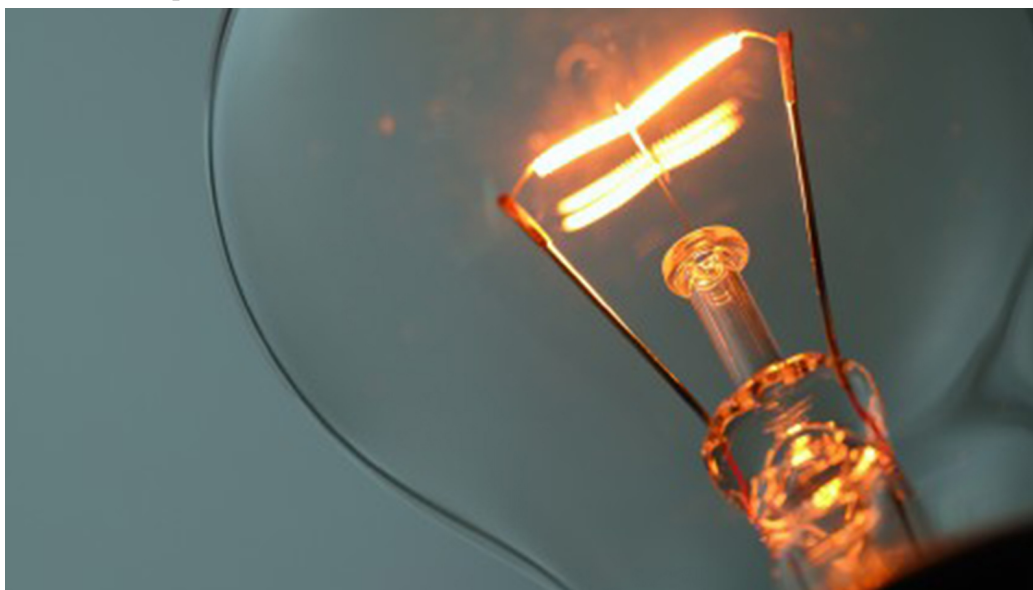


El mercado marginalista no es el culpable: gas, CO2 y redes encarecen la electricidad europea frente a EEUU

- El economista Lion Hirth sostiene que la brecha de precios con Texas responde principalmente al coste del gas y del carbono, mientras que las decisiones sobre generación, redes y flexibilidad elevan el coste final de la electricidad en Europa



El precio de la electricidad.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-marginalista-no-es-el-culpable-gas-co2-y-redes-encarecen-la-el...>

Sandra Acosta

Jueves, 24 septiembre 2026

La electricidad europea sigue siendo más cara que la de Estados Unidos pese a que la crisis energética de 2022 ha quedado atrás. El economista Lion Hirth, de la Hertie School, **sitúa las principales diferencias en el coste del gas natural y del CO2 y, en el precio final que pagan consumidores e industria, en los costes de las redes, los impuestos y determinadas decisiones de política energética.** Su análisis cuestiona así que el mercado marginalista sea el responsable del elevado precio de la electricidad en Europa.

Hirth presentó este análisis el pasado 8 de septiembre durante la Oxford Sustainable Private Markets Conference, en una presentación titulada *Why are European electricity prices so high?*. Su diagnóstico parte de una primera constatación: Europa ya no se encuentra en una situación comparable a la crisis energética de 2022. Los precios mayoristas rondan actualmente los 120 euros por megavatio hora, muy lejos de los cerca de 1.000 euros por MWh que llegaron a alcanzarse durante la crisis. El gas continúa siendo volátil, pero sus precios están también lejos de aquellos niveles extremos.

El problema es que, pese a esta normalización del mercado mayorista, los precios finales de la electricidad continúan siendo elevados. Además, **las diferencias dentro de Europa siguen siendo importantes.** Según los datos recogidos por Hirth, los mercados nórdicos se sitúan entre 30 y 80

euros por MWh, mientras España y Francia rondan los 80 euros y Alemania y Europa Central alcanzan entre 120 y 130 euros por MWh.

La comparación resulta todavía más significativa cuando se traslada al consumidor. Hirth recuerda que para los hogares y, especialmente, para la competitividad industrial no basta con observar el precio mayorista. La factura final incorpora también impuestos, costes de las redes y otros componentes del sistema, lo que sitúa a varios países europeos entre los mercados con electricidad minorista más cara del mundo.

El gas explica buena parte de la brecha con EEUU

La comparación entre Europa y Texas permite visualizar una de las principales causas de esta diferencia. Según el análisis de Hirth, el precio mayorista de la electricidad en Texas es aproximadamente **un tercio** del registrado en Europa. La razón, sostiene, se encuentra fundamentalmente en los costes de las materias primas y del carbono, y no en una diferencia sustancial en la forma de determinar el precio eléctrico.

El gas natural cuesta alrededor de 55 euros por MWh en Europa frente a unos 10 euros por MWh en Texas. Esa diferencia supone aproximadamente 45 euros por MWh adicionales en el precio de la electricidad europea. A ello se suma el coste del CO₂, que Hirth estima que añade unos 20 euros por MWh. En Estados Unidos, el cálculo utilizado en la presentación no incorpora un coste equivalente por las emisiones.

Con los supuestos empleados en el análisis, el precio base de la electricidad para 2027 se situaría en unos 40 euros por MWh en el norte de Texas, frente a 108 euros en Reino Unido y 121 euros en Alemania. La estimación utiliza un precio del gas de 55 euros por MWh en Europa frente a 10 euros en Estados Unidos y un precio del CO₂ de 85 euros por tonelada.

La conclusión de Hirth es que la comparación con Texas no apunta al mercado marginalista como origen de la brecha. **Todos los mercados de materias primas utilizan precios determinados en el margen y el mercado eléctrico texano también funciona bajo esta lógica.** La diferencia estaría, principalmente, en los costes de los combustibles y del carbono.

El debate sobre el mercado marginalista

El **funcionamiento** del mercado eléctrico ha vuelto a situarse en el centro de la discusión europea. Durante la crisis energética, el sistema marginalista fue objeto de fuertes críticas por parte de distintos dirigentes políticos europeos. La presentación de Hirth recuerda las críticas formuladas por Ursula von der Leyen, Boris Johnson y Emmanuel Macron y señala que el debate ha resurgido en 2026.

Frente a estas críticas, el economista defiende que **el denominado merit order no es una política pública ni una norma que determine de manera artificial el precio.** Se trata, según su explicación, de una representación de cómo se comportan las empresas en mercados competitivos y de cómo la oferta y la demanda determinan un precio de equilibrio.

Hirth también cuestiona la idea de que la formación marginalista sea una particularidad del mercado eléctrico. Su presentación señala que las materias primas también se negocian con precios determinados en el margen y utiliza como ejemplos el petróleo, el gas, los alimentos o determinados productos tecnológicos.

En este contexto, el margen que obtienen las tecnologías con bajos costes variables **tampoco puede considerarse automáticamente un beneficio extraordinario**. La diferencia entre el precio de la electricidad y los costes variables permite cubrir los costes fijos y financiar las inversiones, mientras que la curva del merit order no representa el coste completo de construir y operar las instalaciones de generación.

Más renovables también significa un menor valor de mercado

El crecimiento de las renovables introduce, además, otro fenómeno que afecta a sus ingresos. A medida que aumenta la participación de una tecnología en el mercado, su valor relativo puede disminuir porque una mayor cantidad de generación se concentra en las mismas horas.

Hirth utiliza para medir este efecto el denominado capture rate o factor de captura, que relaciona los ingresos obtenidos por una tecnología en el mercado spot con el precio base. Los datos presentados muestran una **relación negativa entre la cuota de mercado de la solar y la eólica terrestre y su factor de captura, con un efecto especialmente acusado en la fotovoltaica**.

Es el conocido efecto de canibalización: cuando aumenta la oferta de electricidad en determinadas horas, el precio tiende a disminuir precisamente en los momentos en los que esas tecnologías producen más. En el caso de la solar, Hirth señala además que la generación a precios negativos reduce todavía más su valor de mercado.

El coste de la electricidad va mucho más allá del precio mayorista

Otro de los argumentos centrales del análisis es que **el precio marginal no refleja el coste completo del sistema eléctrico**. El merit order muestra fundamentalmente los costes variables de las tecnologías, pero deja fuera elementos como la inversión inicial, el respaldo necesario para garantizar el suministro, el efecto de la captura de precios o las redes.

Los cálculos incluidos en la presentación para Alemania sitúan el coste nivelado de la electricidad en 56 euros por MWh para una planta solar a gran escala y en 77 euros para la eólica terrestre. Cuando se corrigen estos valores por sus respectivos factores de captura, ascienden a 113 y 96 euros por MWh. La estimación alcanza 141 euros por MWh para la nuclear y 107 euros para el gas de ciclo combinado. El propio documento advierte de que son órdenes de magnitud y no previsiones.

De ahí que Hirth considere que el coste total del suministro eléctrico pueda situarse en determinados escenarios en el entorno de los 200 euros por MWh cuando se incorporan el coste de capital, el respaldo y las redes.

Redes y flexibilidad, en el centro del problema

El análisis atribuye parte del encarecimiento a las decisiones adoptadas para configurar el sistema eléctrico. Hirth señala el desarrollo de determinadas tecnologías de generación de mayor coste frente a alternativas más baratas, el retraso en la expansión de las redes, el recurso a cables subterráneos frente a líneas aéreas y las dificultades para introducir mayor flexibilidad en el consumo.

También pone el foco en la **ausencia de señales de precio vinculadas a la localización**. Mantener una única zona de mercado pese a la existencia de congestiones puede incrementar los costes de restricciones y redespachos y generar señales de inversión que no reflejen adecuadamente dónde existe capacidad disponible en la red.

El autoconsumo es otro de los elementos señalados. Hirth sostiene que determinadas instalaciones solares residenciales, baterías domésticas y sistemas de autogeneración industrial pueden desplazar parte de los costes asociados a la red y al sistema hacia el conjunto de los consumidores.

Más almacenamiento y generación de menor coste

La respuesta que plantea Hirth pasa por **orientar las inversiones hacia tecnologías con menores costes de generación y de sistema**. En renovables, apuesta por un mayor peso de la eólica terrestre y de las grandes plantas solares frente a opciones que considera más costosas, como la fotovoltaica residencial, la eólica marina o el biogás. También plantea mecanismos de apoyo que reduzcan el riesgo de las inversiones sin distorsionar el funcionamiento del mercado.

Las baterías a gran escala adquieren un papel destacado. El economista defiende facilitar su despliegue y señala que, según su análisis, actualmente son las únicas inversiones en este ámbito que no necesitan subsidios. Para que puedan alcanzar escala, considera necesario que funcionen de manera compatible con las necesidades de la red y que reciban señales de precios adecuadas.

En paralelo, propone reformar las tarifas de red para eliminar incentivos que penalicen la flexibilidad, recompensar los comportamientos favorables para el sistema y repartir los costes de manera más equilibrada. Entre las medidas planteadas figura una mayor utilización de tarifas variables en función del momento del consumo.

Una cola de 1.000 GW para conectarse a las redes

La **congestión de las redes** aparece como otro de los grandes obstáculos para reducir los costes del sistema. Hirth cifra en alrededor de 1.000 GW la capacidad pendiente de conexión y plantea sustituir los múltiples procedimientos existentes por un sistema de asignación uniforme. También propone establecer criterios de priorización para determinados proyectos, entre ellos industria, centros de datos, centrales eléctricas, instalaciones renovables y baterías.

La flexibilidad de la demanda debería acompañar a esta transformación. La presentación plantea utilizar contadores digitales, tarifas dinámicas y señales de red para que tecnologías como los vehículos eléctricos y las bombas de calor puedan desplazar su consumo hacia los momentos más favorables para el sistema.

El hidrógeno pierde atractivo económico

El análisis también introduce una posición crítica respecto al desarrollo de grandes infraestructuras de hidrógeno. Hirth reconoce que **el hidrógeno será necesario a una escala significativa para alcanzar la neutralidad climática**, pero considera que su situación económica se ha deteriorado en los últimos años debido al aumento de los costes y a la aparición de alternativas como las baterías.

En este contexto, el economista afirma que actualmente preferiría prescindir de grandes infraestructuras como la red troncal de hidrógeno.

El diagnóstico de Hirth desplaza así el foco desde el mercado marginalista hacia el conjunto del sistema eléctrico. El gas y el CO2 explican, según su análisis, buena parte de la diferencia entre Europa y Estados Unidos en el mercado mayorista, mientras que las redes, la flexibilidad, las decisiones de inversión y otros costes del sistema ayudan a explicar por qué esa diferencia termina trasladándose a consumidores y empresas.

Su propuesta no pasa por intervenir directamente sobre la formación del precio mayorista, sino por actuar sobre los costes estructurales del sistema mediante inversiones de mayor escala y flexibilidad, más almacenamiento, redes adaptadas a las nuevas necesidades y contratos estables que permitan reducir el riesgo de las inversiones sin alterar las señales económicas del mercado.