

AEPIBAL

**CONSULTA PÚBLICA PREVIA RELATIVA A LA
PROMOCIÓN DEL ALMACENAMIENTO Y LA INTEGRACIÓN
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES**

11 DE ABRIL DE 2025

Introducción

1. En relación con el almacenamiento energético, ¿cómo debería abordarse la regulación de esta figura para promover su desarrollo y despliegue en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares?

El almacenamiento se presenta como una de las tecnologías claves para aportar flexibilidad y estabilidad a los sistemas extra peninsulares que son pequeños y asilados.

La principal problemática radica en el régimen económico actual y las señales de precios.

En este sentido proponemos un nuevo régimen económico para almacenamiento según se detalla en los ANEXOS. Este régimen económico se basa en:

A. Revisión del esquema de fijación de precios: ANEXO I

Nuevo precio horario de venta y compra en base a un apuntamiento que tenga en cuenta el coste variable real de la generación evitada. Por simplicidad se podría calcular en base al hueco térmico = demanda – renovables.

B. Ayuda a la inversión y/operación a través de un proceso competitivo: ANEXO II

El precio de venta de energía así calculado podría no ser suficiente para dar una señal adecuada a la inversión en activos de almacenamiento, dado que por construcción no daría lugar a valores horarios negativos y produciría precios bastante planos en ausencia de vertidos renovables. Por ello es necesario definir una señal económica a medio y largo plazo en forma de retribución a la inversión y/o operación que se otorgue a través de un procedimiento competitivo, y que complementemente, en su caso, a los ingresos que procedan de este precio de venta de energía.

Este mecanismo permitiría utilizar procedimientos de subasta para asignar esta retribución como mecanismo para planificar adecuadamente la entrada de almacenamiento en los distintos subsistemas, y aseguraría unos ingresos razonablemente previsibles para los operadores de almacenamiento. La misma figura podría ser aplicable a agregadores de demanda.

2. Tecnologías de almacenamiento ¿Qué tecnologías de almacenamiento energético considera más adecuadas para implementar en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares?

Con el estado del arte actual las baterías se presentan como la tecnología de almacenamiento óptimo para estos sistemas debido a:

1. Escalabilidad y flexibilidad en el diseño. La modularidad de estas soluciones permite que se puedan instalar desde a pequeña escala (<1 MW) hasta gran escala (>50 MW) siendo esto un valor diferencial en sistemas y redes “pequeños”.
2. Flexibilidad geográfica. Las baterías se pueden instalar casi en cualquier ubicación maximizando la contribución al sistema y la red.
3. Competitividad en costes. La mejora tecnológica ha hecho que las baterías de litio sean la tecnología de almacenamiento más coste eficiente cuando se computa riesgo e impacto medioambiental.
4. Limitado impacto medioambiental y uso del terreno.

El desarrollo debe combinar:

- A. Baterías híbridadas con plantas renovables o stand alone- Instalaciones de almacenamiento directamente conectadas en red o integradas con las instalaciones de generación renovable, que podrían ser operadas centralizadamente, de forma muy similar a como lo son actualmente las instalaciones de generación, o autodespacharse de acuerdo con la señal de precio
- B. Baterías en cliente final- Instalaciones de almacenamiento en cliente, gestionadas directamente por éstos, en coordinación con instalaciones de autoconsumo, por razones de seguridad de suministro o simplemente para optimizar los costes de la tarifa. Las decisiones de inversión y gestión de estas instalaciones se apoyan en la señal de precio de venta de energía y en la señal de las tarifas de acceso. Esto hace que resulte crítico el establecimiento de una señal eficiente de precio horario en los sistemas no peninsulares.

3. Barreras económicas y administrativas ¿Considera que existen actualmente barreras económicas o administrativas que dificultan el despliegue del almacenamiento energético en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares?

Barreras administrativas. De manera similar a la península:

- Problemas en la obtención de DUP
- Regulación urbanística
- Retrasos en la tramitación

Estos problemas son más graves en las islas ya que no existen alternativas. En la península se puede desarrollar en aquellas CCAA con una regulación más favorable pero en las islas no hay alternativas.

Barreras económicas:

A. Régimen económico y señales de precios

El despacho económico con decisiones de arranque realizado actualmente por el operador del sistema en los territorios no peninsulares no contempla los recursos flexibles como la demanda gestionable o los sistemas de almacenamiento basados en baterías. Tal y como se explica en la pregunta 2, la demanda paga un precio horario de adquisición basado en el precio medio peninsular (ponderado por la demanda) que no refleja el coste real de generación de los territorios peninsulares (coste marginal), incurriendo por un lado en un extracoste y generando por otro lado una barrera adicional a una eficiente casación de oferta y demanda, que haga viable identificar picos y valles de producción, permitiendo así la entrada de mayores recursos renovables. Además, la falta de una señal de precio efectiva resulta en incentivos distorsionados para la entrada de recursos flexibles como el almacenamiento. Estos recursos flexibles bien gestionados permiten maximizar el uso de

la generación renovable y reducir aún más los costes de operación de los sistemas aislados.

B. Falta de transparencia y sobre costes en los proyectos de interconexión por parte de los gestores de red

C. Desarrollo de un pago por capacidad

4. Modelo de gestión del almacenamiento energético ¿Cómo considera que debe desarrollarse el almacenamiento energético en estos territorios y qué modelo de gestión considera más eficiente dentro del procedimiento de despacho de producción actual?

Según se recoge con detalle en la respuesta a la pregunta nº 2, se propone un esquema basado en dos actuaciones:

- Desarrollo de subastas competitivas para planificar la entrada de almacenamiento, aplicables también a la gestión de demanda.
- Cambio en la fórmula del precio de venta de energía, referenciándolo al coste marginal de generación eléctrica en cada sistema para proporcionar la señal más eficiente para la operación del almacenamiento.

Estas subastas competitivas permitirían planificar adecuadamente la entrada de almacenamiento en los distintos subsistemas, y asegurarían unos ingresos razonablemente previsibles para los operadores de almacenamiento.

5. Retos para la integración de renovables ¿Cuáles considera que son los principales retos en la actualidad para promover el desarrollo y la integración de energías renovables en los territorios no peninsulares y qué aspectos deberían priorizarse en la regulación para combatirlos?

El desarrollo del almacenamiento debe ir acompasado con el despliegue de EERR por lo que consideramos necesario avanzar en el despliegue de renovables en las islas.

Probablemente las mayores barreras la constituyen la tramitación administrativa y la incertidumbre regulatoria:

- El desarrollo renovable se enfrenta a un largo y complicado proceso administrativo para conseguir las autorizaciones necesarias.
- La actual señal de precio, básica para determinar los futuros ingresos de la renovable transmite una señal errónea y, por tanto, tendrá que ser modificada en determinado momento, lo que introduce un elevado riesgo regulatorio.
- El retraso del procedimiento de concurrencia competitiva de los territorios no peninsulares introduce una elevada incertidumbre regulatoria, en tanto se carece de la visibilidad del desarrollo de los distintos sistemas eléctricos a medio y largo plazo, lo que impide desarrollar cualquier modelo de negocio a la hora de acometer nuevas inversiones en generación renovable.

En resumen, para eliminar las barreras para el desarrollo de la generación renovable, hay que acelerar la tramitación administrativa de nuevas instalaciones en los SETNP, es necesario desarrollar una estrategia de evolución de estos sistemas eléctricos, poniendo

en marcha los procedimientos de concurrencia competitiva, los procedimientos competitivos necesarios para garantizar el desarrollo adecuado de la producción renovable y del almacenamiento, y definir una señal de precio que incentive la operación eficiente del almacenamiento y de la producción renovable.

Con respecto a la implementación de procedimientos competitivos o subastas para el desarrollo de las renovables y almacenamiento, sería necesario darle visibilidad a corto, medio y largo plazo para cumplir con el objetivo de penetración de estas tecnologías hasta casi alcanzar la descarbonización total de los sistemas, de tal forma que la celebración de las subastas se realice de forma periódica y predecible, con cierta frecuencia conocida de antemano, por ejemplo, de forma semestral o mejor incluso trimestral.

De esta manera, los promotores podrían ir madurando los proyectos y haciendo ofertas competitivas pero ajustadas a la realidad económica del sistema, sabiendo que si no son adjudicatarios en una subasta lo podrán ser en sucesivas oportunidades. Esto permitiría el desarrollo del sector de una manera continuada, sostenible y eficiente. Cuanto más automáticas y repetitivas sean las subastas, mejor y más eficiente será el desarrollo del sector.

Este mecanismo permitiría garantizar que el volumen de generación renovable que se implementa en estos sistemas junto con la capacidad de almacenamiento se mantiene en todo momento conforme los objetivos trazados para todo el proceso de transición hacia la descarbonización de los sistemas.

6. Tecnologías renovables con mayor potencial ¿Qué tecnologías renovables cree que tienen mayor potencial en los territorios no peninsulares?

Como asociación de almacenamiento no nos posicionamos en la tecnología óptima renovable más allá de señalar la flexibilidad del almacenamiento para integrar cualquier tecnología EERR.

7. Señal de precio y su impacto en la rentabilidad ¿Considera que la señal de precio que perciben las instalaciones renovables es adecuada para impulsar el despliegue de estas tecnologías en los territorios no peninsulares?

No. La señal de precio horario que perciben la producción renovable, el almacenamiento y la propia demanda es completamente ajena al coste de generación eléctrica del sistema. No constituye una señal adecuada para el desarrollo y operación del almacenamiento y de la gestión de la demanda, dos palancas clave para el desarrollo de la flexibilidad que requiere la generación renovable no gestionable, por lo que tampoco constituye una señal de precio adecuada para la generación renovable, en tanto impide el desarrollo de estos recursos flexibles e incorpora una elevada incertidumbre regulatoria, dado que es evidente la necesidad de corregir la señal de precio, y eso afecta profundamente al modelo de negocio de la generación renovable.

Además, el reducido tamaño de estos sistemas aislados conlleva el riesgo de que una instalación excesiva de generación renovable o almacenamiento, de no muchos megavatios adicionales, conduzca a la aparición de vertidos renovables muy elevados y al desplome de la señal de precio de la energía.

Por todo ello, se hace necesario desarrollar un sistema de subastas que facilite la recuperación de la inversión de la generación renovable, almacenamiento y gestión de demanda que no es recuperable por la señal de precio atemperada, a la vez que garantiza

que se incorporan al sistema el volumen adecuado de generación renovable y almacenamiento.

- 8. Medidas adicionales para promover la integración de renovables ¿Qué otras medidas podrían implementarse para promover la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con el fin último de cumplir los objetivos medioambientales y energéticos?**
- 9. Aportaciones adicionales En la respuesta a esta consulta, se pueden realizar otras aportaciones que se juzguen oportunas en relación con la promoción del almacenamiento y la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.**

Servicio de regulación de frecuencia

Hasta el momento, el servicio de regulación del sistema, es decir, la responsabilidad de mantener el equilibrio instantáneo entre generación y demanda, recae exclusivamente en la generación térmica de los sistemas no peninsulares.

Esto tenía sentido cuando los sistemas eran básicamente generación térmica, con el único objetivo de cubrir la demanda de los clientes y poder ajustar las variaciones de la demanda, y también el riesgo de una indisponibilidad sobrevenida de algún grupo térmico.

Con la entrada de generación renovable no gestionable, la generación térmica debe afrontar, además, las variaciones no esperadas de la producción renovable (paso de nube, viento racheado, etc.) aun cuando cada vez se mantiene menos generación térmica acoplada, ya que gran parte se ha retirado para dejar hueco a la propia producción renovable.

El objetivo primordial en estos momentos es dar entrada al almacenamiento, para que pueda complementar precisamente la falta de gestionabilidad de la generación renovable, minimizando los vertidos por imposibilidad de integración en el sistema.

Esta función puede ser realizada por el almacenamiento con respecto a la producción renovable programada, de tal forma que, en las horas en las que se espera una producción renovable superior al hueco de demanda existente, podrá programarse el almacenamiento para aprovechar esta energía y volcarla al sistema con posterioridad cuando no haya suficiente recurso renovable.

Sin embargo, tal cual está el sistema, este almacenamiento no podrá colaborar en el sistema para hacer frente a las fluctuaciones no previstas de la demanda, la producción renovable ni las indisponibilidades no programadas del equipo térmico, en tanto el servicio de regulación está encomendado, de forma regulada, al equipo térmico, siendo indiscutible que ninguna tecnología existente en estos sistemas presenta una capacidad de respuesta tan ágil y versátil como las baterías.

Se hace pues necesario establecer un mecanismo que permita participar en los servicios de regulación de estos sistemas a las nuevas tecnologías. Una forma para lograrlo, teniendo en cuenta que no es posible implementar mercados a corto plazo similares a los existentes en la península, sería realizando subastas entre la generación integrada en los sistemas, por ejemplo, de forma anual, semestral o trimestral, para la prestación de estos servicios, mediante una retribución a la disponibilidad de la reserva necesaria para garantizar el suministro y estabilidad de estos sistemas.

La participación de las baterías en este servicio no impediría su participación en el arbitraje normal de energía en el sistema, gracias a la cualidad de esta tecnología de aportar reserva tanto cuando se está consumiendo durante la recarga como cuando se está generando en las descargas, siempre, claro está, que no descargue a la máxima potencia de la instalación en cuyo caso obviamente sólo podría aportar reserva a bajar.

ANEXO I: Revisión del esquema de fijación de precios

Propuesta normativa de modificación del RD 738/2015

El RD 738/2015, que regula la producción y el despacho de electricidad en los SENP, no considera la especificidad del almacenamiento, que es gestionable, pero con una flexibilidad limitada por la capacidad energética instalada, que además carga y descarga desde la red. Por ello se hace necesaria la introducción de varias modificaciones del **RD 738/2015**:

- En el Art. 2, una **nueva categoría C** específica para instalaciones de almacenamiento de electricidad, que permita establecer un régimen económico adecuado a sus especiales características, diferenciado de los de las otras dos categorías.
- Nuevo Art. 7 bis, que defina el Régimen económico de las instalaciones categoría C, con referencia al cálculo en un nuevo **Anexo I bis**, que fije los precios de la nueva categoría C (ver más abajo)
- Nuevo punto 3 bis en el Art. 11: Los datos técnicos de las instalaciones de producción categoría C que precisan de aprobación serán la potencia bruta, neta y mínima, la capacidad energética nominal y la eficiencia de ciclo completo del sistema de almacenamiento (*round trip efficiency*), según se define en el nuevo Anexo I bis.
- Se debe modificar el Art. 56, punto 6, de forma que las instalaciones de bombeo no incluidas en los supuestos contemplados en dicho Art. 56 se encuadren en la nueva categoría C y al régimen económico específico de la citada categoría.
- Modificación de los artículos sobre el despacho de las cargas y descargas de las nuevas plantas de la categoría C, y en especial de los Art. 61 (equiparando a la categoría B) y 68 (disponibilidad horaria, potencia neta, capacidades netas de carga y descarga, y programas horarios previstos). También se podrían establecer por parte del operador del sistema unas horas en las que no está permitida la carga y otras en las que no se puede descargar, bien fijas o de forma diferenciada por épocas del año y/o por sistemas aislados o SENPs. La retribución a los operadores de plantas de categoría C debería serlo en base a la programación propuesta por ellos, y no por la finalmente decidida por el operador del sistema.
- Modificación de los Anexos del RD 738/2015, y en especial del Anexo X, para incluir las plantas de la nueva categoría C en su alcance, priorizando, en este orden, el despacho de las categorías B, C y luego A.

La señal de precios del nuevo grupo C de almacenamiento debe tener en cuenta la mejora de los siguientes aspectos:

- **Reducción de emisiones** de gases contaminantes y de efecto invernadero, y por tanto de la contribución de las plantas térmicas de combustibles fósiles.
- **Reducción de los vertidos de energías renovables**, dotando a los sistemas aislados o débilmente interconectados de gestionabilidad por medio de

almacenamiento, fomentando la carga en los periodos de mayor producción renovable.

- Fomentar una **mayor capacidad energética instalada de almacenamiento** de las plantas de almacenamiento (horas equivalentes de funcionamiento).
- Primar la **eficiencia de las tecnologías** de almacenamiento.
- Fomentar la **instalación temprana y acelerada** de estos sistemas, permitiendo una compensación adicional también por la brecha de financiación esperada para estos sistemas.
- Ceñirse, en la medida de lo posible, a un **funcionamiento basado en las reglas del mercado eléctrico**, evitando el actual desacoplamiento entre el precio horario de venta y el coste de producción y dar señales erróneas de cuando son más necesarias la carga y la descarga.

A tal fin, se deberá incluir un nuevo Anexo I bis del RD 738/2015, que defina los precios horarios de adquisición y de venta de la energía aplicables a las instalaciones de la nueva categoría C en el despacho de cada sistema eléctrico aislado.

Este enfoque debe ser aplicado también los precios vistos por la demanda para que haya incentivos a la gestionabilidad y al almacenamiento detrás del contador

$$PCh_{descarga}(j) = \text{Precio Medio Diario de cada subsistema} * ANR_h(z)$$

y

$$PCh_{carga}(j) = \text{Precio Medio Diario de cada subsistema} * ANR_h(z)$$

El precio Medio Diario de cada subsistema se puede definir, como se hace en la actualidad, igual al Precio medio diario del mercado diario e intradiario peninsular, en €/MWh, obtenido a partir de la media ponderada de los precios horarios del mercado diario e intradiario del día D. Para **internalizar el coste real de generación en cada subsistema proponemos que se use el promedio diario del coste marginal para trasladar las particularidades de cada subsistema a las señales de precio.**

$PCh_{descarga}(j)$: **Precio horario de venta** de la energía descargada por la instalación de almacenamiento de categoría C en el despacho del sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh.

$PCh_{carga}(j)$: **Precio horario de adquisición** de la energía cargada por la instalación de almacenamiento de categoría C en el despacho del sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh.

Precio Medio Diario

$PMDI_D$: **Precio medio diario del mercado diario e intradiario peninsular**, en €/MWh, obtenido a partir de la media ponderada de los precios horarios del mercado diario e intradiario del día D.

$ANR_h(z)$: **Apuntamiento horario neto de renovables**, es decir, excluyendo de la demanda la generación renovable de la categoría B, en la hora h, en el territorio no peninsular z al que pertenece el sistema eléctrico aislado j, calculado según la siguiente expresión:

$$ANR_h(z) = DNR_h(z) / DNRD(z)$$

Siendo:

- a. $DNR_h(z)$: **demanda horaria neta excluyendo la generación renovable de la categoría B** programada (sin excluir vertidos) en la hora h prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda neta se obtendrá como resultado de restar de la demanda de cada hora la generación renovable en esa hora de la categoría B, de acuerdo a la previsión del operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el Anexo X del RD 738/2015 en cada uno de los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular z.
- b. $DNRD(z)$: **Promedio ponderado diario de las demandas horarias netas** $DNR_h(z)$.

El apuntamiento neto de renovables $ANR_h(z)$ fomenta que se minimicen los sobrecostos de generación fósil y los vertidos de renovables. A propuesta del operador del sistema, podría ser particularizado para cada sistema eléctrico aislado j en vez de usarse uno común para todo el territorio no peninsular z al que pertenecen dichos sistemas eléctricos aislados j (en ese caso sería $ANR_h(j)$).

La previsión horaria de la demanda y la generación renovable del operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria, de acuerdo a lo establecido en el Anexo X del RD 738/2015, debe ser conocida por los operadores de las plantas de la nueva categoría C con antelación suficiente, para poder ajustar su programa de operación diario definitivo.

ANEXO II: Ayuda a la inversión y/o operación a través de un proceso competitivo

El objetivo de los esquemas de incentivos a la inversión y/o operación es planificar un despliegue de almacenamiento óptimo en cada sistema. El otorgamiento mediante subastas competitivas puede dar como resultado un resultado de subasta sin incentivos (o incluso negativos) según las expectativas de los agentes en las señales de precios y los cupos subastados.

En este sentido planteamos una serie de alternativas regulatorias para su consideración:

Propuesta de ayuda a la inversión

El precio de venta de energía así calculado podría no ser suficiente para dar una señal adecuada a la inversión en activos de almacenamiento, dado que por construcción no daría lugar a valores horarios negativos y produciría precios bastante planos en ausencia de vertidos renovables. Por ello es necesario definir una señal económica a medio y largo plazo en forma de retribución a la inversión que se otorgue a través de un procedimiento competitivo, y que complemente, en su caso, a los ingresos que procedan de este precio de venta de energía.

Este mecanismo permitiría utilizar procedimientos de subasta para asignar esta retribución como mecanismo para planificar adecuadamente la entrada de almacenamiento en los distintos subsistemas, y aseguraría unos ingresos razonablemente previsibles para los operadores de almacenamiento. La misma figura podría ser aplicable a agregadores de demanda.

Lo más sencillo sería introducir un esquema similar al establecido en la Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica situadas en los territorios no peninsulares cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER. Esto tendría la ventaja de requerir mínimos desarrollos regulatorios y de poderse combinar con facilidad con la inyección de fondos procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, para minimizar el impacto en la tarifa eléctrica.

Los desarrollos regulatorios necesarios para esto serían similares a los que precedieron al lanzamiento de las subastas de renovables en Baleares y Canarias:

- Aprobar una Orden Ministerial similar a la Orden TEC/1380/2018 con las bases de la convocatoria.

- Resoluciones del IDAE para cada una de las convocatorias.

- Modificar el procedimiento de despacho para incorporar el almacenamiento. Este despacho debe garantizar la cobertura de la demanda con la correspondiente seguridad de suministro al menor coste posible y, adicionalmente, garantizar que el almacenamiento, actividad no sujeta a ningún régimen retributivo más allá de las ayudas percibidas a la inversión, es despachado maximizando su retribución a partir de la señal de precio marginal final de cada sistema. (Título VI, artículos del 60 al 73).

Establecerse los parámetros básicos para el despacho, especialmente la eficiencia de las instalaciones de almacenamiento (artículos 11, 12 y 13 del RD 738).

Las instalaciones deberían ser despachadas por el Operador del Sistema; esto podría hacerse dando instrucciones de compra/venta de energía a los agentes.

También sería necesaria una modificación del RD 738/2015, en concreto el artículo 2, al objeto de incluir estas instalaciones dentro de las categorías de instalaciones del despacho no peninsular.

El almacenamiento detrás del contador, cuando inyecte energía en el sistema, recibiría el precio de venta del subsistema correspondiente (del mismo modo que hoy lo hace la generación renovable), garantizando así que se desincentiva inyectar más energía en horas de vertidos. Este almacenamiento no estaría sujeto al despacho del Operador del Sistema.

Propuesta de ayuda a la operación

Se propone incluir:

$RAC_D(z)$: **Retribución adicional diaria de la categoría C** en cada territorio no peninsular z , un derecho ya reconocido en el RD 738/2015 a las plantas fósiles, que sirve para considerar los sobrecostos evitados de la generación fósil y la reducción de los vertidos, y para cerrar la brecha de financiación (*missing gap*) actual del almacenamiento. Se elaborará teniendo en cuenta el precio del mercado peninsular, la eficiencia de la instalación, la capacidad energética nominal horaria equivalente y la asignación mediante subasta competitiva.

$$PCh_{descarga}(j) = (PM + RAC_D(z)) * ANR_h(z)$$

Se propone, para fomentar los objetivos señalados arriba, que $RAC_D(z)$ se calcule de acuerdo a la siguiente expresión:

$$RAC_D(z) = \text{PRECIO SUBASTA} * RTE * FCE_h$$

Siendo:

- PRECIO SUBASTA. Resultado de un procedimiento competitivo.
- RTE: **eficiencia de ciclo completo** del sistema de almacenamiento (*round trip efficiency*), medida en el punto de conexión de la instalación, y entendida como las pérdidas que se producen desde que empieza la carga hasta que termina la descarga, expresados en tanto por uno.
- FCE_h : **factor de capacidad energética horaria equivalente**, que expresa la ponderación de la bonificación adicional en función de las horas equivalentes de capacidad.

Así, RTE, FCE_h se fijarían para cada instalación al comienzo de su vida útil y no variarían con el tiempo para esa planta.

Para evitar para los sistemas aislados muy pequeños una penetración excesiva y/o desordenada de sistemas de almacenamiento, se convocarán procedimientos competitivos periódicos (probablemente anuales) que limiten la potencia y capacidad instalada susceptibles de percibir esta retribución adicional $RAC_D(z)$ para cada sistema aislado SENP, en función de unos objetivos anuales de instalación de almacenamiento particularizados para cada uno de ellos.

En cuanto a los factores FCE_h y FPS_A para el cálculo de $RAC_D(z)$, estos se calcularían a su vez como sigue:

- d. FCE_h , el **factor de capacidad energética horaria equivalente**, expresa la ponderación de la bonificación adicional en función de las horas equivalentes de capacidad, calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$FCE_h = CE_{nom} / Pact_{nom} / HEQ_{obj} \leq FCE_{hmax}$$

Siendo:

- i. CE_{nom} la capacidad energética nominal instalada (en MWh).
- ii. $Pact_{nom}$ la potencia activa nominal (en MW).

Por tanto, $CE_{nom} / Pact_{nom}$ es la capacidad energética nominal instalada, medida en horas equivalentes a potencia activa nominal.

- iii. HEQ_{obj} las horas equivalentes objetivo, que fomentan los sistemas de almacenamiento con más horas equivalentes de almacenamiento de energía, ya que dotan de mayor flexibilidad al sistema. Para ello se debe fijar en un valor elevado; se propone un valor de 8. También puede ser un valor variable en vez del fijo propuesto, en función del sistema aislado j o del territorio no peninsular z.
- iv. FCE_{hmax} el valor máximo que puede alcanzar el factor de capacidad energética horaria equivalente $FCHE_{cap}$, ya que éste debe tener un valor máximo (por ejemplo 1,5, para 12 horas equivalentes) para que el sistema no tenga que pagar importes muy elevados en caso de almacenamientos a largo plazo, que deberán tener su encaje regulatorio específico y diferenciado.

El factor de capacidad energética horaria equivalente $FCHE_{cap}$ será normalmente menor que 1, pero puede ser mayor que 1 en sistemas con capacidades energéticas mayores al valor de horas equivalentes objetivo HEQ_{obj} . Esto no es contradictorio con los objetivos en los que se basa esta propuesta, porque así se incluye una mejora para los sistemas de almacenamiento a medio plazo.