El Economista
Fecha: jueves, 26 de febrero de 2026
Fecha Publicación: jueves, 26 de febrero de 2026
Página: 12, 13
Nº documentos: 2

Recorte en color % de ocupación: 188,49 Valor: 30171,23€ Periodicidad: Diaria Tirada: 11.304 Audiencia: 33.019 Difusión: 6.131

Empresas & Finanzas

'II Foro Empresarial - Flexibilidad y agregación de la demanda de energía'

De derecha a izquierda: Rubén Esteller ('elEconomista.es'), Pablo Arboleya (Plexigrid), Anna Casas (Octopus Energy), Carolina Vereda (Endesa) y Óscar Mulas (ACE). ALBERTO MARTÍN

Las lagunas en la figura del agregador de demanda distorsionan el mercado

Expertos señalan que el decreto tiene deficiencias y piden cambiar el concepto de compensación

elEconomista.es MADRID.

El Real Decreto a través del cual se regula la figura del agregador independiente en el sistema eléctrico aporta ventajas a los consumidores y mejora la gestión de la demanda. Es una medida que el sector de la energía ha estado esperando desde hace más de un año. Sin embargo, esta normativa ha dejado huecos importantes, como es el tema de la compensación y el concepto que se usa para definir las compraventas de energía.

Así lo han expresado los ponentes de la Mesa de debate en el *II Foro Empresarial-Flexibilidad y agregación de la demanda de energía*, organizado por *elEconomista.es*. Los participantes, entre los que se encontraban Pablo Arboleya, CTO y fundador de Plexigrid; Anna Casas, *Head of Flexibility* de Octopus Energy; Carolina Vereda, responsable de Gestión de Demanda de Endesa; y Óscar Mulas, Energy Team Manager de ACE, coincidieron en que, si bien la introducción de la figura del agregador independiente reducirá la carga para los clientes, no han quedado claras las líneas bajo las cuales puede operar.

En este sentido, Carolina Vereda explicó que el agregador independiente permite reducir el consumo de un cliente en determinados momentos y vender esa reducción de energía en el mercado eléctrico. Sin embargo, recordó que este agente no compra previamente la energía –algo que corresponde a la comercializadora–, por lo que, a su juicio, el sistema no debería definirse como una "compensación", sino como una operación de compraventa o transferencia de energía entre agentes.

Además, subrayó que la terminología regulatoria es clave: mientras la directiva europea habla de *compensation*, los futuros códigos de red apuestan por el concepto de "transferencia de energía", que implica intercambiar tanto megavatios hora como su valor económico, algo que considera aún insuficientemente reflejado en la normativa española.

> El ajuste debería liquidarse al 100% del precio del mercado diario, afirman los ponentes

Los ponentes defendieron que cualquier ajuste debería liquidarse al 100% del precio del mercado diario, el mismo criterio aplicado a las comercializadoras. Establecer solo un porcentaje -pendiente de definición por la Administración- introduciría, en su opinión, un elemento arbitrario que acabaría trasladando costes adicionales al sistema y distorsionando el funcionamiento del mercado eléctrico.

Asimismo, advirtieron de que una regulación incompleta podría generar incentivos desequilibrados, favoreciendo únicamente la reducción de demanda y no el aumento del consumo cuando los precios son bajos. A ello se suma el denominado "efecto rebote": tras detener temporalmente su producción, las industrias deben incrementar posteriormente su consumo para cumplir objetivos, generando desvíos y costes que hoy asumirían las comercializadoras y que, según los expertos, deberían incluirse dentro del concepto real de compensación.

Señales del sistema

No obstante, el debate también giró en torno a las señales que debería enviar el sistema. Sobre este punto, los ponentes defendieron que la gestión de la demanda eléctrica no puede basarse en una única señal de precio, ya que los consumidores presentan necesidades y capacidades muy distintas. A su juicio, el sistema debe combinar diferentes herramientas, desde tarifas y peajes horarios hasta precios dinámicos vinculados al mercado.

Aunque las comercializadoras están obligadas a ofrecer tarifas dinámicas, los ponentes recordaron que muchos clientes no están dispuestos a asumir la volatilidad del precio de la energía, por lo que siguen siendo relevantes esquemas más previsibles, como los peajes con calendarios fijados con antelación, que permiten especialmente a la industria planificar su actividad a largo plazo.

En este contexto, hubo acuerdo en que los consumidores optan por dos formas de gestionar la flexibilidad: una implícita, basada en señales tarifarias, y otra explícita, mediante la participación directa en los mercados eléctricos. Mientras los grandes consumidores electrointensivos suelen optimizar su producción en función de los peajes ho-

El Economista
Fecha: jueves, 26 de febrero de 2026
Fecha Publicación: jueves, 26 de febrero de 2026
Página: 12, 13
Nº documentos: 2
Recorte en color % de ocupación: 188,49 Valor: 30171,23€ Periodicidad: Diaria Tirada: 11.304 Audiencia: 33.019 Difusión: 6.131

rarios, otros perfiles prefieren mecanismos con pagos por disponibilidad o precios más dinámicos.

Por ello, concluyeron que no existe una solución única y que el valor del modelo español reside precisamente en ofrecer un abanico amplio de opciones que permiten a cada tipo de cliente aportar flexibilidad al sistema según sus características.

Peajes dinámicos

Donde hubo desacuerdo fue en la cuestión de los peajes dinámicos. En este caso, Anna Casas y Pablo Arboleya señalaron que, en el caso de los clientes residenciales, la clave pasa por simplificar al máximo las tarifas que percibe el consumidor, apostando por precios claros –planos o con pocos periodos– que faciliten su comprensión, mientras la complejidad del sistema de precios y señales energéticas se gestiona en segundo plano por parte de la comercializadora.

Defendieron los modelos en los que el usuario obtiene una tarifa sencilla y económica a cambio de ceder el control de su flexibilidad energética, permitiendo optimizar el consumo automáticamente según las condiciones del sistema. A su juicio, el futuro debería combinar señales de precio más dinámicas –especialmente en los peajes, que deberían rediseñarse para reflejar mejor la situación real de la red– con la participación en mercados eléctricos, aunque reconocieron que este modelo es aún "utópico" y está lejos de implantarse plenamente en España.

De su lado, Vereda mostró su desacuerdo con la implantación de peajes eléctricos plenamente dinámicos, al considerar que añadirían una complejidad excesiva para el consumidor y podría generar desigualdades territoriales, convirtiendo el coste de la electricidad en una "lotería" ligada a la ubicación de los usuarios.

> Los peajes dinámicos añadirían complejidad al consumidor

A su juicio, la señal sobre las restricciones de la red ya debe trasladarse a través de los mercados eléctricos y de futuros mercados locales de flexibilidad, con previsión y reglas claras a largo plazo, en lugar de mediante tarifas reguladas cambiantes. Como alternativa, sostuvo que hay avanzar hacia modelos intermedios similares a los que se estudian en Europa, basados en peajes por periodos prefijados –como los actuales– pero con cierta diferenciación geográfica planificada ex ante, que permita reflejar mejor la situación de las redes sin aumentar la incertidumbre ni la complejidad para los usuarios.

> "La mayor parte de los proyectos donde activamos flexibilidad son en el extranjero"

Plexigrid es una empresa tecnológica que optimiza la planificación y operación de redes. Según Pablo Arboleya, su fundador, la compañía la empresa propone dotar a los distribuidores de "tres superpoderes", una analogía que toma de las capacidades que ya tienen los operadores de transporte: el primero es poder ver en tiempo real lo que ocurre en la red; el segundo, contar con datos y herramientas avanzadas de analítica para cálculos complejos como *hosting capacity*, análisis de contingencias, flujos de carga o generación de escenarios; y el tercero es la capacidad de actuar sobre el "grifo" de la demanda, igual que Red Eléctrica actúa sobre la generación, para resolver problemas propios en la red de distribución y mejorar la coordinación entre el operador de transporte (TSO) y el de distribución (DSO). Según resumió, estos son los tres "superpoderes" que su plataforma puede habilitar en un distribuidor eléctrico.

Pablo Arboleya
CTO y fundador de Plexigrid

El volumen de la empresa está en el extranjero. Aunque les gustaría tener más experiencia en España, la mayoría de proyectos en los que activan flexibilidad están en el extranjero. Defendió que la tarifa para el cliente doméstico debe ser extremadamente sencilla y recordó casos internacionales que ilustran los riesgos de señales de precio mal diseñadas, como en Auckland (Nueva Zelanda), donde la alta penetración de vehículos eléctricos generó picos de demanda a las 5 de la tarde que luego simplemente se trasladaron a medianoche con una tarifa *time of use*.

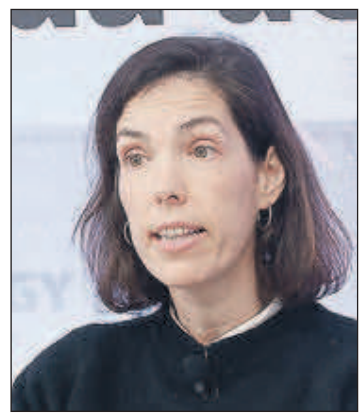
> "Que la conversación se socialice lo que hace es crear ineficiencias en el mercado"

Para la jefa de Flexibility en la compañía energética Octopus Energy, Anna Casas la redacción del Real Decreto que establece la figura del agregador de la demanda, deja abierta una cuestión que puede abrir ineficiencias en el mercado.

La ponente de la empresa, que opera en Alemania, Francia, España e Inglaterra, advirtió de que el valor aportado por la flexibilidad puede proceder tanto de agregadores vinculados a comercializadoras como de agregadores independientes, pero mostró su preocupación por que la normativa contemple la posibilidad de "socializar" la compensación entre agentes.

A su juicio, este mecanismo introduce ineficiencias al otorgar al agregador independiente una señal económica distinta a la del mercado, lo que puede distorsionar su comportamiento y actuar, en la práctica, como una subvención indirecta.

Defendió que, si se desea apoyar a estos actores, debería hacerse mediante instrumentos externos al propio mercado. Como ejemplo, citó el caso del Reino Unido, donde la socialización solo funciona en un sentido y ha provocado que los agregadores apenas participen en servicios de aumento de demanda, evidenciando –según señaló– que este modelo no incentiva una participación equilibrada ni eficiente, pese a que toda flexibilidad, independientemente de su origen, aporta valor al sistema.



Anna Casas
Head of Flexibility de Octopus Energy

Casas explicó que Octopus Energy opera en Inglaterra la mayor *virtual power plant* de Europa, con 400.000 recursos gestionados, y ha comenzado a desarrollar una planta virtual propia en España.

> "La demanda necesita unos incentivos a largo plazo que los mercados no dan"

Endesa, como comercializadora, suministra energía a más de 12 millones de clientes en la península ibérica, y desde 2009 forma parte de grupo Enel. La compañía tiene el pulso del mercado, por ello, la responsable de Gestión de Demanda en la empresa, Carolina Vereda, explicó que la demanda no cuenta actualmente con incentivos por parte de los mercados diarios.

Endesa, que opera como agregador en más de 14 países, gestiona actualmente cerca de 9 gigavatios de capacidad flexible a través de una plataforma global común, con el objetivo de consolidarse también como referente en la gestión de la demanda en España.

Vereda indicó que Endesa fue la primera comercializadora en ofrecer demanda flexible en los mercados de balance desde su apertura en 2020, aunque reconoció que la baja retribución económica y la falta de previsibilidad –al tratarse de mercados diarios y de muy corto plazo– han limitado la participación de los clientes, que requieren señales estables a largo plazo. En este contexto, destacó el desarrollo del servicio de respuesta activa de la demanda, que sí aporta incentivos más sólidos y cuya capacidad ha pasado de 500 a 1.700 megavatios en las últimas subastas, donde Endesa gestiona aproximadamente una cuarta parte de la potencia adjudicada. Según señaló, este posicionamiento refleja la apuesta del grupo por la agregación, tanto con clientes propios como, en el futuro, mediante modelos de agregación independiente. La directiva subrayó que Endesa apuesta "por la gestión de la demanda y la agregación".

Carolina Vereda
Responsable de Gestión de Demanda de Endesa

> "Hay que mantener ese foco en el consumidor, que es el que hace la inversión"

Para Óscar Mulas, Energy Team Manager de ACE, el nuevo Real Decreto sobre agregación independiente era una norma largamente esperada por el sector y que, a su juicio, introduce avances relevantes, como la posibilidad de que los consumidores se integren en un agregador sin necesidad del consentimiento previo de la comercializadora.

No obstante, subrayó que el desarrollo del modelo exige una colaboración estrecha entre todos los agentes para evitar desequilibrios económicos y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, recordando que, además de las señales de precio, es imprescindible preservar la seguridad operativa de la red y reducir los sobrecostes asociados a su gestión.

En este sentido, subrayó que el intercambio de información debe ser bidireccional y transparente, de modo que las comercializadoras puedan conocer la actividad de los agregadores cuando estos participen en operaciones del sistema.

Asimismo, también el potencial de los activos gestionables –como baterías o sistemas de climatización– para aportar flexibilidad. A su juicio, el avance tecnológico y la reducción de costes en hardware y software facilitan trasladar mejor las señales de precio al consumidor, que debe situarse en el centro del proceso.

Óscar Mulas
Energy Team Manager de ACE

Por último, señaló que la normative es solo un punto de partida y que el verdadero desarrollo dependerá ahora de la regulación que elabore la CNMC, un proceso que consideró complejo para el corto plazo previsto. En este escenario, ofreció la colaboración de los proyectos piloto y entornos *sandbox* para compartir aprendizajes operativos y acelerar la implantación del modelo.