

El acceso flexible amenaza con recortar hasta un 10% los ingresos de las baterías en España

- El nuevo marco de la CNMC, que entra en vigor el 1 de septiembre, introduce restricciones a la carga desde la red que pueden reducir la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento.



EnBW y Zelestra lanzan un proyecto de 1,2 GWh de baterías en Italia.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-acceso-flexible-amenaza-con-recortar-hasta-un-10-los-ingresos-de-las-b...>

Sandra Acosta

Jueves, 27 agosto 2026

El nuevo marco de la CNMC, que entra en vigor el 1 de septiembre, introduce restricciones a la carga desde la red que pueden reducir la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento

El nuevo régimen de acceso flexible para las instalaciones de almacenamiento amenaza con reducir hasta un 10% los ingresos de las baterías independientes en España, según las simulaciones realizadas sobre el impacto del nuevo marco regulatorio que entrará en vigor el **próximo 1 de septiembre**. El efecto será especialmente relevante para los proyectos que dependan de la red para cargar sus baterías y que vean restringidas precisamente las horas en las que resulta más rentable adquirir electricidad para después venderla en el mercado.

El análisis elaborado por Re-Twin Energy sobre el nuevo marco de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) estima que **el impacto del denominado Tipo 0 puede alcanzar el 10% de los ingresos de un BESS stand alone**, aunque la afección final dependerá de la duración del almacenamiento, de la estrategia de operación y, sobre todo, de las horas concretas en las que se impida la carga desde la red. El propio estudio subraya que no existe un descuento fijo aplicable a todos los proyectos y que el impacto debe calcularse caso por caso.

Limitaciones

La nueva regulación establece que las solicitudes de demanda de nuevos BESS serán evaluadas bajo un régimen de acceso flexible, lo que implica que la capacidad de las baterías para cargar desde la red podrá quedar limitada. El Tipo 0, una de las modalidades contempladas, establece un patrón horario fijo que bloquea la carga desde la red durante determinadas franjas. En el escenario analizado por Re-Twin, **las baterías no podrían cargar entre las 08:00 y las 10:59 horas y entre las 18:00 y las 23:59 horas**, lo que supone nueve horas diarias sin posibilidad de consumir electricidad de la red.

El problema para los promotores es que estas restricciones pueden coincidir con momentos relevantes para la estrategia de arbitraje de una batería. La lógica del negocio de un BESS pasa, entre otros mecanismos, por comprar electricidad cuando los precios son bajos y venderla posteriormente cuando el mercado ofrece precios más elevados. Si la instalación no puede acceder a la red durante determinadas horas, pierde capacidad para aprovechar esas diferencias de precio.

Álvaro Sotorrió, cofundador de Orka Energía, considera que es lógico esperar una reducción de los ingresos de las baterías como consecuencia de este nuevo escenario. "Va a haber más demanda a la hora de comprar energía en un tramo de horas en concreto", explica, lo que previsiblemente elevará los precios de adquisición de electricidad para las baterías. Como consecuencia, "el gap compra-venta disminuya", señala, reduciendo el margen disponible para el arbitraje.

El efecto, por tanto, no se limita a las horas durante las que una batería permanece inactiva. La concentración de la demanda de almacenamiento en determinadas ventanas horarias puede alterar también el funcionamiento del mercado. Si un número creciente de baterías tiene que concentrar sus compras en las mismas horas disponibles, la competencia por esa energía puede incrementar los precios de compra y estrechar todavía más el diferencial entre el precio al que se carga el sistema y aquel al que posteriormente vende la electricidad.

El análisis de Re-Twin **sitúa el impacto del Tipo 0 entre un 4% y un 10% de los ingresos en función de la duración de la batería y de los mercados en los que participe**. Para un sistema de dos horas, las simulaciones apuntan a una reducción del 5% de los ingresos cuando participa en el mercado diario, intradiario y en aFRR, mientras que el impacto alcanza el 7% en determinados escenarios de cuatro horas. La afección aumenta cuando las restricciones bloquean horas clave para la recarga de un BESS stand alone.

Impacto en instalaciones híbridas

El impacto será diferente para las instalaciones híbridas de fotovoltaica y almacenamiento. En estos proyectos, parte de la energía necesaria para cargar la batería puede proceder directamente de la planta renovable, sin necesidad de recurrir a la red. Por ello, el estudio concluye que la incorporación de generación fotovoltaica puede amortiguar significativamente el efecto de las restricciones del Tipo 0. En un caso simulado de 50 MW de fotovoltaica y 50 MW de batería, la caída de la TIR oscila entre 0 y 4 puntos porcentuales dependiendo de la duración del almacenamiento y de la participación en los distintos mercados.

La nueva regulación **contempla además otras modalidades de acceso flexible con impactos diferentes**. El Tipo 1 supone la desconexión total de la batería cuando la distribuidora lo ordena, de

modo que el BESS deja de poder cargar y descargar hasta que se autoriza su reconexión. En este caso, el riesgo para los ingresos dependerá de cuándo se produzca la desconexión y de cuánto tiempo permanezca la instalación fuera de servicio.

El Tipo 2 establece un límite dinámico de potencia que puede restringir parcial o totalmente la carga desde la red mediante instrucciones comunicadas el día anterior o en tiempo real. En este caso todavía existe una incertidumbre considerable sobre la frecuencia, profundidad y distribución de las restricciones. El estudio simula escenarios en función de las horas, la potencia limitada y el momento en el que se produce la restricción, y concluye que, cuando existe aviso D-1, el optimizador dispone de margen para desplazar la carga entre mercados. Para un BESS de 50 MW que participa en mercado diario, intradiario y aFRR, las simulaciones analizadas arrojan un impacto aproximado de entre el 0% y el 1% de los ingresos en los escenarios D-1.

El calendario de aplicación también será **progresivo**. El marco regulatorio surtirá efectos el 1 de septiembre de 2026, mientras que el Tipo 0 y el Tipo 1 podrán solicitarse aproximadamente a partir de marzo de 2027. El Tipo 2 se activará durante 2027 de distribuidora a distribuidora y tendrá como fecha límite de activación el 1 de enero de 2028. El documento contempla además un periodo de tres meses de prioridad para la conversión de determinados permisos.

Viabilidad

Fuentes del sector consultadas sobre la aplicación del nuevo régimen coinciden en que el impacto sobre los proyectos de almacenamiento será **real**, aunque resulta complicado establecer de antemano una cifra única para todo el mercado. Una de ellas señala que las instalaciones que actualmente cuentan con acceso firme de demanda para almacenamiento tienen libertad para operar sin las restricciones horarias que introduce el nuevo régimen. Con el paso al acceso flexible, la obligación de respetar determinadas ventanas de operación puede afectar directamente al modelo de negocio.

Según estas mismas fuentes, las simulaciones realizadas hasta ahora muestran que **el perjuicio puede llegar a ser suficiente para comprometer la viabilidad de algunos proyectos**, especialmente los de menor tamaño, aunque insiste en que la magnitud del impacto dependerá de las características concretas de cada instalación y del punto de conexión.

Además, los promotores se enfrentan a una disyuntiva. Mantener un esquema de acceso firme evitaría las restricciones asociadas al acceso flexible, pero implicaría asumir los peajes y cargos correspondientes, al perder las exenciones que actualmente resultan aplicables a determinadas instalaciones de almacenamiento. De esta forma, tanto la alternativa del acceso flexible como la de mantener acceso firme pueden tener un impacto sobre el modelo económico del proyecto.

La consecuencia es que el nuevo marco introduce una variable adicional en los modelos financieros de los BESS que hasta ahora no tenía el mismo peso: la disponibilidad efectiva de la red para cargar la batería. El valor económico de un proyecto ya no dependerá únicamente de su capacidad, duración, conexión o estrategia de participación en los mercados, sino también de las horas en las que podrá acceder a electricidad procedente de la red.

El propio análisis de Re-Twin advierte de que el impacto "no se asume" sino que debe modelizarse para cada instalación, incorporando las restricciones técnicas y traduciéndolas posteriormente a su efecto financiero.