa *ARTEMIS*, la NASA está desarrollando reactores nucleares para la Luna, diseñando sistemas de fisión nuclear para generar energía en la superficie lunar, que servirían para futuras bases humanas facilitando electricidad continua, sobre todo en la noche lunar, lo que conecta con la idea de una economía lunar a largo plazo.

### Responsabilidad civil nuclear y aseguramiento

El régimen jurídico que regula la responsabilidad civil por los daños causados por un accidente nuclear deriva del Convenio de París, de 29 de julio de 1960, sobre la responsabilidad civil en materia de energía nuclear y de su Complementario de Bruselas, de 31 de enero de 1963, ambos Convenios primigenios desarrollados bajo los auspicios de la Agencia de Energía Nuclear de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Estos Convenios establecen los principios internacionalmente reconocidos en la materia, entre otros, la responsabilidad objetiva del explotador; la canalización de la responsabilidad sobre el explotador; la obligatoriedad de establecer un aseguramiento; y la limitación en el tiempo de dicha responsabilidad.

Hasta el 31 de diciembre de 2021, sus disposiciones se habían implementado en España por medio de los capítulos VII a IX de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, así como por medio del Reglamento sobre Cobertura de Riesgos Nucleares, aprobado por Decreto 2177/1967, de 22 de julio. Los citados Convenios han sido objeto de varias revisiones, siendo la última de ellas la llevada a cabo mediante los Protocolos de 2004 de enmienda a dichos Convenios.

La entrada en vigor de estos Protocolos supone una revisión en profundidad del régimen de responsabilidad civil nuclear aplicable en las Partes Contratantes y redundante en una mayor protección de las víctimas en caso de un accidente nuclear. En España, la necesidad de incorporar al ordenamiento jurídico los cambios resultantes de la aprobación de los referidos Protocolos de 2004 motivó la aprobación de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, modificada muy recientemente por la Ley 11/2023, de 8 de mayo.

### Riesgo nuclear: frecuencia e intensidad

La energía nuclear se caracteriza por un perfil de riesgo de baja frecuencia y alta intensidad. La probabilidad anual de un accidente grave en un reactor moderno se estima entre 1 cada 10.000 y 100.000 años por instalación, según estudios de la Agencia Internacional de Energía Atómica y revisiones de seguridad europea.

La intensidad del riesgo, medida en términos de coste económico y repercusión social, es extremadamente elevada. Los precedentes históricos permiten dimensionarla: Three Mile Island (1979) tuvo un impacto limitado, afectando fundamentalmente regulaciones y con costes de aproximadamente 0,1% del PIB de EE. UU. en ese año. Chernóbil (1986), en cambio, supuso daños directos y colaterales equivalentes al 60% del PIB de la URSS, con evacuaciones masivas y consecuencias ambientales prolongadas. Fukushima (2011) combinó la fuerza del tsunami con el fallo de los reactores, provocando costes estimados entre 200.000 y 250.000 millones de dólares, equivalentes al 4-5% del PIB de Japón, y generando desplazamientos poblacionales, descontaminación y compensaciones económicas prolongadas.

Estos antecedentes refuerzan la necesidad de un enfoque actuarial riguroso, que combine análisis de frecuencia e intensidad, y explique por qué la energía nuclear requiere un modelo de cobertura especializado.

### El Pool de riesgos nucleares en España

España ha desarrollado un sistema de protección del riesgo nuclear mediante un *Pool* de aseguradoras, que opera bajo la denominación Aseguradores de Riesgos Nucleares —ARN— constituida como una Agrupación de Interés Económico —AIE— en adelante el *Pool*, con personalidad jurídica propia para la administración del Convenio Español de Suscripción de Riesgos Nucleares —ESPANUCLEAR— suscrito entre entidades aseguradoras y reaseguradoras para la suscripción en común en régimen de coaseguro y/o correaseguro de este tipo de riesgos con la finalidad de ofrecer la mayor capacidad de cobertura del Seguro Español en los distintos mercados y, a su vez, distribuir la exposición entre varias entidades para reducir la concentración del riesgo.

La cobertura mínima obligatoria alcanza 700 millones de euros por instalación, ampliable hasta

1.200 millones mediante reaseguro internacional. Más allá de esta cifra, el Estado actúa como garante último.

Este modelo híbrido permite enfrentar eventos de baja frecuencia y alta severidad, alineando la capacidad financiera con la magnitud técnica del riesgo. La supervisión del Consejo de Seguridad Nuclear garantiza la coherencia entre la seguridad de las instalaciones y la cobertura financiera, mientras que la coordinación internacional asegura mecanismos de compensación frente a daños transfronterizos. Gracias a su sistema de coaseguro y correa-seguro, el Pool puede ofrecer la gran capacidad de cobertura que requieren las instalaciones nucleares y radiactivas.

El seguro gestionado por el Pool abarca los posibles daños materiales, personales o medioambientales que puedan causar tanto las centrales nucleares como otras instalaciones que utilizan aparatos radiactivos como hospitales, clínicas, laboratorios y ciertas industrias. Además, cubre la responsabilidad civil de los operadores y de quienes fabrican o suministran equipos que producen radiaciones ionizantes, así como los riesgos derivados del transporte de sustancias nucleares o radiactivas.

Tres son los tipos de instalaciones cubiertas por el Pool en España: (i) *instalaciones nucleares aseguradas*: el Pool cubre todo el ciclo nuclear, desde el aprovisionamiento de uranio hasta el desmantelamiento de las instalaciones y el almacenamiento de residuos. Actualmente hay 11 instalaciones nucleares aseguradas, incluyendo centrales en operación — que son: Almaraz (2 reactores), Ascó (2 reactores), Cofrentes (1 reactor), Trillo (1 reactor), Vandellós II (1 reactor); es decir 5 centrales con 7 reactores—, más los reactores en desmantelamiento —Garoña, Zorita y Vandellós I—, centros de almacenamiento y una fábrica de combustible. La suma asegurada total en este ámbito supera los 8.500 millones de euros; (ii) *instalaciones radiactivas aseguradas*: el Pool protege más de 650 instalaciones radiactivas en todo el país, que pueden ser hospitales, clínicas, universidades, laboratorios u otras industrias relacionadas con lo nuclear; y (iii) *aparatos y fuentes radiactivas aseguradas*: el Pool cubre una amplia variedad de equipos y fuentes utilizados tanto en el ámbito sanitario como industrial, como, por ejemplo, equipos de rayos X, aceleradores lineales, fuentes para diagnóstico, tratamiento, medición o análisis. La suma asegurada total para estos aparatos y fuentes supera los 200 millones de euros.

## ORSA en el riesgo nuclear bajo Solvencia II

El ORSA en el riesgo nuclear bajo Solvencia II dentro del ámbito asegurador incorpora escenarios de estrés severo, PML, análisis de riesgos climáticos, de sostenibilidad y de la estructura de cobertura del Pool nuclear.

En España, la exposición de la aseguradora a riesgos nucleares se materializa a través de su participación en el sistema de aseguramiento gestionado por el Pool de Riesgos Nucleares en el ámbito de la responsabilidad civil por daños nucleares. Este riesgo presenta, como se ha indicado, un perfil caracterizado por baja frecuencia y muy alta severidad, con probabilidades anuales de ocurrencia de accidente grave estimadas en el rango de  $10^{-4}$  a  $10^{-5}$  por reactor, de acuerdo con estándares internacionales. La cobertura se estructura en una capa primaria de 700 millones de euros por instalación, suscrita por el mercado asegurador y reasegurador, y una capa adicional hasta 1.200 millones de euros, conforme al límite legal vigente, respaldada en última instancia por el Estado. En términos de cuantificación, el análisis interno sitúa el *Probable Maximum Loss* (PML) en niveles cercanos al límite de cobertura, reconociendo que escenarios extremos podrían superar dicha cuantía en términos económicos agregados, aunque con transferencia parcial del riesgo al sector público.

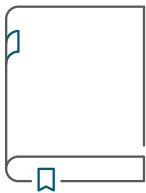
Desde la perspectiva de modelización, el ORSA incorpora escenarios de estrés severo y *reverse stress testing*, incluyendo accidentes nucleares inducidos o agravados por eventos climáticos extremos, en línea con la evidencia empírica del accidente de Fukushima (2011). En particular, se consideran escenarios combinados de fallo de sistemas críticos junto con inundaciones, terremotos o eventos meteorológicos extremos, que puedan comprometer simultáneamente múltiples barreras de seguridad. Estos escenarios permiten evaluar el impacto sobre el SCR, la suficiencia de los fondos propios admisibles y la posición de liquidez, considerando tanto el calendario de siniestros como el posible desfase entre pagos y recuperaciones de reaseguro. Asimismo, se analiza la correlación potencial con otros riesgos catastróficos (por ejemplo, riesgos naturales o de mercado), dada la posible materialización conjunta en contextos de estrés sistémico.

Adicionalmente, la entidad aseguradora integra este riesgo en su marco de sostenibilidad y riesgos

climáticos (ESG), reconociendo tanto los riesgos físicos como los riesgos de transición. Por un lado, se evalúa el impacto del cambio climático en la probabilidad e intensidad de eventos extremos que puedan afectar a instalaciones nucleares. Por otro, se considera el papel de la energía nuclear en la descarbonización del mix energético, como fuente baja en emisiones que contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico. Esta doble dimensión se refleja en la evaluación estratégica del ORSA, alineada con los objetivos de resiliencia del sistema energético y con marcos internacionales de sostenibilidad, asegurando que la exposición a riesgos nucleares se gestione de forma coherente con los principios de prudencia actuarial, estabilidad financiera y sostenibilidad a largo plazo.

## Conclusión

La energía nuclear se configura como un pilar estratégico del sistema eléctrico, combinando generación estable, mitigación de riesgos externos y complementariedad con fuentes renovables. Más allá de su función energética, su gestión normativa y aseguradora, a través de la supervisión del Consejo de Seguridad Nuclear, del *Pool español* de Riesgos Nucleares y de marcos como Solvencia II, demuestra un enfoque integral que aúna seguridad, sostenibilidad y resiliencia financiera. La perspectiva de futuro, con el desarrollo de la fusión y la exploración de aplicaciones espaciales a nivel internacional, resalta el papel de la nuclear como un recurso clave para enfrentar la transición energética global y mantener la estabilidad económica frente a incertidumbres geopolíticas y climáticas. ●



## BIBLIOGRAFÍA

- ESPANUCLEAR (2026): «¿Qué es ARN? - Aseguradores de Riesgos Nucleares, AIE». <https://www.espanuclear.com/aseguradores-riesgos-nucleares/> [15-3-2026].
- Göke, L., Wimmers, A. & von Hirschhausen, C. (2023). *Flexible Nuclear Power and Fluctuating Renewables? – A TechnoEconomic Analysis for Decarbonized Energy Systems*.
- INESE (2017): «El pool nuclear proporciona una capacidad aseguradora global y de calidad». <https://www.inese.es/el-pool-nuclear-proporciona-una-capacidad-aseguradora-global-y-de-calidad/> [18-3-2026].
- Kunreuther, H. (2010). *Catastrophic Liabilities from Nuclear Power Plants*. En *Measuring and Managing Federal Financial Risk*, Oxford.
- Lévêque, F. & Bizet, R. (2017). *The Economic Assessment of the Cost of Nuclear Accidents*. En R. Henderson (Ed.), *Resilience: A New Paradigm of Nuclear Safety*. Pp. 79–96. Springer.
- Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos.
- Ley 11/2023, de 8 de mayo, de trasposición de Directivas de la Unión Europea.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Responsabilidad civil por daños nucleares y compromisos internacionales*. Gobierno de España.
- NASA (2023). *Nuclear Power for the Moon and Mars: Fission Surface Power Systems*. Washington, DC: NASA.
- NASA (2025). *Artemis Plan: NASA's Lunar Exploration Program Overview*. Washington, DC: NASA.
- OCDE (2023). *The Space Economy in Figures: How Space Contributes to the Global Economy*. Paris: OECD Publishing.
- Sánchez Hernández, C. (2022). *Responsabilidad civil por daños nucleares: un paso adelante tras la Ley 11/2023*. *Revista Internacional de Doctrina y Jurisprudencia*, p. 32.
- Sovacool, B. K. (2011). *Contesting the Future of Nuclear Power: A Critical Global Assessment of Atomic Energy*. World Scientific.
- UNESPA (2026) «ARN: Un escudo invisible frente a los riesgos nucleares». Blog Estamos Seguros. <https://www.estamos-seguros.es/arn-un-escudo-invisible-frente-a-los-riesgos-nucleares/>[2-4-2026].

# French Middle Market Nuclear Plant Suppliers and Subcontractors

**Matthieu Marandet** // Deputy head of industry practices, Chubb Overseas General

Boasting 57 operable reactors with a combined capacity of 63,000 megawatts (MWe), France remains Europe's undisputed leader<sup>1</sup> in nuclear power generation and the world's largest net exporter<sup>2</sup> of electricity. The country owes its dominance in the sector to the vision of political and industrial leaders who foresaw the potential of nuclear energy back in the 1960s and 1970s, and to a decades-long history of close cooperation between scientists, technicians, power plant operators and Électricité de France<sup>3</sup> (EDF) – all of whom benefit from high levels of public trust and buy-in<sup>4</sup>.

But there's another key ingredient in this successful recipe: the extensive community of middle-market suppliers and subcontractors who provide power plants with all of the specialized technology and services necessary to keep reactors running smoothly and safely. With so much of France's energy independence depending on the continued health of its nuclear industry – the country currently gets roughly 65% of its electricity<sup>5</sup> from the sector – ensuring the integrity and safety of this supply chain is of paramount importance.

Many of the technology companies that design, sell and service the component parts within a nuclear reactor also work in other sectors, including the chemical sector and the oil and gas sector. Most of these companies already understand how a defective product or maintenance oversight could expose them to liability if that product or oversight were to force a chemical plant or natural gas refinery to suspend operations – just as they understand that liability insurance represents an effective safeguard against losses resulting from this scenario.

But because an incident occurring at a nuclear reactor can potentially lead to increased radioactivity or the release of radioactive material – a fact that changes the liability equation significantly – most standard liability policies contain certain exclusions of which these companies may not be aware. To protect themselves and other stakeholders, manufacturers and suppliers need to know whether they are fully covered. If they are not, they must take steps to make sure that they have liability protection for all of their activity.

## Identifying Unique Risks

France has long applied a strict liability standard to the operators of nuclear power facilities under terms set forth by the 1960 Convention on Third Party Liability in the Field of Nuclear Energy, more commonly referred to as the Paris Convention<sup>6</sup>. In practice this means that the operator of a nuclear power plant will be deemed legally liable for any damages resulting from accidents at the facility or during the transport of nuclear materials to or from it – regardless of whether or not the operator is actually at fault. It was this adherence to strict liability that necessitated the creation of Assuratome<sup>7</sup>, the national co-insurance pool that manages and mitigates liability risk for all of France's nuclear power plant operators. Fortified by €700 million of capacity, Assuratome spreads risk among its 33 members (at current count) in the event of any accident or incident that results in the release of radioactive material outside of a facility.

The many designers, manufacturers, suppliers and maintenance experts who support nuclear operations with their products and services must depend on more conventional insurance solutions for protection, such as general liability policies that cover risks like bodily injury or property damage. These policies, however, typically exclude liability coverage for any part or product that goes into a nuclear power plant, as well as liability coverage for

<sup>1</sup> <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france>

<sup>2</sup> <https://www.worldstopexports.com/electricity-exports-country/>

<sup>3</sup> <https://www.edf.fr/>

<sup>4</sup> <https://www.orano.group/fr/decodage/selon-une-etude-bva-pour-orano-une-majorite-de-francais-estime-que-le-nucleaire-est-un-atout-pour-l-independance-energetique-de-la-france>

<sup>5</sup> <https://www.edf.fr/groupe-edf/comprendre/production/nucleaire>

<sup>6</sup> [https://www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_20196/paris-convention-on-third-party-liability-in-the-field-of-nuclear-energy-paris-convention-or-pc](https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_20196/paris-convention-on-third-party-liability-in-the-field-of-nuclear-energy-paris-convention-or-pc)

<sup>7</sup> <https://www.assuratome.fr/fr/2-bienvenue>

workers who are servicing any such part or product. We estimate that only about five percent of these companies have insurance that covers this special type of liability; within that five percent, nearly 90% of those who are insured are large companies. This has left a significant coverage gap – especially for many hundreds of smaller and middle-market suppliers and subcontractors – that the nuclear sector simply cannot afford to leave unfilled.

### Exposures and Liabilities

A nuclear reactor is generally divided into two distinct sections: the nuclear island, where the process of nuclear fission generates heat, and the conventional island, where that heat is used to create electricity. While both sections are essential to the operation of the facility, only the first of these – the nuclear island – contains radioactive materials. Equipment found within the nuclear island is also key to the management of three absolutely critical safety functions:

- >> **Cooling of fuel:** The removal of residual heat generated by nuclear fission or nuclear decay.
- >> **Control of reactivity:** Nuclear fission involves a chain reaction which must be tightly controlled to avoid an exponential progression of fission reactions.
- >> **Confinement of radioactive products:** A succession of three physical barriers between radioactive materials found within the reactor and the environment.

The conventional island contains no radioactive material; some auxiliary circuits found there, however, are essential for maintaining overall safety and must also be fully operational for the production of energy.

The malfunction of any of the component pieces found in the nuclear island – the failure of one or more of the confinement barriers, for example – could potentially lead to the dispersion of radioactive material within the plant and potentially into the environment. Should equipment relating to the control of reactivity malfunction, the reactor could experience a criticality accident<sup>8</sup>, wherein the chain reaction of fissionable material continues beyond the control of operators:

This could potentially lead to the dispersion of this material and also, in very extreme cases, a reactor's core meltdown. Both of these scenarios could put workers, and even the public, at risk of exposure to ionizing radiation or contamination.

### Fortified by €700 million of capacity, Assuratome spreads risk among its 33 members (at current count) in the event of any accident or incident that results in the release of radioactive material outside of a facility

When a defect or problem is identified in the nuclear island of a facility – even if no radioactive material has been released – it immediately raises a safety concern and triggers a detailed and lengthy process. First, the operator is obligated to notify L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection<sup>9</sup> (ASNR), the official regulatory body that oversees all civil nuclear activity on behalf of the French government. The ASNR may then decide, depending on the type and nature of the incident, that the product or equipment must be removed and replaced from the plant. Costs can mount as technicians work to access the part, which typically involves disassembling the surrounding apparatus before replacement and then reassembling it afterward. If the defective product has resulted in the release of any radioactive material, costs associated with remediation and decontamination will have to be added to the final tally.

Depending on the type and severity of the malfunction, a reactor may have to go offline for a considerable amount of time. If a leak in a fuel rod is detected, for example, the reactor will be shut down while the rod is located and replaced. The process is lengthy. The operator must first allow the core's residual heat to dissipate. At that point, the primary circuit can be opened and the investigation can commence, followed by replacement and reassembly. The process is also expensive: Depending on electricity prices, a

<sup>8</sup> [https://www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_244449/criticality-excursion](https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_244449/criticality-excursion)

<sup>9</sup> <https://www.asnr.fr/actualites/creation-de-lautorite-de-surete-nucleaire-et-de-radioprotection-asnr>

one-day outage at an EDF reactor can cost anywhere<sup>10</sup> from one million to 10 million euros per day.

### Slowed Construction and the “Knowledge Gap”

Between 1978 and 2002, 58 nuclear reactors were built in France. During this period, facilities were being constructed at a rapid pace. The workers who built and maintained them gained much in the way of experience and expertise and constituted a tier of specialists whose deep knowledge of reactor design made them indispensable sources of help whenever a problem was detected. Since 2002, however, there have been no more nuclear facilities built in France save for the Flamanville 3<sup>11</sup> EPR, which – though construction began in 2007 – was plagued by delays and cost overruns and only went online for the first time in late 2024.

**By better understanding their liability exposure – and taking steps to mitigate it – smaller and middle-market companies that service nuclear power plants will also be taking a step to protect France’s nuclear power plants and its enviable legacy of energy independence**

This lengthy gap between projects has negatively impacted the transfer of specialized expertise, as an older generation of nuclear workers retired before they were able to teach the next generation of workers all that they knew. Such “knowledge gaps” exist in other industries; in the nuclear sector, however, they can be dangerous. Of the three smaller and middle-market groups that we have identified as the most vulnerable to a liability claim – the engineers and designers who manufacture parts for nuclear reactors, the Tier 1 suppliers who deliver them, and the maintenance specialists who inspect and service them – we have

found that this last group is the most vulnerable and faces the greatest degree of exposure. They are also among those most likely to need added liability insurance, whether they realize it or not.

### A French Focus, Enhanced by a Global Outlook

As more and more countries in the EU<sup>12</sup> and elsewhere expand their nuclear energy programs<sup>13</sup> – and as new applications for nuclear technology continue to develop, including within the world of medicine<sup>14</sup> – international demand for the specialized expertise of French manufacturers and suppliers will rise accordingly. With that rise in demand there will necessarily come a rise in liability exposure, a situation further complicated by the fact that these companies will be providing their products and services in jurisdictions with different regulatory and insurance structures.

Chubb’s breadth of experience partnering with climate tech companies<sup>15</sup> of all sizes around the globe distinguishes us from other insurers. Our underwriters and risk engineers understand the sector from every angle and are deeply invested in its success; they know, for example, that nuclear reactors are only as safe and effective as the thousands of individual components that go into them – and that these individual components, in turn, are only as safe and effective as the manufacturing processes and business operations that produced them. We are able to leverage our longstanding relationships with experts and industry leaders internationally to collect and share with our French clients the most up-to-date thinking regarding technology, safety and loss prevention.

The future of France’s nuclear power industry hinges on its ability to anticipate risks and minimize losses at every level. By better understanding their liability exposure – and taking steps to mitigate it – smaller and middle-market companies that service nuclear power plants will also be taking a step to protect France’s nuclear power plants and its enviable legacy of energy independence. ●

<sup>10</sup> <https://www.reuters.com/business/energy/strikes-french-nuclear-plants-whats-stake-2022-10-19/#:~:text=FNME%2DCGT%20secretary%20general%20S%C3%A9bastien,5%20to%2010%20times%20more%22>.

<sup>11</sup> <https://www.french-nuclear-safety.fr/oversight/oversight-of-the-flamanville-epr-reactor>

<sup>12</sup> <https://www.euronews.com/my-europe/2025/05/27/why-nuclear-energy-is-making-a-comeback-across-europe>

<sup>13</sup> <https://www.iea.org/news/a-new-era-for-nuclear-energy-becomes-as-projects-policies-and-investments-increase>

<sup>14</sup> <https://www.hopkinsmedicine.org/health/treatment-tests-and-therapies/nuclear-medicine>

<sup>15</sup> <https://www.chubb.com/uk-en/business/industry/climate-tech.html>

# El muro energético de la inteligencia artificial: un cambio de paradigma en la gestión de riesgos

**Juan Manuel López Zafra** // Prof. Titular, CUNEF  
Universidad. Colegiado IAE nº 2749

Tradicionalmente, el desarrollo de la Inteligencia Artificial (IA) se ha evaluado bajo modelos de riesgo operativo de software. Sin embargo, ese análisis es sumamente parcial y no contempla que el riesgo se ha desplazado hacia el activo físico y el suministro. La energía ha dejado de ser gasto operativo (OPEX) para convertirse en un activo estratégico. Si la disponibilidad de energía no es constante en cantidad, calidad y tiempo, la valoración de los activos subyacentes (*Data Centers* y *Hardware*) tenderá a cero de forma acelerada.

El riesgo más inminente para el balance es el desajuste entre la infraestructura existente y la densidad energética requerida por los nuevos procesadores. Aparece aquí un primer impacto de alta severidad, pues la mayoría de los centros de datos actuales están diseñados para potencias de 15 kW/rack, frente a las actuales de 100 kW/rack. Considerando que la mayor parte de los centros de datos de una antigüedad de más de cuatro años no tienen siquiera tuberías, el paso obligatorio a la refrigeración líquida no es una actualización menor, sino una reingeniería total. Esto nos lleva a un riesgo de deterioro de valor (*impairment*) prematuro. Si un inmueble diseñado para 20 años queda obsoleto en 5 por incapacidad térmica, el modelo de amortización lineal colapsa, obligando a provisiones extraordinarias que afectarán a la solvencia de la compañía.

La IA presenta un perfil de consumo energético único, con cargas masivas que pueden activarse en milisegundos. Esto es algo muy particular del sector, y las redes eléctricas norteamericanas (como las gestionadas por PJM, en Virginia, por la que pasa el 70% del tráfico mundial de Internet y que concentra más de un tercio de todos los centros de datos del mundo, o por ERCOT, en Texas) no están diseñadas para manejar estas fluctuaciones. El fallo de frecuencia, derivado del pico de consumo en un entrenamiento de IA que puede desestabilizar toda

la red regional, provoca daños en el *hardware* propio y reclamaciones de terceros por inestabilidad sistémica. Evidentemente, el paso de centros de datos de algunos MW a *hubs* y campus en escala de GW aumentará su frecuencia.

Precisamente, la excesiva dependencia geográfica genera un cúmulo muy importante, dado que cualquier desastre natural, fallo sistémico de red o cambio regulatorio en estos nodos afectaría simultáneamente a una proporción significativa de la capacidad de computación global.

**La energía ha dejado de ser gasto operativo para convertirse en un activo estratégico. Si la disponibilidad de energía no es constante en cantidad, calidad y tiempo, la valoración de los activos subyacentes (Data Centers y Hardware) tenderá a cero de forma acelerada**

Entramos así en uno de los riesgos más delicados de gestionar, el relativo al *time-to-power*, con una incertidumbre que alcanza niveles del 500% en la actualidad. Un proyecto que hace tres años recibía conexión en 12 meses, hoy se enfrenta a plazos de 60 a 84 meses por el aumento de demanda. El incremento de operadores a nivel mundial lleva a que la entrega de elementos físicos como los transformadores de gran escala haya pasado de 10 meses a 4 años. Estos dos componentes son críticos para definir el momento de arranque del proyecto, y contemplan hoy una desviación estándar absolutamente inaceptable para cualquier modelo de inversión. Estos retrasos golpean directamente a la TIR; así, para un centro de datos típico de 60 MW,



Foto: iStock.com/EvgeniyShkolenko

un mes de retraso puede reducir la TIR del 17,1% al 15,5%, uno de tres meses puede desplomarla hasta el 12,6%, y en términos de ingresos brutos, cada mes de demora puede costar hasta 14,2 millones de dólares en facturación no percibida.

Y si todos esos riesgos pueden parecer pocos, llegamos al que, posiblemente, sea la madre de todos ellos. Supongamos que el gestor es capaz de lidiar con la incertidumbre anterior de plazos. La legislación actual permite amortizar *hardware* en 6 años<sup>1</sup>. Sin embargo, la vida útil económica real de una GPU no supera los 24 meses. Esta situación tiene enormes implicaciones financieras y estructurales. Centrémonos por un momento en las arquitecturas Hopper H100 y Blackwell B200 de Nvidia y la paradoja de la eficiencia. En términos de julios por operación, la B200 es un prodigio de la ingeniería. NVIDIA afirma que puede reducir el consumo de energía en el entrenamiento de modelos de lenguaje masivos hasta en 25 veces en comparación con H100. Un operador con 10.000 unidades de H100 tiene un coste marginal para entrenar el mismo mo-

delo varias órdenes de magnitud superiores al de un competidor con B200; esto genera inmediatamente que el “valor de uso” de la H100 se desplome, pues, aunque el chip funcione físicamente, su eficiencia económica es tan inferior a la B200 que mantenerlo encendido puede ser deficitario. Esto precipita el deterioro contable. Pero aquí es donde el riesgo energético se vuelve crítico. La B200 consume 1.200W frente a los 700W de la H100. Aunque haga más trabajo por vatio, requiere un “chorro” de energía mucho más grueso. Y esta situación tiene dos consecuencias inmediatas; la primera es que, aunque se puedan sustituir 1.000 unidades Hopper H100 por 200 Blackwell B200 para lograr el mismo rendimiento consumiendo menos energía, no se pueden concentrar esas últimas en el mismo espacio físico porque se fundirían los cables y los transformadores locales. La densidad de calor (W/cm<sup>2</sup>) es el verdadero riesgo de infraestructura, no el consumo total. La posibilidad de *stranded assets*, o activos técnicamente útiles pero varados en el balance de la empresa, con una valoración inflada respecto a su utilidad económica por una obsolescencia operativa y energética muy anterior a la prevista en los planes de amortización, es real e impacta en la estabilidad financiera de las compañías. Una co-

<sup>1</sup> En los EEUU y en España, con un mínimo de tres; en la UE, el rango es de 2 a 4 años con la excepción de Irlanda, que alcanza los 8.

rección súbita de estos periodos de amortización podría provocar un *sell-off* masivo en los mercados de capitales, encareciendo el coste de financiación (WACC) para futuros proyectos.

Lógicamente, todo esto golpea directamente al sector asegurador. A medida que escala el valor de los activos dentro de un solo edificio (clústeres de 5.000 a 25.000 millones de euros), se alcanza el límite de retención. La falta de datos históricos sobre fallos térmicos en racks de 100 kW impide un cálculo preciso de la prima de riesgo. Esto resultará en exclusiones de cobertura o primas tan elevadas que comprometerán el retorno sobre el capital invertido (ROIC). Al tiempo, la densidad energética aumenta la severidad de cualquier siniestro térmico, al aumentar los riesgos de incendio y/o de explosión, reduciendo el tiempo de intervención a cero. Pero es también importante aquí contemplar el riesgo regulatorio asociado, derivado del estrés hídrico. La legislación siempre priorizará el consumo humano y agrícola. Un centro de datos sin acceso a agua es un activo inútil. Este es un riesgo de cola larga que, en la actualidad, no está siendo debidamente provisionado.

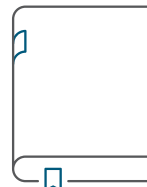
Las soluciones contempladas en la actualidad no están, tampoco, exentas de problemas. El riesgo país se está redefiniendo por la capacidad de entrega de julios. Desde un punto de vista estrictamente técnico, la opción China mediante deslocalización resulta muy interesante en cuanto a la disponibilidad física de energía. Su tecnología de Ultra Alta Tensión (UHV)<sup>2</sup> y su planificación centralizada actúan como un mecanismo de cobertura natural contra la escasez. Y mientras en Occidente la energía es un riesgo de cola de interconexión, en China es un recurso pre-desplegado. Esto le otorga una ventaja en el Time-to-Market que puede ser irreversible en un entorno de competencia acelerada.

Si la deslocalización no es opción, por la razón que sea, se puede intentar el control directo de la energía. Vuelve la nuclear con fuerza, con la reapertura prevista del Three Mile Island por Microsoft para asegurar en exclusiva 835 MW durante 20 años o con Google invirtiendo para implementar reactores pequeños (SMR) acompañados al crecimiento de la demanda. Sin embargo, la mitigación del riesgo de entrega energética es lejana, pues los SMR no serán una realidad en los EE. UU. antes de 2030, bajo hipótesis muy optimistas de plazos de licencias que

podrían retrasar la puesta en marcha entre dos y cinco años, al tratarse de los first-in-class. Por otro lado, existe un evidente riesgo de modelado que se deriva de la ausencia de datos de operación en condiciones reales; confiar la capacidad de la IA en 2030 a una tecnología sin historial de fallos comerciales introduce una volatilidad en los planes a largo plazo que puede tornarse en estructural.

## La energía se ha convertido, así, en el factor limitante de la Inteligencia Artificial para occidente, mucho más que los chips. Gestionarla como un riesgo y no como una commodity marcará la diferencia entre ganadores y perdedores

La energía se ha convertido, así, en el factor limitante de la Inteligencia Artificial para Occidente, mucho más que los *chips*. Gestionarla como un riesgo y no como una *commodity* marcará la diferencia entre ganadores y perdedores. ●



## REFERENCIAS

- Goldman Sachs Global Investment Research. (2024). *AI and the Energy Transition: The Power Surge*.
- International Energy Agency (IEA). (2024). *Electricity 2024: Analysis and forecast to 2026*.
- PJM Interconnection. (2024). *Annual Interconnection Queue Report*.
- STL Partners (2025). *Preventing multimillion dollar data centre losses through reporting*.

<sup>2</sup> Redes de transporte eléctricas que permiten desplazamientos masivos de energía (+800kV) con pérdidas mínimas.

# IA. Ganadores y perdedores

**Daniel Sánchez del Álamo Benguigui** // Director del Observatorio de IA y Ciencia de Datos del CIAE (Centro de Investigación Actuarial de España). Actuario Colegiado IAE n.º 3587)

## Topología de la transferencia periférica en la producción de la IA

La Inteligencia Artificial ha dejado de ser una tecnología en estado de pruebas para convertirse en un instrumento masivo de ocio, un asistente de programación, y, últimamente, como capa intermedia para agentes que realizan operaciones y procesos.

Esta tecnología se halla en un umbral delicado: ser una herramienta válida y general o ser específica y minoritaria. Los retos principales siguen siendo las alucinaciones, que aumentan con cada versión de los modelos, la manufactura de los *chips*, los costes de producción y, sobre todo, los costes de inferencia que millones de usuarios consumen en electricidad y agua debido al lanzamiento de sus *prompts*.

**La Inteligencia Artificial ha dejado de ser una tecnología en estado de pruebas para convertirse en un instrumento masivo de ocio, un asistente de programación, y, últimamente, como capa intermedia para agentes que realizan operaciones y procesos**

Los riesgos geopolíticos y geoeconómicos, *cu-carachas* y *medusas*, de las principales capas de esta tecnología (física, de modelo y de distribución) se acercan a un punto de inflexión y de ruptura que podría provocar un estancamiento en la revalorización de la IA o el pinchazo de la burbuja que algunos vaticinan.

Como se cuestiona Martin Heidegger, *¿cuál es la esencia de la técnica? La esencia, como su destino y futuro, de la técnica es algo no técnico*. Y esto, a

su vez, nos conduce a reflexionar sobre la relación íntima entre **violencia y técnica**.

## El ciclo productivo del chip: desde la extracción hasta la GPU

El chip es la estructura física central de la computación. Es la materia ordenada que nos permite encauzar un flujo eléctrico y producir un efecto-cálculo como salida de un proceso intelectual previamente establecido (diseño). Así como el cerebro nos ha permitido moldear el mundo, el chip nos ha permitido trasladar y replicar las partes más simples y mecánicas de nuestro mundo-mente.

El principal elemento en la producción del chip es el silicio que necesita “destilarse” con una pureza altísima (99.9999%). El silicio proviene de la arena fundida a altas temperaturas. Son llamadas “tierras raras” aquellas arenas que presentan alta concentración en elementos poco frecuentes como el Escandio, el Hafnio o el Niobio, entre otros. Muchas de ellas se usan para fabricar *chips*. Parte de la guerra de Ucrania y la unilateral exigencia de anexión de Groenlandia por EE.UU. pivota sobre territorios con “tierras raras”. Entre tanto, **China lidera la producción de silicio mundial** con el 70%. EE. UU. produce alrededor del 5%<sup>1</sup>.

Con estos materiales abundantes y raros se producen los *chips* que consumen los grandes centros de datos mundiales. Aunque Nvidia es la empresa que ha acumulado la revalorización bursátil más asombrosa (10 veces) desde la salida de ChatGPT a finales del 2022 por producir tarjetas gráficas (GPU) que aceleran los cálculos de IA, no es la que provoca el **cuello de botella en la fabricación de chips**. La empresa responsable es ASML —Advanced Semiconductor Materials Lithography— ubicada en Países Bajos (Europa) que usa técnicas muy sofisticadas de impresión en *chips* denominadas litografías lumínicas EUV (Extreme UltraViolet). EE. UU. impidió a China hacerse con estas fábricas EUV. Por tanto, **ASML fabrica las máquinas de litografías** que serán adquiridas por Nvidia, Intel, AMD, Qualcomm o TSMC para

<sup>1</sup> Producción del silicio. <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2026/mcs2026-silicon.pdf> y [https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_countries\\_by\\_silicon\\_production](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_silicon_production)



Foto: iStock.com/WANAN YOSSINGKUM

producir sus *chips*. En el mismo periodo, ASML se ha revalorizado solo el 100%. Actualmente, Substrate y xLight pretenden rivalizar con el *monopolio* de ASML.

Solo Nvidia<sup>2</sup> facturó en 2025 \$130.497M con un beneficio de \$72.880M (55.85%). ASML<sup>3</sup> facturó en 2025 \$32.667M con un beneficio de \$9.609M (29.42%). El mercado global del silicio<sup>4</sup> facturó en 2025 \$8.510M. A pesar de que ASML ostenta el monopolio de la litografía, es evidente que Nvidia acumula la mayoría del valor añadido.

### El ciclo de entrenamiento: desde los datos hasta el modelo

La construcción de un centro de datos es realmente costosa<sup>5</sup>. No solo las GPU, sino también los servidores, el personal cualificado, el espacio subterráneo protegido (incluso militarmente), el acceso a una red eléctrica confiable y el agua para refrigerar los sistemas. Entre tanto, España se ha convertido en un país estratégico por su acceso barato a la electricidad. Con todo esto encima de la mesa, la Agencia Internacional de la Energía estima que para

2030<sup>6</sup> el consumo de electricidad exclusivamente por los centros de datos será ligeramente superior a la energía total consumida por Japón. Es por ello que **la electricidad podría ser la materia prima más relevante** alrededor de la IA.

Asimismo, los centros de **datos** almacenan datos que sirven para entrenar modelos masivos (LLM, Large Language Models). Poco o nada se sabe del origen de estos datos. Apenas hay trazabilidad de ellos ni control o acceso sobre qué datos se han usado para entrenar un modelo determinado. Suelen provenir de páginas webs, repositorios y redes sociales donde muchos de ellos son **públicos, pero no todos**. Además, el individuo que generó dicha información desconoce su uso y/o finalidad, no pudiendo exigir una recompensa por ello ni ejercer sus derechos sobre sus datos. Casos como GitHub (repositorio de proyectos de código abierto), Stack Overflow (web de dudas sobre programación) o la propia Wikipedia se han nutrido de una red de personas cuya *finalidad prevista* no incluía la generación de contenido para entrenar modelos de IA.

Teniendo en cuenta el gran volumen de datos, el tamaño de los centros de datos y la electricidad, el coste exclusivamente para **entrenar un modelo** como GPT5.2 de OpenAI se estimó en unos \$500M basado en el uso continuado durante 90 días de 50.000 GPUs Nvidia H100. El consumo de electricidad se estimó en 55-60 GW por hora, aproxima-

<sup>2</sup> Resultados financieros de NVIDIA. <https://investor.nvidia.com/news/press-release-details/2025/NVIDIA-Announces-Financial-Results-for-Fourth-Quarter-and-Fiscal-2025>

<sup>3</sup> Resultados financieros de ASML. <https://www.asml.com/en/news/press-releases/2026/q4-2025-financial-results>

<sup>4</sup> Mercado global del silicio 2025. <https://www.fortunebusinessinsights.com/silicon-metal-market-104596>

<sup>5</sup> Inversión de Amazon en España. <https://www.aboutamazon.com/news/company-news/amazon-spain-investment>

<sup>6</sup> Agencia Internacional de la Electricidad. <https://www.iea.org/reports/energy-and-ai/executive-summary>

damente lo que consume una ciudad de 100.000 habitantes. Se desconoce el agua consumida para refrigerar estos sistemas.

Para satisfacer la enorme demanda energética requerida por los sistemas de IA, Google alimentará sus centros con energía de mini reactores nucleares<sup>7</sup>. Unido a esto, la crisis del estrecho de Ormuz contribuirá a encarecer aún más la factura de la electricidad, no solo en la fase de entrenamiento sino en la fase de inferencia. Y añadido a esto, el valor generado con respecto a la inversión en IA nos indica que no son rentables actualmente las empresas que solo entrenan modelos, como OpenAI<sup>8</sup>.

**La construcción de un centro de datos es realmente costosa. No solo las GPU, sino también los servidores, el personal cualificado, el espacio subterráneo protegido, el acceso a una red eléctrica confiable y el agua para refrigerar los sistemas**

### El ciclo del uso: el producto apificado

Por encima de toda esta pila de silicio, servidores, energía, datos y modelos, se encuentran 800M de usuarios activos semanales que lanzan 2.500M de *prompts* al día. Esta cantidad de tokens demandada consume 45<sup>9</sup> GWh al día.

Cada vez que un usuario realiza una consulta, envía una serie de tokens como parte de su *prompt* de entrada y recibe la salida (otro *prompt*) también compuesto de muchos tokens. Un usuario de ChatGPT3.5 (turbo) y ChatGPT5.2 (turbo) en este puro

<sup>7</sup> Mini reactores de Google. <https://es.euronews.com/business/2024/10/18/google-alimentara-sus-centros-de-datos-de-inteligencia-artificial-con-minireactores-nucleares>

<sup>8</sup> Deuda de OpenAI. <https://fortune.com/2025/11/28/openai-partners-96-billion-debt>

<sup>9</sup> Nota del Autor. Estas estimaciones podrían no reflejar la realidad precisa y exacta de los consumos de electricidad. Las compañías no suelen publicar esta información fácilmente por el impacto medio ambiental que provoca en la sociedad, entre otras sensibilidades. Algunos CEOs como Dario Amodei de Anthropic han publicado datos que han servido para realizar dichas estimaciones.

ejercicio de pregunta y respuesta, no encuentra diferencia sustancial en el proceso, más allá del pulido en la respuesta por el cambio de versión, gracias a la apificación del servicio. Sin embargo, internamente el modelo de ChatGPT3.5 (turbo) tenía un tamaño de la ventana de contexto (*context-length*) de 16.385 tokens mientras que ChatGPT5.2 (turbo) tiene una ventana de 400.000 tokens (24 veces mayor). Sin embargo, los modelos Gemini Pro utilizan ventanas de 1M a 2M de tokens, esto es, 122 veces mayor que ChatGPT3.5 (turbo).

La ventana de contexto representa **la historia** que el modelo necesita para predecir el siguiente token. Cuanta más historia (más pasado), la respuesta encajará mejor con dicha historia. Recordemos que los LLM son modelos de frecuencia auto-regresivos. Como consecuencia, se pueden narrar historias más largas con mayor sentido. Por un lado, se pasa de una matriz de 16.385 × 16.385 tokens (= 268.468.225), que podría ser manejable, a una matriz de 2M × 2M de tokens (= 4×10<sup>12</sup>), es decir, unas 15.000 veces más grande. Esto implica muchos *teras de memoria* que deben paralelizarse distribuidos en múltiples servidores (*Data Parallelism*). Por otro lado, al aumentar el número de tokens, también aumentan las capas internas de entrenamiento de los modelos (*Pipeline Parallelism*).

En resumen, cada vez se exigen a los modelos respuestas más realistas y precisas. Esto conduce bajo el paradigma del Transformer a un aumento de la ventana de contexto que incrementa el número de servidores y el consumo de electricidad y agua.

### Paradoja de Jevons

William Stanley Jevons<sup>10</sup> en *El problema del carbón (1865)* observó un comportamiento que se reproduce actualmente con los centros de datos. En su momento, la mejora del rendimiento del carbón aumentó su consumo cuando paradójicamente debería reducirse. Precisamente el premio Nobel de 2025 en Economía sobre la innovación y la “destrucción creativa” que genera crecimiento reivindica la paradoja de Jevons.

Un ejemplo de ello es Nvidia, que ya tiene en mercado su nueva GPU Blackwell (B200). Esta nueva GPU ofrece un rendimiento entre 30 y 50 veces superior a su predecesora, la Hopper (H100), solo

<sup>10</sup> William Stanley Jevons (Wikipedia). [https://es.wikipedia.org/wiki/William\\_Stanley\\_Jevons](https://es.wikipedia.org/wiki/William_Stanley_Jevons)

duplicando el consumo eléctrico (1.400W sobre 700W).

En la actualidad, el abaratamiento, entendido como mayor rendimiento en entrenamiento o procesamiento de tokens por vatio de electricidad consumido, sumado a la **publicación open-source de modelos ya entrenados** como Kimi 2.5<sup>11</sup> o Qwen 3.5<sup>12</sup>, no hará que el consumo eléctrico o la inversión en centros de datos disminuya, sino todo lo contrario. Su abaratamiento permitirá acceder a compañías medianas y de otros sectores no tecnológicos a estas infraestructuras. Recuerden los *mainframes* de antaño. Lo que se espera es un mayor consumo de electricidad y agua.

### Conclusiones

Como ya vimos, ni la producción de la materia prima (silicio) controlada por China ni el monopolio de ASML (fabricación) controlado por Europa hace que el valor de la industria de la IA quede en sus manos.

El valor se está acumulando en los productores de *chips*. Aunque vemos diferentes países invo-

**El abaratamiento, entendido como mayor rendimiento en entrenamiento o procesamiento de tokens por vatio de electricidad consumido, no hará que el consumo eléctrico o la inversión en centros de datos disminuya, sino todo lo contrario**

lucrados, es EE. UU. quien acumula el beneficio. Frente al riesgo de concentración, solo podemos esperar **diversificación**. ¿A dónde nos conduce una carrera tecnológica donde un país se erige como claro vencedor, con un severo impacto medioambiental global, con empresas de IA en pérdida y deuda emitida y con millones de usuarios sin derechos ni acceso a sus datos?

Ante un escenario donde geopolítica y geoeconomía son equivalentes, sin espacios propios de expresión ni recorrido, donde el *soft-power* está diluido y la inversión en IA, aunque de forma inmediata simule una salida, podría no conducir a una mejora sustancial en los reequilibrios mundiales. ●

**11** Repositorio en GitHub de Kimi 2.5. <https://github.com/MoonshotAI/Kimi-K2.5>  
**12** Repositorio en GitHub de Qwen 3.5. <https://github.com/QwenLM/Qwen3.5>

**SECCIÓN 1: El Origen - Extracción en China**

**China: El Gigante del Silicio**



99,9999% PURO

China lidera la producción mundial de silicio con un 70%, proporcionando la base material purificada necesaria para los chips.

**Tierras Raras y Minerales Críticos**



ESCANDIO



HAFNIO

El control de elementos como el Escandio y el Hafnio es clave, la lucha por estos materiales define conflictos geopolíticos actuales.

**Facturación Global: \$8.510M**

A pesar de su importancia crítica, el mercado del silicio representa solo una fracción del valor total de la industria.

**SECCIÓN 2: El Cuello de Botella - Fabricación en Europa**

**ASML (Países Bajos): El Monopolio de la Luz**



Máquina EUV (Ultravioleta Extrema)

**Fabricando las "Fábricas"**

Europa posee la única empresa capaz de fabricar las máquinas de litografía ultravioleta extrema (EUV) esenciales para los chips más avanzados.

ASML no fabrica los chips finales, sino las máquinas que permiten a empresas como Nvidia o Intel producirlos.

**Beneficio de \$9.609M (29.42%)**

Aunque es un monopolio tecnológico, su margen de beneficio es significativamente menor que el de los diseñadores finales en EE.UU.

**SECCIÓN 3: El Destino Final - Valor en EE.UU.**

**EE.UU.: El Centro de la Riqueza Tecnológica**



Compañías como Nvidia, Intel y AMD diseñan las GPU que dominan los centros de datos, capturando la mayor parte del valor añadido.

**Nvidia: El Gran Vencedor del Beneficio**

**Facturación: \$130.497M**

**Beneficio: 55.85%**

Con una facturación de \$130.497M y un beneficio del 55.85%, EE.UU. absorbe la rentabilidad de la cadena global.

**Control del Ecosistema**

Estados Unidos bloquea activamente el acceso de competidores a la tecnología de ABML para asegurar su ventaja estratégica.

**SECCIÓN 4: El Coste Invisible - Recursos Globales**

**Recursos Globales: Desafíos Energéticos e Hídricos**



**Electricidad: La Nueva Materia Prima**

Para 2030, se estima que los centros de datos consumirán más energía que todo el país de Japón.

**El Gasto de un Solo Entrenamiento:** Entrenar un modelo avanzado como GPT-5.2 consume unos 60 GW/h, equivalente a la electricidad de una ciudad de 100.000 habitantes durante 90 días.

**Agua y Energía: Bienes Globales Escasos**

La refrigeración de los sistemas requiere ingentes cantidades de agua, convirtiendo la IA en un desafío ambiental que trasciende fronteras.

© NotebookLM

Actuarios 45

# Gestión del riesgo de mercado en las compañías energéticas

Patricia Garrido García // Actuaría Colegiada IAE n.º 4307

La gestión del riesgo de mercado constituye uno de los pilares silenciosos sobre los que se sostiene una parte de la estabilidad financiera de las compañías energéticas. Más allá de las diferencias tecnológicas o de posicionamiento en la cadena de valor, todas ellas comparten una característica esencial: una parte relevante de sus resultados depende de la evolución de variables de mercado intrínsecamente volátiles. El precio de la electricidad, del crudo o de los productos refinados no solo determina ingresos y costes, sino que introduce una incertidumbre que, si no se gestiona adecuadamente, puede trasladarse directamente a la cuenta de resultados, a la generación de caja y, en última instancia, al valor de la compañía.

**El precio de la electricidad, del crudo o de los productos refinados no solo determina ingresos y costes, sino que introduce una incertidumbre que, si no se gestiona adecuadamente, puede trasladarse directamente a la cuenta de resultados, a la generación de caja y, en última instancia, al valor de la compañía**

En el caso de las compañías eléctricas, particularmente aquellas que combinan generación y comercialización existe una percepción extendida de que ambos negocios actúan como coberturas naturales entre sí. Sin embargo, esta visión, aunque intuitiva, es incompleta. La compensación entre generación y demanda es, por naturaleza, imperfecta. Los desajustes de volumen, las diferencias en los perfiles horarios de producción y consumo, y la coexistencia de estructuras contractuales heterogéneas no permiten una neutralización total del riesgo.

Como consecuencia, permanece una fracción de la cartera cuyo valor queda expuesto al mercado. Esta fracción, lo que se le suele denominar 'la posición *merchant*' puede interpretarse, en términos actuariales, como una variable aleatoria cuya evolución condiciona de forma decisiva los resultados de la compañía.

Lejos de ser un elemento residual, esta exposición constituye un componente estructural del negocio. Su relevancia no radica únicamente en su tamaño, sino en su capacidad para introducir volatilidad en los flujos de caja y, con ello, afectar a dimensiones clave como la predictibilidad de resultados, la percepción de riesgo por parte de inversores o el acceso a financiación. En un sector intensivo en capital, donde la estabilidad de los ingresos es un factor determinante, esta dimensión adquiere una importancia estratégica.

Un patrón similar se observa en las compañías integradas de *oil & gas*. La integración vertical, que abarca desde la producción de crudo hasta el refino y la comercialización, introduce mecanismos de compensación interna, pero no elimina la exposición al mercado. Las dinámicas entre el negocio *upstream* y *downstream* dependen de relaciones de precios, como por ejemplo el precio del crudo y el precio de los productos refinados (gasóleos, asfaltos, betumen, bunker, etc.) que no evolucionan de forma perfectamente correlacionada. Así, la mejora en un segmento puede verse parcialmente erosionada en otro, generando una exposición residual que, en esencia, responde a la misma lógica que la posición *merchant* en el sector eléctrico.

Desde esta perspectiva, tanto en electricidad como en *oil & gas*, el riesgo de mercado emerge como una variable estructural que no puede eliminarse, sino únicamente gestionarse. La cuestión relevante no es, por tanto, si existe exposición, sino cómo se mide, cómo se modeliza y, sobre todo, cómo se decide su grado de asunción.

En este punto, resulta natural plantear si este riesgo puede abordarse desde una lógica aseguradora. En sentido estricto, los riesgos sistemáticos asociados a los precios de la energía no son asegurables en el marco tradicional, debido a su elevada correlación y falta de diversificación. No obstante, los mercados financieros han desarrollado instru-



# Las consecuencias económicas de un apagón en el seguro: análisis desde la perspectiva del multirriesgo

**María del Pilar Martínez Ruiz-Andreu // Directora**  
*Técnica de Multirriesgos en Helvetia-Caser.*  
*Actuaría Colegiada IAE n.º 4487*

## Quando la electricidad desaparece, el riesgo se multiplica

A las 16:22 de la tarde, en un polígono industrial madrileño, una cadena de frío de una empresa de distribución alimentaria dejó de funcionar de forma abrupta. Lo que parecía un corte de suministro breve se convirtió en un apagón prolongado. En menos de una hora, las alarmas de temperatura saltaron en todas las cámaras, el sistema de control perdió conectividad y la actividad se paralizó por completo.

Esa misma noche, la empresa contactó con su aseguradora: daños eléctricos, deterioro potencial de mercancía y pérdida de actividad. En una sola llamada se activaron varias coberturas del multirriesgo, un patrón que se repetiría miles de veces durante el **apagón del 28 de abril de 2025**, uno de los mayores fallos eléctricos de la historia reciente de España e identificado por UNESPA como uno de los eventos más relevantes a los que tuvo que hacer frente el sector, junto con la DANA de octubre de 2024.

## ¿Qué ocurrió el 28 de abril de 2025? El apagón que desconectó un país

El apagón no fue un incidente menor. Según diversos análisis económicos, las pérdidas se situaron entre **1.000 y 1.600 millones de euros**, con estimaciones teóricas que alcanzaban hasta los **4.500 millones** en escenarios de impacto máximo. Ese día, el consumo de los hogares cayó un **34%** y la pérdida neta se aproximó a un **15%**, lo que equivale a una contracción del **8% del PIB diario**.

Desde el punto de vista eléctrico, Red Eléctrica atribuyó el fallo a una cadena de incidencias técnicas que generaron anomalías de tensión y disparos incorrectos de generación. Todo derivó en un colapso del sistema en apenas unos segundos.

El análisis de ENTSOE confirmó que España perdió **15 GW de potencia** —el 60% de la demanda en ese momento—, y el colapso total se produjo **en solo 27 segundos**.

Una combinación perfecta para un escenario de riesgo sistémico.

## Cómo impacta un apagón en el seguro de multirriesgo

Los apagones representan uno de los eventos más desafiantes para el seguro multirriesgo por tres motivos:

**1. Alta correlación temporal de siniestros.** Cientos o miles de asegurados notifican daños simultáneamente. Este patrón recuerda a un “evento catastrófico silencioso”: no hay inundaciones, tormentas o incendios, pero el impacto agregado es comparable.

**2. Activación múltiple de garantías en una misma póliza.** Un solo cliente puede activar: daños eléctricos, deterioro de mercancías refrigeradas, lucro cesante, asistencia urgente. Y la severidad económica se multiplica por superposición.

**3. Complejidad operativa.** La peritación se tensiona, los proveedores se saturan y la incertidumbre sobre el coste final aumenta a medida que evolucionan los daños.

## Una visión actuarial: modelizar lo no catastrófico que se comporta como catástrofe

El apagón del 28 de abril mostró que existen eventos **no** catalogados como catástrofe natural, pero que generan patrones similares: picos simultáneos de frecuencia, acumulación geográfica y una alta dependencia entre tipos de daño.

En siniestros climatológicos complejos, por ejemplo, la industria presenta un coste medio por siniestro de 4.178 euros, un valor útil como referencia en escenarios de interrupciones masivas de actividad.

Además, el impacto en **reservas** e **IBNR** es inmediato: la incertidumbre se dispara, los siniestros evolucionan durante semanas o meses y los ajustes de solvencia deben considerar escenarios de acumulación.

La Memoria Social del Seguro ya señalaba que el multirriesgo protege 5,6 millones de pólizas empresariales y gestiona cerca de 3.884 millones de euros en indemnizaciones anuales. Un apagón urbano o industrial de gran alcance puede tensionar ese volumen asegurado de forma extraordinaria.

En este contexto, el **servicio al asegurado** adquiere un papel crítico: la capacidad de dar respuestas ágiles, ofrecer información clara y acompañar al cliente en la gestión del siniestro reduce la presión operativa y contribuye a estabilizar la evolución de la cartera. Un asegurado bien atendido reporta daños con mayor precisión, facilita la mitigación temprana y permite a la compañía dimensionar mejor la intensidad real del evento, mejorando tanto la calidad del dato como la anticipación actuarial en situaciones de acumulación.

## Recobros: una pieza clave tras un apagón masivo

Los recobros cobran especial relevancia en eventos de acumulación porque permiten:

**1. Proteger el resultado técnico del ramo.** Cuando el origen del daño se atribuye a un proveedor eléctrico, a fallos en equipos instalados por terceros o a defectos en mantenimiento, la aseguradora puede iniciar acciones de recobro.

**2. Subrogarse frente al responsable.** El artículo 43 de la Ley de Contrato de Seguro permite a la aseguradora recuperar las cantidades indemnizadas cuando existe un tercero responsable. En apagones, los potenciales responsables pueden incluir: empresas distribuidoras, operadores de la red eléctrica, fabricantes de equipos que fallaron en la reconexión, instaladores en caso de defectos acreditados.

**3. Gestionar grandes acumulaciones de manera sostenible.** Los recobros no eliminan el coste directo inmediato, pero reducen el impacto final del siniestro en la aseguradora, mejoran la sostenibilidad del producto y, favorecen la equidad técnica entre asegurados.

Aunque cada reclamación requiere prueba robusta de causalidad, los apagones masivos suelen dejar trazas técnicas muy claras sobre picos de tensión, oscilaciones y secuencias de desconexión que permiten orientar la peritación.

## Hemos aprendido todos

El apagón del 28 de abril ha sido una llamada a la resiliencia, tanto para las empresas aseguradas, como para las aseguradoras.

Las empresas aseguradas han aprendido que deben hacer revisiones periódicas de las instalaciones eléctricas, cobra importancia el contar con sistemas redundantes (SAI, grupo electrógenos) y por supuesto disponer de un seguro de multirriesgo bien dimensionado según la actividad y nivel de exposición.

Las aseguradoras deben disponer de un protocolo ágil para eventos de acumulación, mejorar la analítica predictiva ante picos de siniestralidad eléctrica y, por supuesto, robustecer las redes de peritos y proveedores en contingencias.

Además, el Sector mostró su **vertiente social**: durante el apagón, varias empresas trataron de minimizar el desperdicio alimentario y antes de que la mercancía se deteriora por completo, se coordinó la entrega de alimentos aptos al banco de Alimentos, que pudo distribuirlos rápidamente entre entidades sociales. Esto no evita el siniestro, ni la indemnización, pero sí añade un valor social claro en el que las aseguradoras convergemos: se reduce el desperdicio, se ayuda a familias y se optimiza la gestión de un daño ya inevitable. Este tipo de acciones refuerza el rol social del sector en momentos de crisis.

## Conclusiones: anticipar para proteger

El apagón del 28 de abril de 2025 demostró la enorme dependencia energética de nuestra economía. Aunque poco frecuentes, estos eventos son altamente disruptivos y ponen a prueba nuestra capacidad de adaptación, de recuperación técnica, operativa y financiera.

Para las aseguradoras, comprender su naturaleza correlacionada es esencial para: diseñar productos más robustos, mejorar la experiencia del cliente y garantizar la sostenibilidad del sistema asegurador.

Para las empresas y gerentes de riesgos, anticiparse —con prevención y un seguro bien dimensionado— sigue siendo la mejor forma de estar protegidos.

Como Directora Técnica de Multirriesgos, estoy convencida de que este evento representa una oportunidad para seguir mejorando. El seguro actúa como un amortiguador financiero, pero también como un agente social que aporta estabilidad en momentos críticos. La clave está en anticipar, modelizar y fortalecer nuestra capacidad de respuesta; solo así podremos garantizar que, ocurra lo que ocurra, la industria y los asegurados dispondrán del respaldo que necesitan. ●

# El peligro de la creciente politización del debate energético en contextos de inestabilidad

**Carmen Andrés** // *Directora de Energía de Harmon*

No es posible desvincular el sector energético de los cambiantes contextos geopolíticos, económicos y sociales. Un sector altamente regulado, con un complejo sistema jurídico europeo y nacional, crítico para el funcionamiento de nuestra economía y con una fuerte implicación sobre la población, desde distintos ámbitos.

Conflictos como el que actualmente vivimos se traducen en una afectación directa sobre el abastecimiento y los precios energéticos, mostrando una vez más las vulnerabilidades de la dependencia exterior y su impacto en la industria, el transporte, el empleo y el consumo.

**Toda repercusión de precios y suministros energéticos sobre la sociedad tiene, inevitablemente, un impacto sobre la reputación del sector y las compañías energéticas. Un impacto que se agrava y se utiliza por las formaciones políticas en un entorno de enfrentamiento y polarización creciente que alcanza incluso a las diferentes tecnologías**

Toda repercusión de precios y suministros energéticos sobre la sociedad tiene, inevitablemente, un impacto sobre la reputación del sector y las compañías energéticas. Un impacto que se agrava y se utiliza por las formaciones políticas en un entorno de enfrentamiento y polarización creciente que alcanza incluso a las diferentes tecnologías.

Se trata de amenazas externas que pueden, en ocasiones, pronosticarse, pero cuyas consecuencias tienen un alcance difícil de medir y predecir. Sin embargo, la falta de unas políticas claras de largo plazo, de estrategias consensuadas y sensatas, así como de un debate político sosegado y reflexivo sobre el ámbito energético provoca que, en momentos de crisis, estas consecuencias se agudicen y se ahonde en una incertidumbre a la que el sector empieza a estar lamentablemente habituado.

Lo hemos visto en diferentes etapas de los últimos tiempos. En 2013, inmersos en la crisis económica, se realizó una gran reforma del marco jurídico del sistema energético en España. Eran muchos los problemas, pero el foco estaba en la pobreza energética y en la necesidad de acabar con el déficit de tarifa, que había alcanzado cifras mil millonarias. Una de las causas que se señalaron fueron las primas a unas energías renovables todavía inmaduras y costosas que repercutieron en la factura eléctrica.

En 2020, durante la crisis sanitaria de la COVID-19, volvimos a debatir sobre el término de pobreza energética, una cuestión que se agudizó en 2021 y 2022 con el incremento de precios energéticos derivado de la guerra en Ucrania y el bloqueo de suministro de gas ruso, así como su repercusión sobre el muy discutido sistema de fijación de precios del mercado mayorista eléctrico europeo. Desde la UE y los diferentes Estados se trataba de poner medidas que facilitaran a los consumidores, tanto industrias y empresas como familias, el acceso al suministro energético, combustibles y electricidad. La intervención de precios, el llamado "tope del gas", medidas fiscales y ayudas directas fueron algunas de las acciones que en España se pusieron en marcha.

Todo ello en un encendido debate sobre lo que pasaron a conocerse como "beneficios caídos del cielo" para las compañías, acusadas por una parte del espectro político de aprovechar esta situación, señalando incluso a empresas y a empresarios concretos, mientras el Estado asumía los gastos.

Se derivó de ello el llamado "impuesto extraordinario a las energéticas", alegando la necesaria contribución que debía realizar el sector privado. Un impuesto

que trató de prorrogarse, aun cuando la situación había ya cambiado, y que finalmente se suprimió en una votación parlamentaria inédita, plagada de acusaciones, que se extendió hasta la madrugada.

Actualmente nos encontramos en una situación similar, con un conflicto en Oriente Próximo, con el bloqueo del comercio de materias primas energéticas, que afecta directamente a los precios. El Gobierno ha aprobado una batería de medidas, centradas en propuestas fiscales temporales, pero advierte de la vigilancia del Ejecutivo y la CNMC sobre los comportamientos de las compañías energéticas que pretendan aprovechar la situación o la reducción fiscal. Por parte de diferentes partidos vuelven a señalarse empresas y empresarios, exigiendo que paguen los costes adicionales derivados del conflicto. Se siembra, de nuevo, una sombra de sospecha sobre el sector que alimenta una reputación negativa del mismo.

El apagón fue otro de los momentos más complejos del que, un año después, se continúa sin haberse determinado responsabilidades por una falta de suministro que supone la base de todo sistema energético. Sin embargo, desde los primeros días se establecieron, según los espectros políticos, culpables que iban desde las plantas de energías renovables, al supuesto incumplimiento por parte de las compañías de sus deberes de control de tensión o a la propia política energética del Gobierno, acusando a este de priorizar la sostenibilidad y el proceso de transición energética sobre la seguridad de suministro.

Se ponían en evidencia las debilidades del sistema eléctrico en España, por lo que, en consecuencia, se presentó un Real Decreto Ley que abarcaba un gran número de medidas, gran parte de ellas demandas históricas del sector, principalmente de las renovables. Sin embargo, tras una gran expectación, el texto decayó en el Congreso, regresando a la incertidumbre que ya acostumbra el sector energético, especialmente en momentos críticos.

Se abrió, además, un amplio debate sobre el mix energético, de nuevo politizado, sobre la energía de base, el peso de la nuclear y la pertinencia de una elevada penetración de energías renovables y su impacto en los territorios donde se instalan. Una cuestión esta última que afecta seriamente a proyectos de fotovoltaica y eólica, pero también de biometano, amoníaco verde, almacenamiento y baterías, señalados tanto por movimientos de los extremos de izquierda y derecha, que puede poner en peligro grandes inversiones y el desarrollo de fuentes energéticas descarbonizadas.

Estos debates sobre política energética se abrían también a nivel europeo tras la publicación en 2025

del informe Draghi, que alertaba del peligro de no compatibilizar el necesario proceso de transición energética con el desarrollo de la industria y la competitividad. Ponía como muestra la industria del automóvil, una de las fortalezas, que se veía lastrada por los ritmos marcados por los objetivos europeos de sostenibilidad y transformación, llevando incluso a rechazar tecnologías autóctonas, como los biocombustibles, tachados de ralentizar este proceso.

**El reto global es conseguir acompasar la seguridad de suministro, la descarbonización, la competitividad de los precios para la industria y los consumidores finales junto con una cada vez más necesaria soberanía e independencia estratégica**

El sector vive un gran debate sobre su futuro y en una elevada incertidumbre que se agrava ante las crisis que son, cada vez, más frecuentes.

El reto global es conseguir acompasar la seguridad de suministro, la descarbonización, la competitividad de los precios para la industria y los consumidores finales junto con una cada vez más necesaria soberanía e independencia estratégica. Pero el segundo reto es hacerlo alejando este debate de la politización y la polarización, con un análisis desapasionado, que busque soluciones, que aporte certidumbres y estrategias claras y de largo plazo, que contemple la complementariedad de las diferentes tecnologías como un activo y posicionando a las compañías y sector energético como un aliado.

Para las compañías que conforman este sector y el desarrollo de sus inversiones, será fundamental contar con esta certidumbre y poder desarrollar un papel colaborador y de diálogo con el regulador, desarrollando y manifestando una posición confiable. Solo así podremos contar con un sector fuerte e innovador, capaz de generar crecimiento económico y fortalecimiento de un tejido industrial competitivo incluso en momentos críticos como el actual. Contextos convulsos con los que, lamentablemente, deberemos aprender a convivir. ●

# Las entidades aseguradoras ante el riesgo de pobreza energética

**Manuel Moreno** // PhD y Actuario CERA. Colegiado IAE n.º 1353

La actual **inestabilidad geopolítica** está afectando, entre otros factores, al precio de la energía, **generando presiones inflacionistas**, por el lado de la oferta, que difícilmente pueden ser corregidas mediante los instrumentos clásicos de política monetaria. Este contexto puede traducirse en una pérdida sostenida del poder adquisitivo de los hogares, si las tensiones persisten en el tiempo. Ante esta situación, los gobiernos europeos han adoptado diversas medidas orientadas principalmente a reducir la factura energética. Sin embargo, **el impacto de este fenómeno no es únicamente económico, sino también social**, y resulta especialmente relevante en países como España, donde la vulnerabilidad de determinados colectivos puede amplificar sus efectos.

Desde la perspectiva del sector asegurador, la pobreza energética adquiere una relevancia creciente tanto en términos de riesgo como de sostenibilidad

En este sentido, los datos más recientes ponen de manifiesto la magnitud del problema. El último informe de EAPN España (2025) muestra que el 15,9% de la población española no pudo mantener su casa a una temperatura adecuada, duplicando la cifra de 2019 (7,6%). Asimismo, el 9,3% tiene retrasos en el pago de las facturas de la electricidad, el agua o el gas (6,6% en 2019). **El gobierno de España es consciente de la situación, y ya ha puesto en marcha medidas como el bono social eléctrico**, pero su eficacia ha sido limitada. De hecho, algunos **estudios estiman que esta ayuda solo llega a un 24,5% de los beneficiarios potenciales** (Gortázar y Martínez, 2024). Factores como la insuficiencia de las ayudas

(descuentos topados), las dificultades administrativas y burocráticas, o la falta de información contribuyen a esta brecha, especialmente en los colectivos con menor capacidad de acceso a la información.

La pobreza energética, por lo tanto, se configura como un problema que fácilmente puede agravarse bajo las actuales tensiones geopolíticas. Además, **sus implicaciones son multidimensionales, como se deduce tras su evaluación por medio de los Objetivos de Desarrollo Sostenible** (Naciones Unidas, 2015). En particular se verían afectados de forma directa el ODS 7 (energía asequible y no contaminante), el ODS 1 (fin de la pobreza) y el ODS 3 (salud y bienestar); e indirectamente al ODS 4 (educación de calidad) dadas las dificultades para estudiar en hogares con pobreza energética.

Desde la perspectiva del sector asegurador, la pobreza energética adquiere una relevancia creciente tanto en términos de riesgo como de sostenibilidad. Por ejemplo, los hogares en situación de vulnerabilidad energética tienden a recurrir a soluciones de calefacción menos seguras, lo que incrementa la probabilidad de siniestros. **Aproximadamente el 20% de los incendios mortales en viviendas en España están relacionados con dispositivos de calefacción inseguros** (Fundación MAPFRE, 2024). Y desde el punto de vista de sostenibilidad plantea desafíos en materia de **inclusión financiera**, dada la dificultad de acceso que determinados colectivos vulnerables tienen a productos aseguradores básicos.

Para abordar este problema hay que recurrir a la directiva europea sobre información no financiera, conocida como CSRD (Unión Europea, 2022) que ha sido recientemente modificada. Esta norma plantea como instrumento de trabajo **la matriz de doble materialidad**. Bajo este planteamiento, **la pobreza energética no solo constituye un riesgo, sino también una fuente de oportunidades financieras**. Así, la gestión activa de la pobreza energética permitiría, simultáneamente, mitigar impactos sociales negativos y mejorar financieramente a la entidad. A modo de ejemplo de este *win-win*, la lucha contra la pobreza energética abre oportunidades de expansión del mercado mediante el desarrollo de **productos inclusivos**. La creación de seguros más accesibles y adaptados a colectivos vulnerables aumentaría la base de clientes

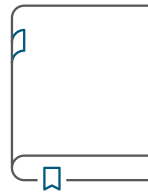
potenciales, al tiempo que contribuye a mejorar la inclusión financiera y la reputación de la compañía. Otro ejemplo, esta vez desde el lado de la inversión, sería la inversión en Bonos verdes/sociales vinculados a la obtención de energía asequible para los hogares.

Además, las entidades aseguradoras están sometidas a una regulación específica que afecta a la gestión de sus riesgos sobre sostenibilidad. A modo de ejemplo, la Directiva 2009/138/CE (Solvencia II) configura su sistema de gestión de riesgos (Unión Europea, 2009), mientras que el Reglamento (UE) 2019/2088 (SFDR) introduce obligaciones de integración y reporte de los riesgos de sostenibilidad en las decisiones de inversión (Unión Europea, 2019). Las recientes actualizaciones de Solvencia II y del ORSA, plantean un sistema de **gestión de riesgos más prospectivo, integrado y estratégico bajo un enfoque IRO** (Impactos, Riesgos y Oportunidades) y doble materialidad (EFRAG, 2023), en línea con lo planteado por la directiva CSRD. Este cambio metodológico implica una transición desde modelos basados en datos históricos hacia enfoques *forward-looking*, capaces de anticipar tendencias. Todo este proceso se ve reforzado por mayores exigencias en materia de gobernanza, que obligan a los órganos de administración a supervisar activamente estos riesgos e integrarlos en los sistemas de control interno (EFRAG, 2024).

Volviendo a la pobreza energética, esta se integra principalmente en las entidades aseguradoras bajo la dimensión Social (ASG). Y, para aproximarnos a su gestión resultan útiles las Normas Europeas de Información sobre Sostenibilidad (NEIS), que desarrollan y concretan la normativa CSRD. Las NEIS se han sometido recientemente a un proceso de simplificación, pero atendiendo a la clasificación más detallada anterior, organizada por temas, subtemas y sub subtemas, la pobreza energética se vería reflejada en los siguientes temas: Cambio climático, Personal propio, Trabajadores de la cadena de valor y Colectivos afectados. Todo ello se concretaría por medio de los subtemas y sub subtemas en: mejorar las condiciones laborales (estabilidad, salario y conciliación), atender a la diversidad que pueden suponer los colectivos afectados por la pobreza energética, fomentar la promoción profesional desde la base (Formación y desarrollo de capacidades) y facilitar viviendas adecuadas. Todos ellos aspectos a trabajar bajo el **enfoque de doble materialidad, que tenga en cuenta los IRO y bajo un enfoque estratégico y prospectivo**.

En definitiva, y a modo de conclusión, la pobreza energética es un tema no resuelto que, además, puede agravarse con el previsible aumento de precios de la

energía. El estado está trabajando para mitigarlo pero queda mucho por resolver, y es ahí donde las entidades aseguradoras pueden jugar un papel importante. El camino está concretado en trabajar la matriz de doble materialidad, y en el *win-win* que representa, pues **no hay que olvidar que las entidades aseguradoras son empresas privadas con el objetivo principal de ser rentables**. Llegados a este punto habría que destacar lo útil que resultaría **la colaboración público-privada** para facilitar la incorporación de las cuestiones que inicialmente no resultan tan ventajosas. Al mismo tiempo, no hay duda de que **trabajar con los grupos de interés supondría una fuente de ideas insustituible** para convertir en una ventaja competitiva todos los temas trabajados. Y, finalmente, habría que tratar de **mejorar la transparencia y el conocimiento que se tiene** sobre como trabajan estos temas los clientes, las empresas donde se invierte y los intervinientes en la cadena de valor de la entidad aseguradora. ●



## REFERENCIAS

- EAPN España (2025). Informe sobre el estado de la pobreza en España 2025.
- EFRAG. (2024). Listado de puntos de datos de las NEIS (EFRAG IG 3)
- EFRAG. (2023). Implementation Guidance 1: Materiality Assessment.
- Fundación MAPFRE. (2024). Informe de víctimas de incendios en España.
- Gortázar, L., & Martínez, Á. (2024). ¿Llega el bono social eléctrico a quien lo necesita? Eficacia y equidad de una política clave contra la pobreza energética. EsadeEcPol - Centro de Políticas Económicas.
- Naciones Unidas. (2015). Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.
- Unión Europea. (2022). Directiva (UE) 2022/2464 (CSRD).
- Unión Europea. (2019). Reglamento (UE) 2019/2088 (SFDR).
- Unión Europea. (2009). Directiva 2009/138/CE (Solvencia II).

# Riesgos asociados a los vehículos eléctricos: una aproximación técnica desde la ingeniería

**Dr. Carlos Arregui Dalmases** // Director General.  
Centro Zaragoza

**Juan Luis de Miguel** // Director de investigación.  
Centro Zaragoza

**Dra. Ana Olona Solano** // Responsable Dpto.  
Vehículo Eléctrico y Movilidad. Centro Zaragoza

## 1. Introducción

Durante la última década, el mercado del automóvil ha experimentado una progresiva transición hacia tecnologías electrificadas, impulsada por la regulación medioambiental y los objetivos de descarbonización del transporte. Según datos de ACEA, en 2025 los vehículos 100% eléctricos (BEV, eléctricos de batería) alcanzaron aproximadamente el 18 % de las nuevas matriculaciones de turismos en la Unión Europea. Junto a ellos, los híbridos enchufables (PHEV) y, especialmente, los híbridos no enchufables (HEV) continúan representando una parte muy

relevante del mercado. En conjunto, estas tecnologías superan ampliamente el 40 % de las nuevas ventas en varios países europeos, si bien con diferencias significativas entre mercados nacionales en función del nivel de renta, la política fiscal y la infraestructura disponible.

En España, la penetración de estas tecnologías es más moderada que en los países del norte de Europa. En 2025, los vehículos eléctricos puros (BEV) representaron menos del 10% y sumados a los híbridos enchufables (PHEV) alcanzaron alrededor del 19 % de las nuevas matriculaciones de turismos. Estas cifras reflejan una adopción creciente, aunque todavía condicionada por factores como el coste de adquisición, la disponibilidad y fiabilidad de la infraestructura de recarga, y la elevada antigüedad media del parque móvil español, según datos del Observatorio Europeo de Combustibles Alternativos y de asociaciones sectoriales nacionales.

Conviene precisar que el término *vehículos electrificados* agrupa tecnologías muy distintas desde

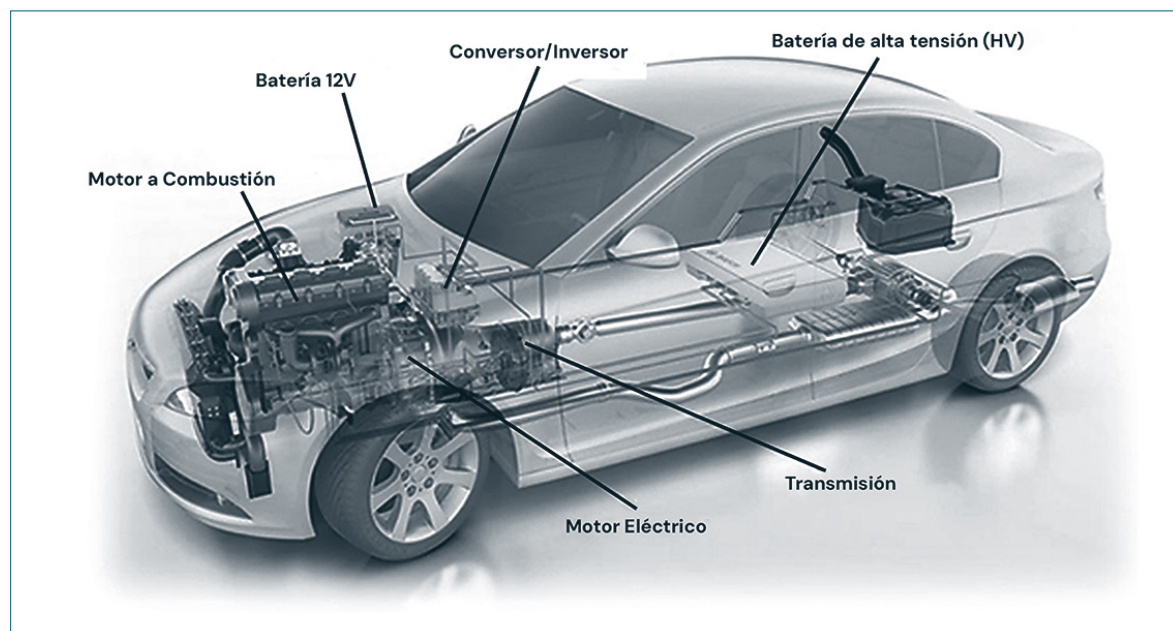


Imagen 1. Arquitectura de un vehículo híbrido.

el punto de vista técnico. En particular, los híbridos no enchufables (HEV) presentan una arquitectura y un comportamiento operativo mucho más próximos a los vehículos con motor de combustión interna (ICE) que a los vehículos eléctricos propiamente dichos. Por este motivo, el análisis de riesgos desarrollado en este artículo se centra fundamentalmente en los BEV y los PHEV, que incorporan sistemas de propulsión eléctrica de alta tensión, baterías de tracción de gran capacidad y estrategias de control sustancialmente diferentes a las de los vehículos convencionales.

Estas tecnologías introducen arquitecturas técnicas inéditas en el parque automovilístico tradicional: sistemas eléctricos de alta tensión, baterías con elevados contenidos energéticos, electrónica de potencia compleja, gestión térmica avanzada y, en muchos casos, una integración estructural de componentes clave que condiciona la reparabilidad del vehículo. Tales diferencias no solo tienen implicaciones industriales y energéticas, sino que también pueden tener consecuencias directas sobre el riesgo asegurable, en particular sobre la naturaleza y el coste de los siniestros.

Desde una perspectiva técnica el interés reside en analizar de qué manera estas diferencias tecnológicas pueden modificar la probabilidad de ocurrencia de siniestros (frecuencia) y el coste medio asociado a cada uno de ellos (intensidad o severidad). En este sentido, el objetivo de este artículo es aportar elementos de análisis desde la ingeniería del automóvil que puedan resultar útiles a la hora de evaluar y modelizar los riesgos asociados a los vehículos eléctricos y a los híbridos enchufables, apoyándose en la literatura reciente y en datos sectoriales disponibles.

## 2. Diferencias técnicas entre VEs e ICEs y su posible impacto en la siniestralidad

### 2.1. Frecuencia siniestral en vehículos eléctricos y vehículos convencionales

En términos de frecuencia siniestral, la evidencia disponible no muestra diferencias claras y consistentes entre los vehículos eléctricos de batería (BEV) y los vehículos con motor de combustión interna (ICE) cuando la comparación se realiza entre modelos y segmentos equivalentes y se controla adecuadamente la exposición al riesgo. Estudios basados en grandes bases de datos de asegurado-

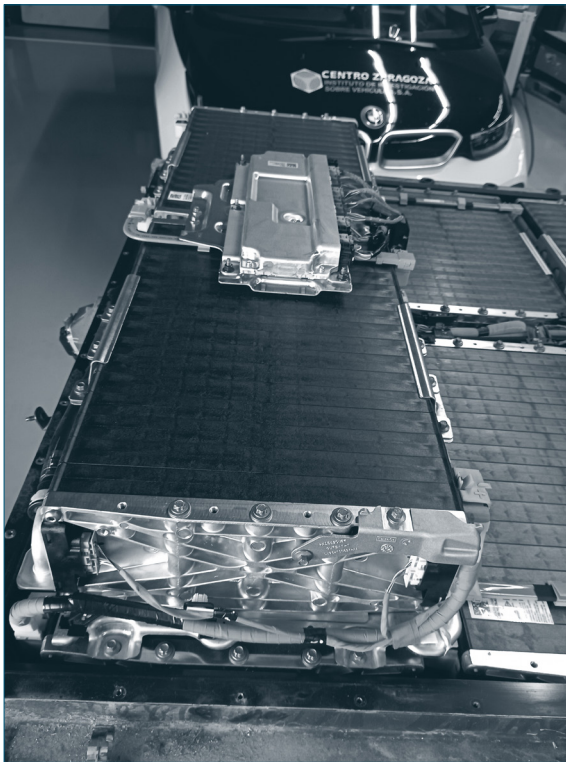
ras y reaseguradoras, así como análisis sectoriales publicados por organismos como el *Highway Loss Data Institute*, asociaciones nacionales de aseguradoras europeas y firmas de reaseguro, coinciden en señalar que las tasas de siniestro de los BEV son, en promedio, similares o ligeramente inferiores a las de los ICE comparables una vez ajustadas por kilometraje, antigüedad del vehículo y perfil de uso. En el contexto europeo, informes recientes de análisis de mercado indican además que los BEV presentan, por ahora, patrones de utilización más urbanos y un kilometraje medio inferior, factores que influyen directamente en la probabilidad de ocurrencia de accidentes y que deben tenerse en cuenta al interpretar los datos de frecuencia.

Desde una lectura técnica, estos resultados sugieren que la arquitectura de propulsión eléctrica, por sí sola, no parece introducir un incremento claro de la probabilidad de siniestro. Elementos como el mayor peso del vehículo, debido a sus baterías, o la elevada disponibilidad de par de los motores eléctricos, desde bajas revoluciones, a menudo citados como posibles factores de riesgo, no se traducen de forma directa en mayores tasas de accidente en los datos agregados. En cambio, variables como el entorno de circulación, el perfil del conductor, la presencia de sistemas avanzados de ayuda a la conducción y el grado de madurez del parque resultan determinantes. En consecuencia, la electrificación no debería interpretarse como un factor aislado de aumento de la frecuencia siniestral, sino como una característica técnica cuyo efecto está mediado por el uso real del vehículo y por el conjunto del sistema hombre-máquina-entorno, aspectos que los modelos de riesgo deberían considerar explícitamente.

### 2.2. Intensidad del siniestro: reparabilidad, pérdidas totales y nuevos vectores de coste

A diferencia de lo observado en la frecuencia, la mayor parte de los estudios disponibles coinciden en señalar que los vehículos eléctricos de batería (BEV) y, en menor medida, los híbridos enchufables (PHEV) presentan una mayor severidad media por siniestro que los vehículos con motor de combustión interna (ICE) comparables. Análisis basados en datos de reparación y siniestros reales publicados por entidades como Mitchell, Thatcham Research y asociaciones aseguradoras europeas muestran incrementos del 20-30 % en el coste medio de reparación para BEV frente a ICE del mismo segmento. Este diferencial se atribuye principalmente al mayor

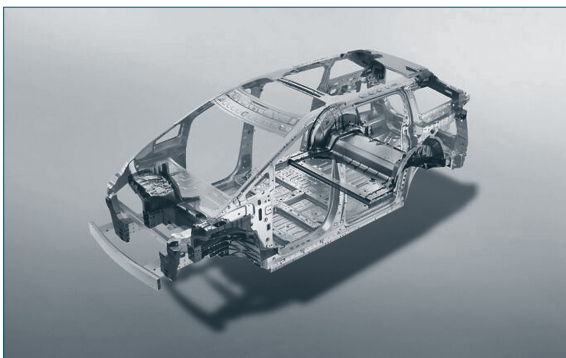
coste de los componentes eléctricos y electrónicos, a la complejidad de los procedimientos de reparación en sistemas de alta tensión y a la limitada disponibilidad de talleres y personal cualificado fuera de las redes oficiales. Estos estudios también apuntan a una mayor probabilidad de pérdida total, incluso en colisiones de energía moderada, especialmente cuando existe incertidumbre sobre el estado de la batería de tracción o cuando el coste de su sustitución supera determinados umbrales.



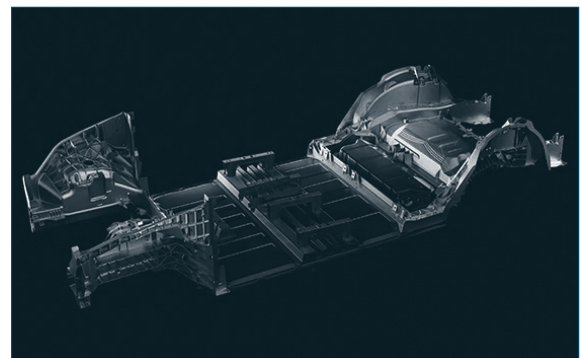
**Imagen 2.** Batería de alta tensión abierta para efectuar su reparación.

A estos factores se añaden nuevas estrategias de diseño y fabricación que, aunque no son exclusivas de los vehículos eléctricos, están siendo adoptadas de forma preferente por algunos de sus fabricantes. Es el caso de procesos como el *megacasting*, que integran grandes secciones estructurales de la carrocería en piezas únicas de fundición. Diversos estudios técnicos advierten de que, en ausencia de procedimientos de reparación específicos y ampliamente disponibles, los daños localizados en estas piezas pueden derivar en sustituciones completas de grandes subconjuntos estructurales, elevando de forma significativa el coste del siniestro y aumentando la probabilidad de declaración de pérdida total, incluso cuando la energía del impacto es limitada.

Por último, aunque la frecuencia de incendios en vehículos eléctricos no es superior a la de los vehículos ICE según los datos actualmente disponibles, los incendios asociados a baterías de alta energía constituyen un riesgo de baja frecuencia, pero de severidad significativamente superior. La naturaleza electroquímica de las baterías de tracción —con fenómenos como el *thermal runaway*— puede dar lugar a incendios de elevada intensidad energética, difícil control, propagación interna no visible y riesgo de re-ignición horas o incluso días después del evento inicial. En consecuencia, su gestión operativa resulta sensiblemente más compleja que en los incendios convencionales de vehículos ICE, requiriendo mayores recursos, tiempos de intervención prolongados, protocolos específicos de seguridad y, en ocasiones, medidas adicionales de aislamiento o monitorización posterior. Por parte de los Servicios de prevención, extinción de incendios y salvamento debe ser contempla-



**Imagen 3.** Carrocería que incorpora componentes fabricados con la técnica del megacasting.



**Imagen 3 alternativa.** Carrocería de Tesla Model Y que incorpora componentes fabricados con la técnica del Gigacasting.

da la liberación de fluoruro de hidrógeno (HF), en caso de combustión de un vehículo eléctrico, como subproducto gaseoso. Este gas es extremadamente tóxico y corrosivo desde el punto de vista biológico, pudiendo provocar irritación severa de las vías respiratorias, daño pulmonar, así como toxicidad sistémica por alteración del calcio y magnesio y sangre.

Todo ello incrementa no solo el daño directo al vehículo afectado, sino también los daños colaterales en entornos cerrados como aparcamientos, infraestructuras colectivas y personas. Desde el punto de vista asegurador, el impacto económico de estos eventos no se refleja tanto en la siniestralidad media como en la cola de la distribución de pérdidas, donde pueden concentrarse costes elevados de extinción, descontaminación, reparación estructural e incluso interrupción de actividad, reforzando el carácter marcadamente asimétrico del riesgo asociado a los vehículos eléctricos.

En relación con la gestión de estos incendios, los servicios de emergencia emplean distintos métodos de extinción, que incluyen la aplicación masiva de agua para refrigeración prolongada de la batería, el uso de mantas ignífugas para confinamiento térmico, sistemas de inmersión en contenedores y, en menor medida, agentes extintores específicos. Cuando se recurre a grandes volúmenes de agua para la extinción y el control de la reignición, debe considerarse que dicha agua puede arrastrar y concentrar sustancias potencialmente contaminantes procedentes de la batería y de los materiales combustibles asociados, tales como compuestos fluorados derivados del electrolito (incluido fluoruro de hidrógeno), sales de litio, metales pesados como níquel, manganeso o cobalto, así como hidrocarburos y productos de combustión incompleta. Por ello, desde una perspectiva ambiental y de gestión del siniestro, el agua de extinción debería ser recogida y tratada adecuadamente antes de su vertido a la red pública o al medio receptor.

En síntesis, la evidencia disponible sugiere que el principal impacto de la electrificación sobre el riesgo asegurable se manifiesta más en la intensidad que en la frecuencia de los siniestros, y que este efecto está estrechamente ligado al grado de madurez tecnológica, a las decisiones de diseño orientadas (o no) a la reparabilidad y a la evolución de las redes de reparación especializadas.



**Imagen 4.** Zona señalizada en taller para la reparación de un vehículo eléctrico.

### 3. Conclusiones y líneas futuras de análisis

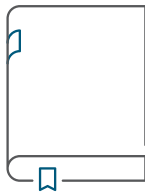
El análisis de la literatura reciente y de los datos sectoriales disponibles sugiere que la electrificación del vehículo no introduce, por sí misma, un aumento claro y sistemático de la frecuencia siniestral cuando se comparan vehículos equivalentes y se controla la exposición al riesgo. Las principales diferencias observadas entre vehículos eléctricos y vehículos con motor de combustión interna se concentran, en cambio, en la severidad económica de los siniestros.

Este aumento de la intensidad media está asociado a una combinación de factores técnicos y operativos: mayor complejidad de los sistemas de propulsión eléctrica de alta tensión, costes elevados de determinados componentes clave -especialmente la batería de tracción-, procedimientos de reparación más restrictivos y una red de posventa especializada aún en fase de consolidación. A

ello se suman decisiones recientes de diseño, como el uso de grandes piezas estructurales integradas mediante procesos de megacasting, que pueden reducir la reparabilidad efectiva del vehículo y aumentar la probabilidad de pérdidas totales técnicas incluso en colisiones de energía moderada.

Por otra parte, los incendios asociados a baterías de alta energía deben interpretarse como eventos de alta severidad, con un impacto limitado sobre la siniestralidad media, pero relevante desde el punto de vista de la cola de la distribución de pérdidas. Su importancia reside menos en su probabilidad de ocurrencia que en las consecuencias económicas y operativas que pueden generar en determinados entornos.

En conjunto, los vehículos eléctricos no configuran necesariamente un riesgo “nuevo” en términos conceptuales, pero sí reorganizan la estructura del riesgo existente, desplazando el foco desde la frecuencia hacia la severidad y hacia la gestión técnica del siniestro. En este contexto, resulta especialmente relevante profundizar en análisis basados en datos por modelo y arquitectura concreta, evaluar la evolución de la reparabilidad a medida que maduren las tecnologías y las redes de reparación, y estudiar de forma específica el impacto de las decisiones de diseño sobre los costes reales de siniestro. Desde la ingeniería del automóvil, avanzar en estas líneas puede aportar información valiosa para una evaluación más precisa y fundamentada del riesgo asociado a los vehículos eléctricos. ●



## BIBLIOGRAFÍA SELECCIONADA

- ACEA. New Car Registrations by Power Source in the EU: <https://www.acea.auto/pc-registrations/new-car-registrations-1-8-in-2025-battery-electric-17-4-market-share/>
- European Alternative Fuels Observatory (EAFO) – Electric Vehicle Market Overview: Spain: <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/general-information/news/spains-transition-electric-mobility-bev-and-phev-market-overview-2025>
- IEA – Global EV Outlook: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>
- Highway Loss Data Institute (HLDI). Insurance Losses for Electric Vehicles: [https://www.iihs.org/media/ca2618fc-c875-4246-8a9f-5977f3b702f6/Ewxm\\_A/HLDI%20Research/Bulletins/hldi\\_bulletin\\_37-25.pdf](https://www.iihs.org/media/ca2618fc-c875-4246-8a9f-5977f3b702f6/Ewxm_A/HLDI%20Research/Bulletins/hldi_bulletin_37-25.pdf)
- Guy Carpenter. Analysis of Electric Vehicle Accident Frequency and Severity: [https://www.guycarp.com/content/dam/guycarp-rebrand/insights-images/2025/08/08\\_04\\_2025\\_EV\\_2\\_pager.pdf](https://www.guycarp.com/content/dam/guycarp-rebrand/insights-images/2025/08/08_04_2025_EV_2_pager.pdf)
- *British Actuarial Journal*. Examination of factors influencing accident frequency and severity of EV vs ICEV: <https://www.cambridge.org/core/journals/british-actuarial-journal/article/examination-of-factors-influencing-accident-frequency-and-severity-of-electric-vehicles-evs-vs-internal-combustion-engine-vehicles-icev/D8267B87F78CF300385BA7A139B39AD0>
- Mitchell. Plugged-In: EV Collision Insights: <https://www.mitchell.com/insights/article/auto-physical-damage/plugged-in-ev-collision-insights-q3-2025>
- Thatcham Research. Impact of BEV Adoption on Repair and Insurance: <https://www.thatcham.org/wp-content/uploads/2023/07/Impact-of-BEV-Adoption-on-the-Repair-and-Insurance-Sectors-report-Innovate-UK-and-Thatcham-Research-FINAL.pdf>
- Morningstar DBRS. EV Insurance: Challenges Ahead in the Struggling Motor Segment in Europe (2025): <https://dbrs.morningstar.com/research/466258/ev-insurance-challenges-ahead-in-the-struggling-motor-segment-in-europe>
- Reuters. Scratched EV Battery? Your Insurer May Junk the Whole Car: <https://www.reuters.com/business/autos-transportation/scratched-ev-battery-your-insurer-may-have-junk-whole-car-2023-03-20/>

# El derecho a la instalación del punto de recarga de vehículo eléctrico. Un punto de vista crítico de la realidad desde la cobertura legal

**Irene Ron** // Colegiada ICAM n.º 62031

El derecho a la instalación del punto de recarga de vehículo eléctrico en las plazas de garaje individual ubicadas en edificaciones en régimen de propiedad horizontal, se introdujo por primera vez en la Ley de Propiedad Horizontal a través de la modificación del artículo 17, operada por la Ley 19/2009, de 23 de noviembre, de medidas de fomento y agilización procesal del alquiler y de la eficiencia energética de los edificios, modificando el artículo 17 de la Ley de Propiedad Horizontal, el cual volvió a sufrir una nueva modificación con la Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas.

Si bien la normativa europea ha desarrollado diversas medidas de mejora en el ámbito de la eficiencia, ahorro energético y disminución de emisiones contaminantes, entre las cuales se prevé la implantación de infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos en edificaciones de nueva construcción, para las que ya se prevén medidas tanto en el Código Técnico de Edificación, como en el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, con la finalidad, entre otras, de dotar a las edificaciones de nueva construcción realizadas a partir de 2022 de una preinstalación del sistema de conducción de cableado e instalación de módulos de reserva en el cuarto de contadores, reservas destinadas principalmente para instalaciones de puntos de recarga en aquellas plazas de garaje cuyo propietario no disponga de vivienda en el edificio, el problema actual se centra principalmente en la Comunidad de Propietarios de aquellos edificios de viviendas constituidos con anterioridad, que son la gran mayoría.

Partimos de la base de que el usuario de un vehículo eléctrico enchufable, precisa de un correcto y adecuado mantenimiento de la batería eléctrica. Este mantenimiento adecuado solo se puede lograr a través de una carga lenta periódica del 100% de la batería del vehículo, sin que cumpla los requisitos del mantenimiento adecuado ni el cargar la batería exclusivamente en carga rápida, en cuanto que ésta no solo carga el 80% de la batería, sino que además

no logra el equilibrado de las celdas que integran los módulos de las baterías; como tampoco el hecho de no cargar la batería, en cuanto que la ausencia continua de carga conllevará que las celdas que integran los módulos de la batería alcancen el nivel mínimo de tensión, descargándola y dañándola.

Teniendo como premisa el hecho de que es fundamental un mantenimiento adecuado de la batería eléctrica del vehículo enchufable, a través de recargas periódicas lentas completas de la batería, tanto para la ausencia de averías de la batería eléctrica como para una correcta vida útil de la batería y consecuentemente el mantenimiento de la autonomía del motor eléctrico, la realidad plantea numerosos problemas a los que el legislador no ha dado completa solución.

El artículo 17.5 de la Ley de Propiedad Horizontal reconoce el derecho de todo propietario de una plaza de garaje individual a instalar en la misma un punto de recarga de vehículo eléctrico, exigiendo como únicos requisitos para el ejercicio y reconocimiento de este derecho, a) Ser propietario de una plaza de garaje en un edificio en régimen de propiedad horizontal (quedan excluidos arrendatarios y usufructuarios, así como las plazas no individualizadas que son copropiedad de todos los comuneros por coeficiente de participación); b) Comunicar con carácter previo a la Comunidad que se va a proceder a la instalación del punto de recarga, preferentemente por escrito; c) Ubicar el punto de recarga en la plaza individual y d) Asumir todos los costes de la instalación y consumo de electricidad.

El legislador, consciente de la necesidad de disponer de un punto de recarga de vehículo eléctrico donde realizar cargas lentas de la batería para un correcto mantenimiento de la misma, no exige autorización alguna de la Comunidad de Propietarios.

Basta la mera comunicación previa, exigiendo únicamente la ejecución de la obra conforme a la normativa eléctrica, por técnicos autorizados, sin que pueda olvidarse que la ejecución de estas obras está regulada en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y son autorizadas y validadas por la compa-

ña distribuidora que, con carácter previo al inicio de la obra comprueba la viabilidad técnica y cumplimiento normativo técnico de la obra y, una vez ejecutada, valida el Boletín Eléctrico de la Instalación, sin el cual la distribuidora no autorizaría el suministro eléctrico a dicho punto de recarga de vehículo eléctrico.

A pesar de que para la ejecución de la obra implica necesariamente la afectación de elementos comunes por donde discurre el cableado hasta alcanzar el cuarto de contadores, que también constituye un elemento común, donde deberá conectarse a un contador individual para dotar al punto de recarga de suministro eléctrico, el legislador tampoco exige autorización de la Comunidad de Propietarios para la ejecución de la instalación.

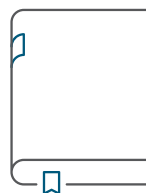
La Sala 1ª del Tribunal Supremo ya se ha pronunciado al respecto en las Sentencias nº 1745/2025, de 1 de diciembre y 16/2026, de 14 de enero, indicando que no se precisa autorización de la Comunidad de Propietarios para la instalación del punto de recarga, aun cuando la misma implique la afectación de elementos comunes, en la medida en que el cableado discurre o se apoya en elementos comunes, siempre que esta afectación no sea innecesaria o desproporcionada y no entrañe un perjuicio para los demás copropietarios.

Esta actuación ha quedado definitivamente excluida o al margen de las facultades de decisión de la Comunidad de Propietarios que no podrá oponerse a la práctica de la instalación, a salvo los supuestos de afectación innecesaria o desproporcionada de elementos comunes.

En Cataluña, el Libro V del Código Civil, en su artículo 553.36.3, también se permite la instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en plazas de aparcamiento privadas en edificios sometidos a régimen de propiedad horizontal, sin autorización previa de la Comunidad. No obstante, existen ciertas diferencias respecto a la regulación del Derecho Civil Común. Así, el art. 553.36.3 del Código Civil Catalán establece como únicos requisitos los siguientes: a) ser propietario de una plaza de garaje como elemento privativo; b) efectuar una comunicación previa por escrito, con 30 días de antelación a la que deberá adjuntarse el proyecto técnico de la instalación; c) la asunción de los costes técnicos y d) entregar a la Comunidad el Certificado de la instalación una vez finalizada y aprobada. En ningún caso la Comunidad podrá prohibir la instalación, aunque sí podrá proponer una alternativa más razonable y adecuada al trazado de la instalación eléctrica en dicho plazo. El legislador autoriza y faculta expresamente al propietario para ejecutar la instalación inicialmente proyec-

tada si la instalación alternativa no se hace efectiva en el plazo de dos meses.

Si bien el artículo 553.36.3 del Código Civil Catalán es más completo que el artículo 17.5 de la Ley de Propiedad Horizontal, en la regulación del derecho a la instalación del punto de recarga eléctrico, en la práctica son numerosas las dificultades que por parte de una Comunidad de Propietarios se pueden plantear para obstaculizar el derecho de un propietario a instalar el punto de recarga en su plaza de garaje, fundamentalmente para aquellos propietarios de plazas de garaje que no son propietarios de vivienda o local en el mismo edificio, sin que estos conflictos puedan contar con una respuesta rápida por parte de los Tribunales. ●



## BIBLIOGRAFÍA

- LOSCERTALES FUERTES, Daniel; “La instalación de una recarga eléctrica de vehículos en una Comunidad de Propietarios”. Noviembre de 2018, SEPIN, SP/DOCT/81250.
- DIAZ CANO, Ángel Pedro (2022) “Eficiencia energética en la Ley de Propiedad Horizontal. RDL 19/2021, de 5 de octubre”, SEPIN, SP/DOCT/121478, Artículo Monográfico. Mayo 2022.
- RON MARTIN, IRENE; “La transición a la vivienda sostenible y la resolución de conflictos” ATELIER Libros Jurídicos, 2024, bajo la dirección de D. Vicente Pérez Daudí, Isabel Viola Demestre y Coordinación de Chantal Moll de Alba Lacuve, publicado dentro del Proyecto de investigación <<Consumidor, Vulnerabilidad y Vivienda Sostenible>> (PID2021-125149NB-100)
- Consulta de LEFEBVRE, de fecha 27/04/2022, relativa a la instalación de bandejas recogecables en un garaje para futuros coches eléctricos. EDE 2022/541141
- “¿Cuál es el cauce para instalar en una comunidad de propietarios los puntos de recarga de vehículos eléctricos en zonas comunes?”, Revista Derecho Inmobiliario, enero de 2023, LEFEBVRE.

# Sentencia Tribunal Supremo 4262/2025, de 25 de septiembre de 2025. Sala de lo Contencioso-Administrativo. Sección quinta. Sentencia núm. 1188/2025

RESPONSABILIDAD PATRIMONIAL DEL ESTADO POR VULNERACIÓN  
DE LA CONFIANZA LEGÍTIMA EN PROYECTOS ENERGÉTICOS

**Isabel Casares San José-Martí** // *Economista,  
Actuario de Seguros y Asesora Actuarial y de Riesgos.  
Colegiado IAE n.º 1668*

## Resumen

En **Madrid, a 25 de septiembre de 2025**. Recurso ordinario 16/2023, Sentencia 1188/2025, interpuesta por Enagás Transporte, S.A.U. sobre responsabilidad patrimonial del Estado por los proyectos de plantas de regasificación de Tenerife y Gran Canaria.

Enagás reclama responsabilidad patrimonial por la actuación conjunta de la Administración del Estado (actuaciones administrativas y planificación), y el Estado legislador (cambios normativos), por entender vulnerado el principio de confianza legítima, lo que le habría causado un daño económico por inversiones y costes en el desarrollo de las plantas.

Esta STS es especialmente relevante porque:

- >> Reconoce indemnización por cambios de criterio y cambios normativos en un sector regulado.
- >> Refuerza la idea de que la planificación pública y mandatos legales pueden generar expectativas protegibles.
- >> Delimita el riesgo regulatorio: no hay derecho a estabilidad normativa, pero sí puede haber responsabilidad patrimonial si la actuación pública es incoherente y produce daños antijurídicos.

## Antecedentes de hecho

La sentencia trae causa del recurso contencioso-administrativo ordinario nº 16/2023, interpuesto por Enagás Transporte, S.A.U. frente a la desestimación por silencio administrativo de una reclama-

**El TS recuerda que la responsabilidad patrimonial puede derivarse de la vulneración del principio de confianza legítima, conectado con la seguridad jurídica (art. 9.3 CE) y la responsabilidad de los poderes públicos (art. 106.2 CE) y la regulación de la LRJSP (art. 32.3)**

ción de responsabilidad patrimonial presentada el 6 de julio de 2022.

En dicha reclamación, Enagás imputaba a la actuación conjunta de la Administración del Estado y del Estado legislador la generación de daños derivados de los proyectos de plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Tenerife y Gran Canaria, solicitando una indemnización de 18.655.000 euros, más intereses legales desde la reclamación administrativa.

El recurso fue admitido y tramitado ante el Tribunal Supremo, reclamándose el expediente ad-

ministrativo y presentándose demanda el 28 de febrero de 2023. La Abogacía del Estado contestó oponiéndose a la pretensión indemnizatoria, interesando la desestimación íntegra.

La cuantía del procedimiento quedó fijada en 18.655.000 euros, y el proceso se recibió a prueba, con ratificación pericial. Concluidas las actuaciones, se señaló para deliberación y fallo el 9 de septiembre de 2025, dictándose sentencia el 25 de septiembre de 2025.

### Fundamentos de derecho

1) El Tribunal delimita el objeto del proceso: se impugna la desestimación presunta (silencio administrativo) de la reclamación de responsabilidad patrimonial formulada por Enagás (6/07/2022), vinculada a los proyectos de plantas de regasificación de Tenerife y Gran Canaria.

2) Pretensiones y alegaciones de la demandante (Enagás Transporte):



Enagás sostiene, en esencia, que concurre responsabilidad patrimonial del Estado por actuación conjunta entre la administrativa (planificación y actuaciones favorables previas) y la legislativa (cambios normativos), que habrían provocado una quiebra del principio de confianza legítima.

Argumenta que no tenía el deber jurídico de soportar la pérdida de las inversiones/costes, pues

el poder público generó expectativas fundadas de viabilidad (inclusión en planificación “Categoría A”, autorizaciones y propuestas favorables), para después adoptar decisiones contradictorias: criterio sobre sostenibilidad/demanda y posterior exclusión del sistema gasista por el Real Decreto Ley 6/2022.

3) Oposición de la Administración (Abogacía del Estado)

El Estado se opone alegando principalmente:

- >> Extemporaneidad/prescripción: la reclamación se habría presentado fuera de plazo.
- >> Falta de antijuridicidad: la planificación no garantiza autorización/construcción; los cambios de demanda/política energética pueden justificar la inviabilidad.
- >> Ausencia de daño indemnizable: la compra obligatoria no generaría lesión no compensada; la denegación/autorizaciones anuladas serían razonables o ya confirmadas judicialmente; y el Real Decreto Ley 6/2022 no sería causal del daño.

4) Hechos determinantes para enjuiciar la confianza legítima.

El Tribunal realiza una reconstrucción detallada de los hitos relevantes, entre ellos:

- >> Planificación gasista obligatoria y vinculante (Categoría A).
- >> Desarrollo por Gascan y adquisición por Enagás.
- >> Obligación legal de compra por Ley 17/2013.
- >> Autorización previa (2012), anulación por defectos ambientales (2015) y nuevo procedimiento con DIA (2016).
- >> Informes CNMC 2017–2018 exigiendo sostenibilidad/demanda.
- >> STSJ Madrid 16/02/2022 confirmando el criterio administrativo.
- >> RDL 6/2022 excluyendo las plantas del sistema gasista.

5) Prescripción: doctrina “actio nata”

El Supremo rechaza la prescripción invocada por el Estado.

Aclara que Enagás no basa su reclamación en “dos títulos” independientes (compra 2013 y anulación 2015/2018), sino en un único título de imputación: vulneración de la confianza legítima.

Aplica la doctrina de la “actio nata”: el plazo comienza cuando el perjudicado tiene conocimiento completo de los elementos fácticos y jurídicos del daño. El TS considera que el daño se “cristaliza” en 2022, al quedar definitivamente cerrada la posibilidad de desarrollo de las plantas por:

- >> La sentencia firme del TSJ Madrid (16/02/2022).
- >> El cambio legal del RDL 6/2022.

**6)** Delimitación de la responsabilidad patrimonial por confianza legítima:

El TS recuerda que la responsabilidad patrimonial puede derivarse de la vulneración del principio de confianza legítima, conectado con la seguridad jurídica (art. 9.3 CE) y la responsabilidad de los poderes públicos (art. 106.2 CE) y la regulación de la LRJSP (art. 32.3).

Reitera también límites importantes:

- >> En sectores regulados no existe derecho a la congelación normativa.
- >> Los cambios normativos/administrativos pueden ser legítimos si están justificados.

Pero, para que haya lesión de confianza legítima, deben concurrir requisitos, destacando tres:

1. Signos externos e inequívocos.
2. Expectativas legítimas.
3. Actuación final contradictoria, sorprendente o incoherente.

**7)** Aplicación al caso: estimación íntegra

El Supremo concluye que se cumplen los requisitos de la confianza legítima y estima íntegramente el recurso y razona que:

- >> La planificación obligatoria (Categoría A) y las actuaciones administrativas favorables prolongadas generaron una expectativa sólida de viabilidad.
- >> La obligación legal de adquisición (Ley 17/2013) reforzó esa expectativa.
- >> El cambio posterior de criterio (sostenibilidad/demanda) y la exclusión normativa (RDL 6/2022) resultan incoherentes con el marco previo y convierten los costes en daño antijurídico.

Se subraya, además, que Enagás reclama con prudencia: pide costes hasta 2018, momento en que el TS sitúa el desvanecimiento de la confianza legítima.

## Fallo

### Estimar el recurso contencioso administrativo núm.

**16/2023** interpuesto por Enagás Transporte, S.A.U contra la desestimación por silencio administrativo de la reclamación de responsabilidad patrimonial del Estado presentada el 6 de julio de 2022 por la actuación de la Administración y del Estado legislador, y en su virtud, anular y dejar sin efecto la mencionada resolución por no ser conforme a Derecho.

Condenar a la Administración demandada a indemnizar al demandante en la cantidad de **18.655.000,00€** más los intereses legales desde la fecha de la reclamación en vía administrativa.



Considera acreditados y correctos:

- >> Costes hasta 1/03/2013: 15.222.000 € (laudo).
- >> Costes 2013–2018: 3.433.000 € (pericial).

Rechaza objeciones del Estado sobre:

- >> Carácter voluntario de parte de la adquisición.
- >> Hipotética recuperación futura de costes.
- >> Impactos fiscales. ●

# Liquidez, Solvencia y un poquito de prudencia

**José A. Herce** // Socio fundador de LoRIS  
**Miguel Ángel Vázquez** // Director de Estudios de UNESPA

La mejor manera de expresar la diferencia entre liquidez y solvencia es contar el chiste del hombre que se cayó desde la terraza del Empire State. Un hombre, un día, se asomó demasiado desde la terraza del Empire State, y cayó al vacío. Un amigo suyo, en ese momento, estaba subiendo las escaleras del edificio y, viéndolo caer, se asomó a una ventana y le preguntó cómo estaba. Y el tipo contestó: "pues no sé por qué la gente se lo toma tan a la tremenda; llevo la mitad de la caída, y todavía no ha pasado nada".

La confusión entre liquidez y solvencia es algo muy habitual. A la pregunta de si alguien es capaz de responder a los compromisos de pago que tiene, muchas personas contestan: sí, porque *este año* ha pagado X y ha ingresado Y; y, puesto que  $Y > X$ , es obvio que es capaz de afrontar sus compromisos.

**Una sociedad y una economía serían mucho más equilibradas si sus miembros tuviesen una mínima cultura de la solvencia; que entendiesen qué es lo que encierra el significado de esta expresión, y cuáles son las consecuencias de que una situación, unas cuentas, una empresa o un Estado, no sean solventes**

Una situación en la que Y es mayor que X en un determinado punto temporal, sin embargo, es apenas una situación de liquidez. La solvencia, como sabe cualquier actuario, es algo mucho más serio. La solvencia tiene que ver con la *existencia sostenida de liquidez*. Tiene que ver con la comprobación de que no solo existe en el momento presente, o en el futuro más cercano, liquidez de ingresos suficien-

te para hacer frente a los pagos; sino que, además, ésa es la situación que nos vamos a encontrar *cualquiera que sea el punto temporal que escojamos* en un ámbito de largo plazo: diez, veinte, cincuenta, setenta y cinco, o, incluso, cien años.

Es importante entender esta diferencia porque son muchos los que juegan al equívoco, puede que deliberadamente, entre estos dos conceptos. O lo que es peor, sin darse cuenta. Sin ir más lejos, cada vez que una empresa o una entidad financiera son intervenidas por el poder público mediando la resistencia de sus gestores o dueños (como pasó, sin ir más lejos, con Rumasa), estos suelen argumentar sobre la inutilidad de la medida basándose en la *liquidez*. ¿Por qué se interviene mi empresa, si mi empresa está afrontando los pagos que debe hacer? La respuesta es: porque el interventor ha detectado un grave problema de *solvencia*; se ha percatado de que esa capacidad de pago tiene fecha de caducidad. De que llegarán compromisos para los que no habrá dinero.

Pero la prueba de que se entienden mal o muy mal estos conceptos es que hay gente tan descuidada que nace solvente y acaba arruinada por no gestionar bien la liquidez. También hay gente muy prudente, que nace insolvente y acaba forrada si administra bien la liquidez.

Es muy probable que sea demasiado pedir; pero es lo cierto que una sociedad y una economía serían mucho más equilibradas si sus miembros tuviesen una mínima *cultura de la solvencia*; que entendiesen qué es lo que encierra el significado de esta expresión, y cuáles son las consecuencias de que una situación, unas cuentas, una empresa o un Estado, no sean solventes.

Y ya puestos, sociedad solvente no es lo mismo que sociedad líquida, como nos etiquetan ahora los filósofos modernos. Y más vale que sea así, aunque miedo nos da eso de la sociedad líquida y nos preguntamos si alguna vez seremos una sociedad solvente.

En este sentido, hemos dado lamentables pasos hacia atrás. Hace ahora un siglo más o menos, cuando las empresas, financieras o de otro tipo, emitían sus acciones y sus bonos, producían títulos físicos, en ocasiones muy bellos, que hoy

hacen la delicia de los coleccionistas. Esos viejos bonos se caracterizan, casi todos, por llevar, en el frontispicio de la emisión, un simple dato: el capital social, el tamaño del balance, o una cifra similar. Hace un siglo, pues, lo primero que una empresa quería que supieras de ella era: "mira lo solvente que soy". Hoy en día, lo primero que las empresas cuentan de sí mismas son cosas como cuántos árboles han plantado. Que no decimos que esté mal; pero no nos dice nada acerca de los que podrán plantar en el 2060. Y eso sin salir del ámbito natural. Porque la solvencia se declina en todos los órdenes de la vida, incluido el financiero, especialmente para las empresas.

La solvencia, hay que reconocerlo, tiene cosas en su contra. La principal de ellas, que es muy, muy aburrida. A la solvencia lo que más le gusta es la monotonía y la ausencia de sorpresas. Además, cuando se persigue el objetivo de la solvencia, se ha de renunciar a eso que los sajones llaman *cash flow matching*: euro que ganas, euro que creces. El CRO o *Chief Risk Officer* suele ser un señor aburrido que, cada vez que quieres lanzarte a algún proyecto loco o darte un capricho, te dice que lo primero

es llenar el bote de la solvencia; y solo si después queda algo, podrás divertirme.

Pero aquí estamos escribiendo en una revista de actuarios. Y los actuarios no dejan de ser esos profesionales que llevan doscientos años impidiéndole a los aseguradores caer en el error de la liquidez, para así alcanzar el nirvana de la solvencia.

De cuando en cuando, en la profesión aseguradora acaba por aparecer siempre algún listo que comienza a decir que el poder de los actuarios en el sector es excesivo. Algunos, incluso, coquetean con la idea de que, en los tiempos de la digitalización y las máquinas que piensan solas, tal vez el actuario deje de ser necesario. Nosotros, en realidad, pensamos lo contrario. Pensamos que el actuario es un profesional que debería desbordar los límites del propio sector asegurador. Pongan un actuario o actuaría en sus vidas y aprenderán lo que es justo.

Y cuidado al visitar las azoteas, porque hay muchos rascacielos en el mundo, y todo el mundo es susceptible de necesitar a alguien que le enseñe cómo no matarse si algún día se cae al vacío de la insolvencia, aunque lleve los bolsillos llenos de ese líquido elemento que llamamos dinero. ●

Foto: iStock.com/Sakorn Sukkasemsakorn



# El hombre máquina



Foto: iStock.com/metamorworks

**Diego S. Garrocho** // *Profesor de Filosofía. Universidad Autónoma de Madrid*

Le hemos dedicado esfuerzo a desentrañar si la IA acabará adquiriendo rasgos humanos, al tiempo que empleamos un lenguaje desmedidamente maquinal para narrar nuestra vida cotidiana. A este paso, el riesgo no es que la tecnología sustituya al hombre, sino que el humano acabe hablando de sí mismo como si fuera un dispositivo. Nos lo recordó Susan Sontag: las metáforas nunca son inocentes. Y aunque servirnos de símiles deportivos no nos va a convertir en mamíferos más atléticos ni más saludables, el abuso de las analogías industriales para referirnos a nosotros mismos comienza a resultar demasiado revelador.

La energía existe en el organismo humano, claro. Pero hemos aprendido a hablar de ella como si intentáramos describir el rendimiento de un electrodoméstico. Así, hay días en los que decimos que estamos "al cien por cien" y otros en los que apenas queda un parpadeo. Entonces aparecen las soluciones previsibles: descansar, dosificar, optimizar. Todo tan razonable como ridículamente insuficiente. Porque esa forma de entendernos tiene algo de contabilidad: mide, compara, calcula.

Los símiles maquínicos dicen demasiado de nosotros. Cuando un delantero demuestra pericia y atención en un partido, decimos que está "enchufado". Los vagos profesionales justifican sus vacaciones diciendo que necesitaban "desconectar", al tiempo que otros apuestan por "cargar las pilas". Con frecuencia vamos tan acelerados y tan poco atentos que nos justificamos diciendo que vamos "con el piloto automático puesto", y cuando alguien nos lleva al límite señalamos que "hemos cortocircuitado".

Por más que cuidemos el lenguaje, todos hemos concluido alguna vez que a alguien "se le habían cruzado los cables". Y los más jóvenes podrán acusarnos, casi siempre con razón, de que estamos "desfasados". A veces vamos tan entusiasmados que "perdemos los frenos", y no es extraño que cuando pensamos demasiado entremos en bucle.

Quizá no se trate de desterrar estas metáforas, pero puede ser prudente recuperar cierta sospecha ante ellas. No somos dispositivos que se agotan ni sistemas que se optimizan, pero somos vidas que se interpretan a través de símiles muy poco neutrales. Tal vez, el primer gesto para no convertirnos en máquinas consista, precisamente, en dejar de explicarnos como si lo fuéramos. ●

# El IAE señala las alternativas técnicas más viables para reforzar el sistema público de pensiones

El Instituto de Actuarios de España (IAE) ha publicado un nuevo informe en el que analiza las principales alternativas de reforma estructural del sistema contributivo de pensiones en España y concluye que el debate ya no se centra en si es necesario reformarlo o no, dimensión ya superada, sino qué modelos son viables y cuáles no, desde un punto de vista eminentemente técnico.

El estudio del IAE evalúa cuatro posibles enfoques: la transición a un sistema de capitalización total, la implantación de un sistema de puntos, la adopción de cuentas nocionales y distintos modelos mixtos. Además, pone de relieve que las diferencias entre las alternativas no son solo conceptuales sino también prácticas, especialmente en lo relativo a su viabilidad financiera y a sus efectos sobre las pensiones futuras.

Entre sus principales conclusiones, el IAE señala que modelos como el de cuentas nocionales o mixto (cuentas nocionales más cierta capitalización) presentan ventajas relevantes en términos de sostenibilidad, transparencia, resiliencia y ajuste auto-

mático, aunque subraya que todas las alternativas analizadas implican distintos costes, limitaciones y efectos distributivos. Un modelo mixto, en el que se destina un 84% de las cotizaciones a cuentas nocionales (reparto) y un 16% a capitalización, funciona ya en Suecia, que lo adoptó tras afrontar un reto demográfico similar al español, con un rotundo éxito, por lo que parece un modelo adecuado a explorar y sobre el que construir.

Por otra parte, el informe destaca que una transición completa hacia un sistema de capitalización resulta prácticamente inviable en el caso español debido al elevado volumen de compromisos acumulados del sistema actual. Esta denominada deuda implícita, estimada en torno a 8 billones de euros, supondría que, en términos ilustrativos, cada ciudadano adulto tendría que asumir un coste cercano a los 9.000 euros anuales de forma vitalicia.

**Informe:** <https://actuarios.org/wp-content/uploads/2026/05/202604-InfomeIAEPensiones.pdf>

**Ampliar noticia:** <https://actuarios.org/2026/05/07/informereformasss/>

---

## Arranca el I programa de Mentoring para jóvenes actuarios

El Instituto de Actuarios de España (IAE) ha celebrado la sesión de inicio de su primer programa de Mentoring para jóvenes actuarios, en el que se cuenta con la colaboración de la Asociación de Profesionales Senior del Seguro (APSS). Se trata de una iniciativa pionera en el Instituto y en la profesión actuarial, orientada a impulsar el desarrollo profesional y personal de los actuarios jóvenes, conectándolos con actuarios y otros profesionales senior del sector asegurador en una relación individualizada.

Su propósito es acelerar la integración en la profesión, favorecer la transferencia de conocimiento y reforzar el networking dentro del colectivo actuarial, siguiendo buenas prácticas internacionales en mentoring de alto potencial. Además de impulsar

el desarrollo de los jóvenes actuarios, el programa ofrece a los mentores la oportunidad de reforzar sus habilidades de liderazgo y comunicación, compartir su experiencia, ampliar su red profesional y contribuir de forma directa al futuro de la profesión.

A lo largo de los próximos meses, 25 jóvenes actuarios colegiados tendrán acceso a referentes de la profesión y del sector asegurador, miembros del Instituto de Actuarios y de la Asociación de Profesionales Senior del Seguro, con los que reflexionar sobre retos profesionales, objetivos de la carrera profesional, formación complementaria o networking, entre otras.

**Ampliar noticia:** <https://actuarios.org/2026/05/11/mentoring-2/>



## Miembros titulares

Apellidos	Nombre	Número	Apellidos	Nombre	Número
ALAÑÓN SÁNCHEZ HORNEROS	Mario	MT-4504	ISLA BARRERO	Jesús	MT-4486
ALONSO BENITO	María Teresa	MT-1860	JIMÉNEZ ARROYO	José Carlos	MT-4491
ARA QUINCOCES	Francisco Javier	MT-2131	LAIZAGA ARANZAMENDI	Unai	MT-4483
BELDA NADAL	Marta	MT-4484	LÓPEZ VÁZQUEZ DE LA TORRE	José Luis	MT-4499
BERMELLO ARCE	María Estela	MT-3400	MARTÍN HERNÁNDEZ	Paula	MT-4495
BLANCO DÍEZ	Leticia	MT-4473	MARTÍNEZ RUIZ-ANDREU	María del Pilar	MT-4487
BLANCO MERINO	Enrique	MT-4493	MARTÍNEZ VILLAPUN	Mario	MT-4488
CASTELBLANQUE VICENTE	Julio Antonio	MT-1496	MONTERO HERNANDEZ	Óscar	MT-4480
CERVANTES CANFRAN	Ana	MT-3548	ORTEGA GARCÍA	Rafael	MT-4496
CONDE LACOMBE	Ignacio	MT-4471	PAGOADA MUÑOZ	José Roberto	MT-4470
DEL CURA AYUSO	Francisco	MT-1979	PÉREZ ARANA	Beatriz	MT-4472
DÍAZ MOREYRA	Luis Miguel	MT-4490	PLAZA CAMPOS	Luis	MT-3797
DÍAZ ROMERO	María Belén	MT-4477	QUEROL GARCÍA	Sergio	MY-4489
FERNANDEZ MANCEBO	Aitor	MT-4485	QUISPE GONZALES	Lenny Tatiana	MT-4467
GARCÍA MUÑOZ	Miguel	MT-4466	RAMOS BUSTILLO	Lander	MT-4468
GARCÍA URGEL	Javier	MT-3432	RECHE PÉREZ	Alejandro	MT-4481
GIMÉNEZ SERRANO	Juan Godofredo	MT-4502	RUBIO-MANZANARES SARMIENTO	Pablo	MT-3829
GÓMEZ-CALCERRADA PEÑA	Sergio	MT-4501	SÁEZ CARO	Alejandro César	MT-4500
GRAJALES POSTIGO	Antonio Javier	MT-4478	SALDAÑA SANZ	Mónica Pilar	MT-4498
GROMOV	Dmytro	MT-4479	SÁNCHEZ GARCÍA	Paula	MT-4492
GUERRA PEYUS	Mercedes	MT-4494	VIDAL LLANA	Juan José	MT-4497
GUIJOSA GONZALEZ	Javier	MT-4474	VILLATORO SOLORZANO	Ariel Fernando	MT-4469
HERREZUELO TORRES	Javier	MT-4503	WAIT DE HARO	Carlos Clifford	MT-4482
IPIÑA GOSALBO	Sergio	MT-1606			

### Investigación y ciencia actuarial

“La investigación actuarial es una de las funciones y responsabilidades de los actuarios en su ejercicio profesional, ya sea en la industria del seguro, en la financiera o en otras, o en el ámbito académico”. Con esta declaración, la Junta de Gobierno del Instituto inicia la exposición de motivos que fundamenta el reglamento del Centro de Investigación Actuarial de España, CIAE, órgano de investigación del Instituto con “la finalidad de potenciar, mediante iniciativas de investigación aplicada, el posicionamiento del Instituto de Actuarios Españoles en materia de hipótesis, métodos actuariales y de interpretación, frente a las diferentes Administraciones Públicas nacionales o internacionales, a los diferentes sectores y colectivos con los que el Instituto de Actuarios Españoles interacciona y a la sociedad en su conjunto”, según reza el citado reglamento del CIAE.

En este número de la Revista queremos unirnos al esfuerzo investigador del Instituto en la alta divulgación de las principales iniciativas que se están llevando a cabo en la investigación actuarial. Son muchos los temas en que la sociedad demanda al actuario su excelencia científica, temas en que hemos incidido y seguiremos insistiendo en números monográficos de la Revista: la problemática de las pensiones, con las variaciones en longevidad y condiciones económicas y financieras que permiten o dificultan su sostenibilidad; la aplicación de la ciencia actuarial a las circunstancias de lucro cesante; el Baremo de accidentes, herramienta pionera que provee al sistema de predictibilidad y posibilidad de cálculo, con lo que ello conlleva en términos de eficiencia y justicia; las consideraciones relativas a mortalidad, morbilidad, supervivencia; los riesgos emergentes, de carácter climático, ambiental, geopolítico, de seguridad, cibernéticos y otros. Son muchos los ejemplos en que los actuarios tienen una palabra cuya ponderación y pericia resulta crucial para aunar intereses aparentemente contradictorios y dotar a la sociedad de sistemas de aseguramiento eficaces y justos, que satisfagan las necesidades de personas, familias y empresas, salvaguardando la indeclinable viabilidad y sostenibilidad de los esquemas de protección financiera. El común denominador de tantos esfuerzos del actuario por detectar, cuantificar y compensar y asegurar riesgos es la innovación, aplicación concreta de la investigación y la expansión de los límites teóricos e instrumentales de la ciencia actuarial.

Muchos aspectos completarán este número, necesariamente poliédrico: de la ética a la Inteligencia Artificial; de la biología a la biometría; de la industria al medio ambiente; el equilibrio entre solidaridad y personalización de productos y servicios; productividad y sostenibilidad; la utilización de las mejoras en cálculo y estadística experimental; y muchas otras que sugieran los colegiados en sus aportaciones. En definitiva, las iniciativas, innovaciones e investigaciones científicas que expanden el conocimiento actuarial y sus aplicaciones prácticas construirán un número 59, de otoño de 2026, que espera ser de referencia.

# Diploma Ejecutivo en Buen Gobierno

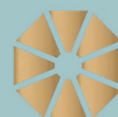


Plazas limitadas  
Matrícula abierta  
Exclusivo para Actuarios



Instituto de Actuarios  
de España

Programa en colaboración con:



INSTITUTO DE  
GOBERNANZA  
EMPRESARIAL

[formacion.actuarios.org/buengobierno](http://formacion.actuarios.org/buengobierno)