

Propuesta de Entra Agregación y Flexibilidad para facilitar el despliegue del valor del almacenamiento como herramienta de flexibilidad de la demanda



ÍNDICE

1	Introducción	3
2	Contexto	4
2.1	Marco europeo	4
2.2	Marco nacional	5
3	Alcance de esta propuesta	6
4	Objetivos.....	6
5	Definición de los beneficios de DSF.....	7
6	Análisis de la señal de precio tarifas.....	8
6.1	La nueva tarifa: los cambios que introdujo la circular 3/2020 de metodología de peajes y el RD 148/2021 de metodología de cargos.....	8
6.2	Señal de precios que da la nueva tarifa para las baterías BtM.....	10
6.3	Los sucesivos cambios de la tarifa: los cambios en los cargos que han ido introduciendo los RDL.	11
7	Análisis de la señal de precio y la traslación del mecanismo de ajuste	12
8	Identificación de obstáculos y propuestas de soluciones	13
9	Conclusiones	14
10	Autores	15
11	ANEXO-1.....	16

ÍNDICE Figuras

Figura 1.	Almacenamiento como flexibilidad de la demanda	3
Figura 2.	Periodos horarios	9
Figura 3.	Distribución de precios	9
Figura 4	Distribución de la producción FV a lo largo del año	10
Figura 5.	Distribución de periodos de la tarifa 2.0TD	10
Figura 6.	Distribución de los cargos.....	11
Figura 7.	Distribución de los cargos.....	11
Figura 8	Evolución de los componentes del PVPC	13

1 Introducción

La asociación *Entra Agregación y Flexibilidad* (ENTRA), integrada por agentes del sector eléctrico y empresas de servicios y productos energéticos innovadores, tiene por objetivo optimizar y poner en valor **la flexibilidad que aportan los recursos distribuidos de gestión de la demanda, almacenamiento, autoconsumo y carga inteligente del vehículo eléctrico** para el proceso de descarbonización de la economía, el cumplimiento de los objetivos establecidos en el PNIEC, las normas y recomendaciones europeas y los códigos de red.

Por lo tanto, ENTRA aboga por fomentar y acelerar el despliegue de soluciones que faciliten que la flexibilidad de los recursos distribuidos pueda contribuir positivamente a resolver los efectos de la crisis energética y climática maximizando la generación renovable distribuida. En esta línea, se ha creado un grupo de trabajo con la representación de los distintos perfiles de los miembros de ENTRA para identificar obstáculos que permitan encontrar soluciones que pongan en valor los activos de flexibilidad distribuida basados en las *baterías behind the Meter* (BtM) y así, reforzar el almacenamiento como recurso de flexibilidad, identificando las barreras burocráticas y los requisitos legales apropiados y facilitadores para el despliegue de este recurso.

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2021), en términos generales, se define al almacenamiento de energía como el conjunto de métodos, sistemas y tecnologías que permiten transformar y conservar la energía para su uso posterior. Este documento se centra en el almacenamiento distribuido, proporcionado por el parque de vehículos eléctricos que se conectan en vías públicas, centros comerciales, aparcamientos públicos o privados, así como las baterías fijas que se instalan en los edificios, residenciales, comerciales, industriales y la combinación de baterías instaladas con otras configuraciones que puedan proveer flexibilidad.

FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA- Almacenamiento

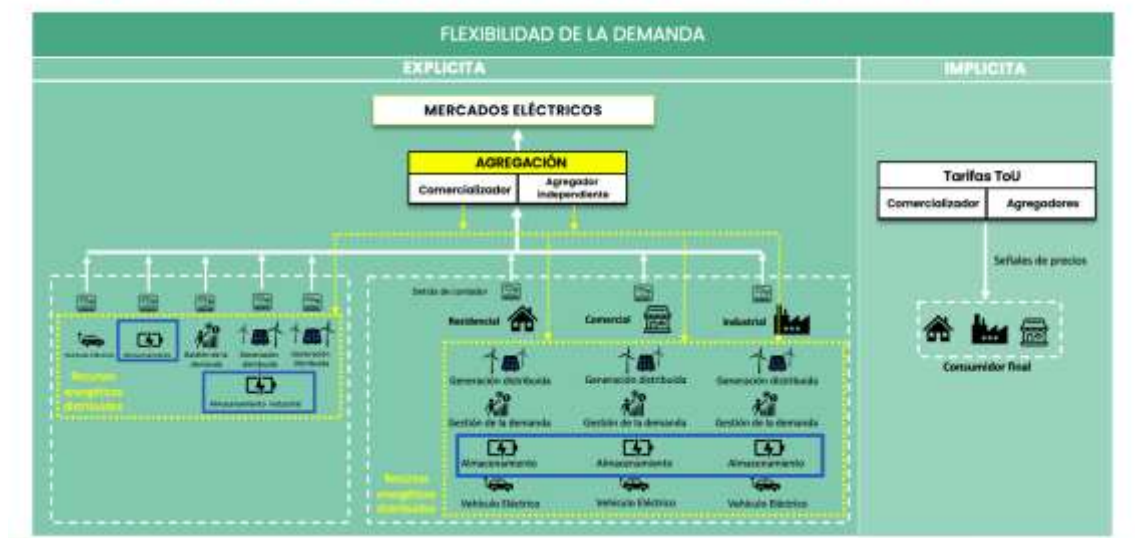


Figura 1. Almacenamiento como flexibilidad de la demanda¹ Fuente: ENTRA

¹ <http://entra-coalicion.com/wp-content/uploads/2022/11/Hoja-de-Ruta-de-la-Flexibilidad-de-la-Demanda-en-España-4.pdf>

2 Contexto

Después de los Acuerdos de París en noviembre del año 2015 (COP21), se establecieron directrices europeas recogidas en el Paquete de Energía Limpia² donde se destaca el rol del cliente y su puesta en el centro del sistema energético para fomentar cambios relevantes en la manera en la que se produce y consume la energía. Además, en virtud de los Acuerdos de París y en línea con el compromiso con la acción climática global, la UE aspira a ser climáticamente neutral (cero emisiones netas de gases de efecto invernadero) en el año 2050³.

En base a que el sistema energético a nivel global se encuentra inmerso en un proceso de cambio estructural conocido como Transición Energética⁴, es preciso reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En este sentido, la Unión Europea (UE) trabaja en materia de clima y energía con un horizonte temporal hasta 2030 con el objetivo de reducir, al menos, un 40% emisiones de efecto invernadero respecto al año 1990, gracias a la penetración de casi un 30% de energía renovables, así como la mejora de la eficiencia energética. En este sentido, las BtM, son claves para permitir una mejor integración de las fuentes renovables en el sistema gracias a que almacenan la energía no autoconsumida de forma instantánea para el usuario (reduciendo las restricciones) y difieren su consumo a momentos de escasez de los recursos renovables, que normalmente coincide con las horas de mayor demanda del sistema. También, pueden contribuir a la reducción de los precios de las horas punta mediante el aplanamiento de su perfil de consumo y a resolver congestiones de red gracias a su capacidad de gestión. Esto permite que los clientes y usuarios tengan la capacidad de arbitrar su demanda al sistema eléctrico actuando sobre generación, consumo y almacenamiento.

A continuación, se presentan los marcos regulatorios a nivel europeo y español para contextualizar todo lo expuesto.

2.1 Marco europeo

El nuevo marco regulatorio de la UE⁵ para baterías expresa el importante papel que desempeña su despliegue como elemento crucial en la transición de la UE hacia una economía climáticamente neutra. La propuesta está diseñada para modernizar el marco regulatorio de las baterías en la UE con el fin de asegurar la sostenibilidad y competitividad de su cadena de valor en el sistema eléctrico.

También, la Comisión Europea⁶ explica que almacenar energía para poder utilizarla más tarde, cuando y donde más se necesite, es clave para una mayor producción de energía renovable y para la seguridad energética, ya que en cualquier momento el consumo de

² Comisión Europea: Clean energy for all Europeans Package, 2019.

³ Comisión Europea: A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, 2018.

⁴ La transición energética se define como el **conjunto de cambios en los modelos de producción, distribución y consumo de energía para hacerlos más sostenibles**. El objetivo es transformar un sistema energético basado en los combustibles fósiles en un sistema energético basado en las energías renovables.

⁵ [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689337/EPRS_BRI\(2021\)689337_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689337/EPRS_BRI(2021)689337_EN.pdf)

⁶ https://energy.ec.europa.eu/topics/research-and-technology/energy-storage_en

electricidad tiene que estar perfectamente emparejado con la generación. Este equilibrio es necesario en todas las redes eléctricas para mantener un suministro estable y seguro.

2.2 Marco nacional

En el ámbito español, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030⁷, actualmente, en su primera revisión⁸, define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética; con el objetivo de consolidar una trayectoria de neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte 2050. En este sentido, el Plan identifica al desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico de cara a dar apoyo al crecimiento significativo en generación renovable, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas, la participación de la ciudadanía en el cambio de modelo energético y una mayor competencia e integración en el mercado eléctrico.

UNEF manifestó la revisión de los objetivos asociados a la energía fotovoltaica del PNIEC, los cuales deben ser enviados a la Comisión Europea para el 30 de junio de 2023, planteando⁹:

- Lograr que la implementación fotovoltaica pueda llegar a 65 GW antes de 2030.
- Incrementar el objetivo de penetración a 2030 del autoconsumo en 15 GW, lo que supondría la instalación de 1,36 GW/año, teniendo en cuenta que a finales de 2021 la capacidad acumulada era de 2,7 GW.
- Un nuevo objetivo de almacenamiento contemplado del Plan Nacional de Energía y Clima debe ser de 20 GW, incluyendo 10 GW de bombeo reversible, 8 GW de baterías en plantas en suelo y 2 GW de baterías BtM.

El Consejo de ministros aprobó el 9 de febrero de 2021 la Estrategia de almacenamiento¹⁰, que tiene como objetivo abordar el análisis técnico de las distintas alternativas de generación, la diagnosis de los retos actuales del almacenamiento energético, las líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país. Además, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia incluye la transición energética como una de las diez políticas palanca. Dentro de esta política, se fomenta el despliegue de las tecnologías de almacenamiento para acelerar en la senda de la descarbonización, al tiempo que se impulsan nuevos modelos de negocio y proyectos innovadores.

El 29 de junio de 2021 fue aprobado por el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el Real Decreto 477/2021 por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta

⁷ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030

https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

⁸ Tal como establece el Reglamento (UE) 2018/1999 sobre gobernanza de la Unión Europea que lo regula

⁹ <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-unef-pide-acelerar-objetivos-pniec-implementar-65-gw-fotovoltaicos-antes-2030-20220920162042.html>

¹⁰ Estrategia de Almacenamiento Energético:

https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf

y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia¹¹. Con fecha 18 de mayo de 2022 se ha publicado en el BOE el Real Decreto 377/2022, de 17 de mayo, por el que se amplía la tipología de beneficiarios del Real Decreto 477/2021.

3 Alcance de esta propuesta

A nivel del marco regulatorio, se pretende identificar las principales barreras para contribuir positivamente a los beneficios del almacenamiento BtM junto a la acción de los actores de mercado. De esta forma, se busca la participación en los mercados del sistema eléctrico, así como fomentar precios dinámicos de la energía y participación en los mecanismos de capacidad, que permitan modelos de negocio dentro la cadena de valor impulsando las figuras del agregador independiente y las comunidades energéticas. De esta manera, se contribuiría a incrementar el valor añadido de la flexibilidad de la demanda con un nuevo impulso a este recurso energético distribuido (almacenamiento), repercutiendo de forma determinante en nuevos beneficios asociados al cliente y al usuario final, además de no perjudicar la calidad y la seguridad de servicio del sistema eléctrico.

El documento se centra en cómo resolver las barreras de las señales de precio para, así, fomentar la inversión y el despliegue del almacenamiento BtM y, por lo tanto, contribuir en la flexibilidad que aporta al sistema.

4 Objetivos

Como finalidad, se busca identificar cómo resolver las barreras que ralentizan la implantación de las baterías BtM como un recurso de flexibilidad distribuido, garantizando un despliegue efectivo de la tecnología de almacenamiento. De hecho, en base al informe de smartEN, se prevé que, en 2030, en Europa, faltarán al menos 60 GW de capacidad de generación. Por ello, para garantizar la seguridad del suministro durante los picos de mayor demanda, la gestión de la demanda, la reducción de esta o la gestión adecuada de las baterías BtM permitirían una mejor regulación de los mercados, además de mantener la calidad de servicio. También, desde la perspectiva de las infraestructuras de distribución, se podrían ahorrar inversiones en el modelo tradicional, las cuales no permiten la gestión adecuada de la red. Además, el despliegue efectivo de flexibilidad del lado de la demanda (DSF) – que se explica en el siguiente capítulo - aportará beneficios directos para los clientes con el conjunto de activos flexibles, que incluyen las baterías BtM, así como beneficios indirectos para obtener mejores precios de la electricidad y mitigar costes de la red.

Los sistemas de almacenamiento permiten la progresiva electrificación del consumo energético, sobre los cuales hay que asegurar:

¹¹ <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector>

1. **La firmeza y disponibilidad del sistema:** Las baterías BtM pueden participar en todos los servicios excepto en el de regulación primaria.
2. **Dotar al sistema de flexibilidad en tiempo real:** Para ello, se requerirá del uso de diferentes tecnologías de telecomunicaciones para dotar a los sistemas de seguridad e interoperabilidad, fomentando así, que hagan posible una comunicación fiable y no vulnerable para poder realizar la programación y activar o desactivar las baterías para acompañar a la generación y la demanda. Así, se acomodaría la intermitencia de la producción renovable.
3. **Dotar de mayor relevancia a los servicios de ajuste:** Las baterías tienen la capacidad de aportar flexibilidad a sujetos generadores y clientes, permitiéndoles participar en los servicios de ajuste del sistema eléctrico.

La flexibilidad mediante baterías BtM permite optimizar su demanda y aportar eficiencia al sistema, más aún, en el contexto actual, independientemente de los entornos (doméstico/residencial, comercial, industrial) en que se apliquen. No hay que perder de vista que, dentro de las baterías BtM, se encuentran, por ejemplo, las de los vehículos eléctricos o las baterías junto a paneles solares para autoconsumo, de manera que, a través de señales de mercado adecuadas, pueden ser capaces de:

- Aportar respaldo al sistema para garantizar la integración de renovables distribuidas de forma eficiente garantizando la seguridad de suministro.
- Generar señales de precio estables para las renovables.
- Agregar recursos energéticos distribuidos para proveer servicios de red.
- Participar en gestión de la demanda distribuida.
- Desarrollar microrredes con y sin capacidad de proveer servicios a la red del DSO.
- Optimizar la operación de sistemas de distribución con recursos energéticos distribuidos.

5 Definición de los beneficios de DSF

La DSF implica la capacidad de cualquier cliente activo para reaccionar a señales externas y ajustar su generación y consumo de energía de forma dinámica y dependiente del tiempo, también individualmente, así como a través de la agregación.

La DSF puede ser proporcionada por recursos energéticos descentralizados inteligentes, incluida la gestión de la demanda, almacenamiento de energía y generación renovable distribuida, para respaldar un sistema energético más confiable, sostenible y eficiente¹². El uso del DSF en el sistema energético europeo y español se ha defendido durante muchos años como una herramienta crucial para la integración de fuentes renovables en el sistema energético, aumentando la eficiencia en el desarrollo del sistema y contribuyendo a la descarbonización de la energía.

Tener más capacidad de DSF implica ser más flexibles en momentos de demanda pico, reduciendo así la necesidad de que las fuentes de generación de energía más caras sean despachadas, reduciendo así los precios generales para los clientes. Además, el DSF

¹² Definición del informe de SmartEnt DSF benefits-2030 [SmartEN-DSF-benefits-2030-Report DIGITAL.pdf](#)

permitirá a los operadores de sistema y gestores de la red de distribución reducir sus inversiones en red, mediante la creación de mercados locales en los que participarán de forma activa, ya que gracias a contar con dicho DSF se podrá realizar el control de tensión y reducir las congestiones en la red mediante dicho servicio. De esta forma, la flexibilidad desde el lado de la demanda será una opción real a tener en cuenta en el desarrollo de los planes de inversión de los operadores de redes (pudiéndose ahorrar inversiones gracias a la gestión de los recursos conectados a las mismas).

SmartEN¹³ ha realizado el cálculo de los beneficios del DSF en el escenario europeo de 2030, habiendo cumplido el objetivo de penetración de renovables y de reducción del 55% de emisiones de efecto invernadero. Dichos beneficios son los siguientes:

- Beneficios para el mercado mayorista:
 - o 4,6 billones de € ahorrados gracias a la disminución de coste de la generación de energía.
 - o Reducción del “curtailment” de energía renovable, mejorando su disponibilidad para descarbonizar la energía eléctrica al usuario final.
 - o 37,5 millones de toneladas de CO2 ahorradas anualmente.
- Beneficios para la seguridad del suministro:
 - o El sistema energético necesita de, al menos, 60 GW de capacidad de generación para asegurar el suministro en horas pico de demanda.
 - o El contar con 60 GW de DSF implicaría ahorrar, de manera anual, 2,7 billones de €.
- Beneficios para los operadores de redes de distribución:
 - o Ahorro entre 11,1 y 29,1 billones de € en inversiones en refuerzo de red gracias al uso del DSF.
- Beneficios para el usuario final:
 - o Beneficio directo al tener un coste menor en el consumo de la electricidad, calculado en 71 billones de € anuales.
 - o Beneficio indirecto al contar la sociedad con un coste menor de la electricidad, siendo el coste de producción de bienes también menor, estimado en 300 billones de € anuales.

6 Análisis de la señal de precio tarifas

A continuación, se presenta un análisis de las señales de precio que dan las tarifas (peajes y cargos) como una de las motivaciones que fomentan el desarrollo del almacenamiento BtM, así como una propuesta de mejora:

6.1 La nueva tarifa: los cambios que introdujo la circular 3/2020 de metodología de peajes y el RD 148/2021 de metodología de cargos

La circular 3/2020 de metodología de peajes, que entró en vigor el 1 de junio de 2021, estableció periodos horarios para todas las tarifas (figura 2). Estos periodos horarios buscan trasladar al cliente una señal de precio que le incentive a consumir electricidad en los momentos en que las redes se encuentren menos saturadas y evitarlo en los momentos

¹³ Fuente del estudio: <https://smarten.eu/report-l-demand-side-flexibility-quantification-of-the-benefits-in-the-eu/>

en que la demanda es mayor y la red está, por tanto, más saturada. Se busca con esto, además de desplazar consumos, electrificar demanda, optimizando el uso de la red con un gran número de horas “valle” con precios bajos, en los que “saldría barato” consumir.

Puesto que los peajes se componen de un término de energía y otro de potencia, se adoptaron:

- En baja tensión y potencia contratada inferior a 15 KW (tarifa 2.0 TD): 3 periodos para la energía y 2 para la potencia (con un periodo punta coincidente con la punta y llano de los periodos del término de energía).
- Resto de suministros (tarifas 3.0 TD y 6.X TD): sigue habiendo 6 periodos para la energía y 6 para la potencia, pero estos cambian sensiblemente con respecto a los que había anteriormente.
- En cuanto a periodos horarios:

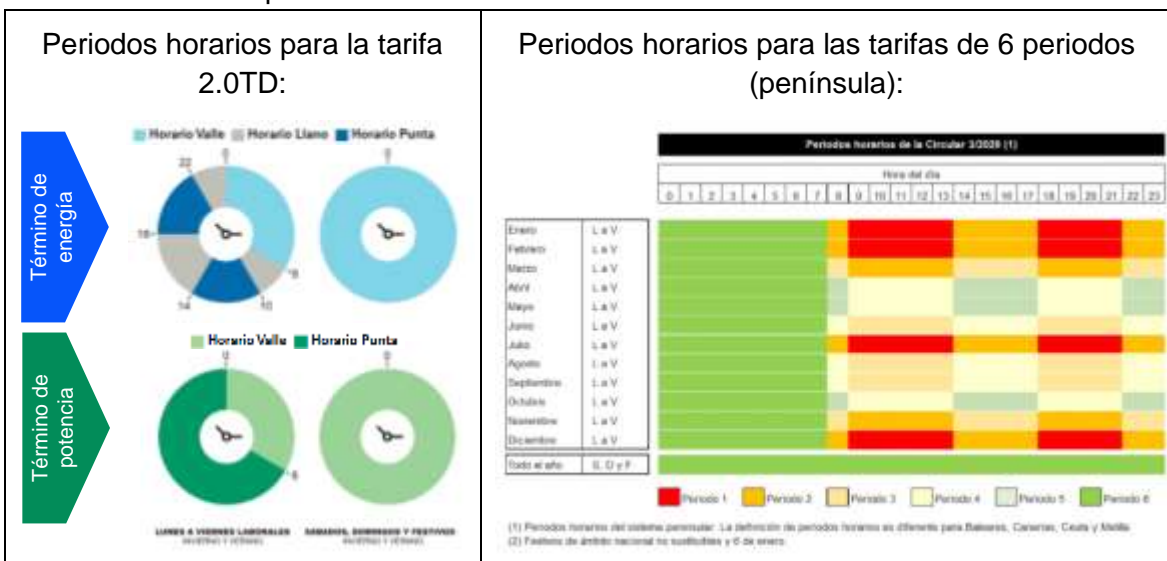


Figura 2. Periodos horarios. Fuentes: CNMC y ENDESA

Además de la revisión de los periodos, el peso del término de potencia disminuyó frente al de energía. Por ejemplo, para un cliente medio en tarifa 2.0 TD, el peso del término de potencia bajó del 60% al 50% y para la 3.0 TD del 74% al 53%.

Por otro lado, el RD 148/2021 de metodología de cargos y la Orden TED/371/2021 por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico ponen el peso de los cargos fundamentalmente en el término de energía, quedando la distribución de precios por periodo a la entrada en vigor de la nueva tarifa en junio de 2021, como muestra la figura 3:



Figura 3. Distribución de precios. Fuente: ENTRA

valle obtiene un ahorro de 33,7 €/año por peajes y cargos. Si se efectúan dos ciclos de carga por día laborable, con una carga en P3, descarga en P1, y otra carga en P2 y descarga en P1, el ahorro se incrementa hasta los 57,6€/año.

6.3 Los sucesivos cambios de la tarifa: los cambios en los cargos que han ido introduciendo los RDL.

Debido a la crisis de precios de la energía, diferentes normativas han ido modificando los cargos desde el 1 de junio de 2021 (figura 6). Estas han sido: el RDL 17/2021, la Orden TED/1484/2021 y el RDL 6/2022. El 1 de enero de 2022 también se modificaron los peajes, pero sólo ligeramente, para actualizarlos al 2022. Estos cambios han ido suponiendo modificaciones para el incentivo al autoconsumo, que han venido motivados fundamentalmente por los sucesivos cambios en los cargos. Los ahorros obtenidos por el autoconsumo en cada tarifa (por componentes regulados, no incluye coste de la energía ni sus pérdidas asociadas), en €/MWh¹⁴ se presentan en la siguiente figura:

	01/06/2021 al 14/09/2021			15/09/2021 al 31/12/2021			01/01/2022 al 29/03/2022			30/03/2022 actualmente		
	Resolución de 18 de marzo de 2021			Resolución de 18 de marzo de 2021			Resolución de 16 de diciembre de 2021			Resolución de 16 de diciembre de 2021		
	Orden TED/371/2021			RDL 17/2021			Orden TED/1484/2021			RDL 6/2022		
€/MWh	Ahorro Peajes	Ahorro Cargos	Total	Ahorro Peajes	Ahorro Cargos	Total	Ahorro Peajes	Ahorro Cargos	Total	Ahorro Peajes	Ahorro Cargos	Total
2.0 TD	17,0	47,5	64,4	17,0	1,9	18,8	16,7	32,7	49,4	16,7	20,9	37,6
3.0 TD	6,8	20,7	27,6	6,8	0,8	7,6	6,4	14,3	20,8	6,4	9,1	15,6
6.1 TD	7,0	11,3	18,2	7,0	0,4	7,4	6,4	7,8	14,2	6,4	5,0	11,4
6.2 TD	3,8	5,3	9,1	3,8	0,2	4,0	3,4	3,7	7,0	3,4	2,3	5,7
6.3 TD	3,5	4,3	7,9	3,5	0,2	3,7	2,8	3,0	5,8	2,8	1,9	4,8
6.4 TD	3,3	1,6	4,9	3,3	0,1	3,3	2,6	1,1	3,7	2,6	0,7	3,3

Figura 6. Distribución de los cargos. Fuente: ENTRA

En la figura 7, se visualiza gráficamente para las tarifas 2.0 TD y 6.1 TD:



Figura 7. Distribución de los cargos. Fuente: ENTRA

En cuanto al incentivo que obtendría una batería de 1 kWh por desplazar consumos, habría pasado de los 33,7 €/año que obtenía a la entrada en vigor de las nuevas tarifas, a tener los valores de 8,5 €/año, 25,6 €/año y 19,1 €/año. Si se efectúan dos ciclos de carga por día laborable, con una carga en P3, descarga en P1, y otra carga en P2 y descarga en P1 el ahorro crece hasta 31,35€/año

Cabe recordar que el incentivo real que percibe una batería para su instalación no consiste únicamente en los cargos y peajes, sino en el resto de costes a los que hace frente un

¹⁴ Suponiendo para la producción de la instalación FV un perfil de producción fotovoltaico de zona IV de irradiación solar

cliente. Estos pueden ser: el precio del pool y sus diferenciales horarios a lo largo del día, las pérdidas, los coste servicios de ajuste y resto de costes de la factura eléctrica que compara, en el caso de tener una instalación de autoconsumo, con el valor que percibiría por la energía vertida a la red¹⁵ (cuyo precio es inferior al precio medio de mercado y cuyo diferencial a medida que se instala más fotovoltaica en España es cada vez más acusado) o con el ingreso por la venta de la energía almacenada.

7 Análisis de la señal de precio y la traslación del mecanismo de ajuste

En referencia a la señal de precio que da la traslación del mecanismo de ajuste del coste del gas para el desarrollo del almacenamiento detrás del contador y propuesta de mejora, la liquidación del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad se está realizando de forma horaria. Es decir, en cada hora se calcula el importe económico a percibir por los generadores como el producto de la energía programada en esa hora por el importe unitario de la compensación a recibir, que depende del precio del gas.

La repercusión a las unidades de adquisición se hace también de forma horaria, repartiendo el importe total que van a cobrar los generadores en cada hora en proporción a la energía no exenta en cada hora de la unidad de adquisición respecto al total de energía no exenta en esa hora.

Este procedimiento está distorsionando la señal del precio final de la electricidad al cliente. Concretamente, en las horas valle, la demanda no exenta (fundamentalmente la del PVPC) es más reducida que en el resto del día. Ello da lugar a una situación que se viene repitiendo con frecuencia en la que el coste del ajuste que soporta la demanda es más alto en las horas valle que en las horas punta.

También contribuye a lo anterior el hecho de que la demanda exenta, que se considera en las liquidaciones, sea el resultado de repartir de forma plana el volumen declarado previamente por las unidades de adquisición. Esto significa que, en las horas valle (de 00:00 a 08:00), la energía exenta que se considera en la liquidación (reparto lineal) podría ser superior a la real.

De esta forma se está desvirtuando la señal de precio para la carga de la batería detrás del contador, así como la de la recarga del vehículo eléctrico, tal y como se muestra, a modo de ejemplo, en la figura 8, que recoge la evolución de los componentes del PVPC a lo largo de la última semana de agosto.

¹⁵ La energía vertida se valora a precio de mercado en esas horas. Esto es el spot para el PVPC y en el ML será el precio que ve la comercializadora a largo plazo para esas horas.

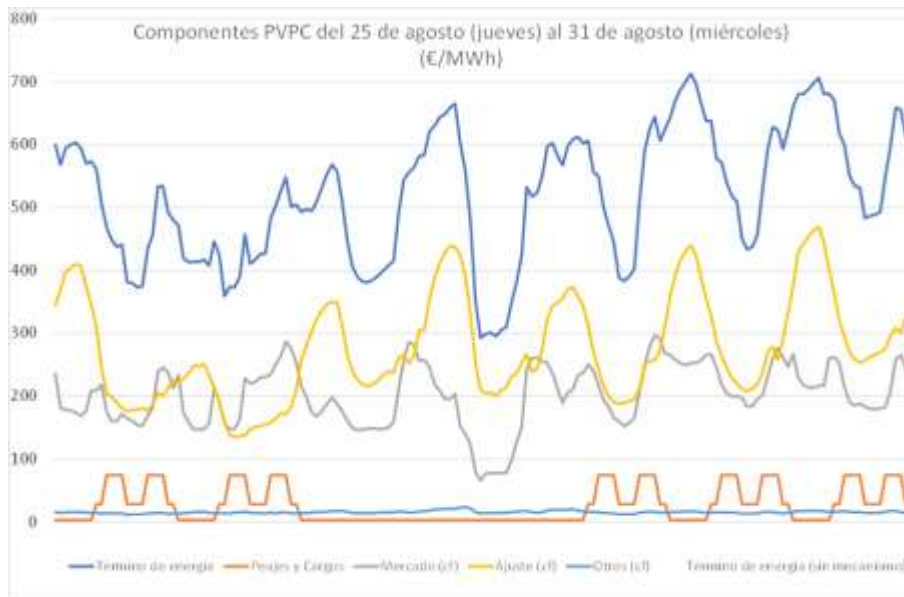


Figura 8 Evolución de los componentes del PVPC. Fuente: ENTRA

La curva amarilla representa el coste horario del ajuste que paga la demanda por el mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad. Puede apreciarse cómo los máximos de esta curva se dan en periodos valle (mínimos de la curva naranja de peajes y cargos).

El resultado es que se difumina por completo la modulación que contienen los peajes y cargos y el término de energía (curva superior azul) no da señales para la realización de un consumo eficiente de electricidad. De forma paradójica, resulta más caro realizar la carga de la batería en las horas valle y, en general, es muy difícil conocer de antemano cuándo resulta conveniente hacerla.

8 Identificación de obstáculos y propuestas de soluciones

1.- Actualmente sólo se contempla la posibilidad de que un consumidor vierta energía a la red si está asociado a una instalación de generación o acogido a una modalidad de autoconsumo con excedentes. La batería al no estar asociada a ninguna generación requiere de legislación para permitir verter energía a la red para su gestión segura.

2.- Respecto a la regulación primaria, es un servicio regulado, de carácter obligatorio y no retribuido por lo que no es objeto de este documento. No obstante, las baterías tienen una elevada velocidad de respuesta y podrían participar en igualdad de condiciones frente a otras tecnologías o la propia flexibilidad de la demanda, obteniendo así, una vía de ingresos adicionales que fomentaría su implantación, pero precisaría revisar el Procedimiento de Operación 7.1 y la creación de un mercado de regulación primaria. En otros países este mercado está abierto y el almacenamiento participa de forma habitual.

3.- Se requiere definir la interacción en el intercambio de información para el PO-9.2. Las limitaciones de los contadores actuales limitan la capacidad tecnológica de los servicios de flexibilidad desde las baterías, en este sentido, la evolución tecnológica debería evitar duplicidad de infraestructuras.

4.- La señal que dan las tarifas para el desarrollo de la batería BtM, viene dada por los cargos, los cuales han estado sometidos a variaciones en los últimos meses, como respuesta a la coyuntura de crisis de precios de la energía. Además, en diciembre de 2020 se comenzó a tramitar el anteproyecto de Ley del Fondo de Sostenibilidad del Sector Eléctrico, que busca reducir los cargos asociados a las instalaciones de renovables, cogeneración y residuos (RECORE) en la factura de electricidad.

5.- La reducción de cargos, que debería completarse con el traspaso del resto de cargos en la factura a los PGE, contribuirá a reducir el precio de la electricidad, facilitando la electrificación de la economía. Sin embargo, sería deseable, que una vez que se han establecido los periodos horarios para todos los clientes, la señal de precio se mantuviera, dando un mayor peso de los peajes en el término de energía. Esto tendría un efecto positivo en el desarrollo del autoconsumo, el almacenamiento y en la gestión de la demanda. Facturar según la potencia contratada tenía sentido cuando los equipos de medida no tenían la capacidad de medir el consumo horario tal y como ocurre ahora. La medida horaria de la energía es una manera aproximada de medir la potencia realmente demandada. Se abre así la posibilidad de facturar en función de la potencia demanda realmente, con lo que el término de potencia, ligado a la potencia contratada debería tender a desaparecer.

6.- El procedimiento de traslación del mecanismo de ajuste del gas está distorsionando la señal del precio final de la electricidad al cliente, trasladando precios más caros en las horas valle. Para resolverlo se propone realizar la liquidación de forma diaria (en lugar de horaria) modulando el ajuste que paga la demanda en la misma proporción que tienen los peajes y cargos. (Ver Anexo-1)

9 Conclusiones

La Transición Energética no es un aspecto único de España, sino una realidad a nivel mundial que se manifiesta con los objetivos de descarbonización y de penetración de energías renovables. De esta forma, la integración de renovables y la electrificación del consumo presentan una volatilidad entre la generación renovable y la demanda, lo que implica nuevos retos para la operación del sistema eléctrico. No obstante, son necesarias tecnologías que garanticen firmeza y flexibilidad, asegurando la calidad de servicio. Por ello, una de las principales tecnologías capaces de aportar estos servicios son la gestión de la demanda gracias a las baterías BtM.

La Transición Energética requiere de un respaldo al sistema para garantizar la integración de renovables de forma eficiente y así, percibir señales de precio estables.

En esta línea, las baterías BtM pueden aportar servicios que fomenten la penetración de fuentes renovables distribuidas en función de sus características técnicas y desarrollo tecnológico. Por ello, es imprescindible concretar los servicios que se quieren aportar y utilizar una metodología adecuada de dimensionado y selección de la tecnología de almacenamiento a utilizar, para así optimizar tanto la inversión a realizar, como la operación de los sistemas.

Avanzando en la evolución de la estructura de los mercados, el desarrollo e integración de

los mercados locales de electricidad son una necesidad, donde las baterías BtM jugarán un papel fundamental. Las baterías BtM y los VE permitirán a los clientes beneficiarse de mejores precios de mercado debido a su flexibilidad y su gestión, favoreciendo la integración de las energías renovables y el empoderamiento de los clientes.

Por tanto, el propio diseño de los mercados incide en la rentabilidad de las baterías BtM para conseguir, tal como se ha visto en los capítulos 8 y 9, que las señales de precio sean las adecuadas para incentivar el despliegue de baterías BtM y proveer servicios de flexibilidad.

10 Autores

Ramón Gallart (Estabanell Energía/Anèll)

Vanesa Aragonés (Endesa)

Noemie Costa (Energy Pool)

Pablo López (Grupo Cuerva)

Gorka Martí (Sonnen)

Anna Casas (Sympower)

Iker Marino (Edinor)

Narcís Roca (Agrienergía)

Manuel Rodriguez (CENER)

Alberto Sánchez (Grupo Cuerva)

Fran Comino (Sonnen)

Montse Mussons (Sympower)

Jean-Charles Bollotte (Energy Pool)

Sonia Navarro (CENER)

Alicia Carrasco (ENTRA Agregación y Flexibilidad)

Laura Luna (ENTRA Agregación y Flexibilidad)

Carlos Alcaide (ENTRA Agregación y Flexibilidad)

ANEXO-1

Para resolver el problema de las señales de precio, se propone realizar la liquidación de forma diaria (en lugar de horaria) modulando el ajuste que paga la demanda en la misma proporción que tienen los peajes y cargos. Es decir, el proceso de cálculo del coste horario del ajuste sería el siguiente:

- a- Cálculo de la compensación diaria a percibir por los generadores. Es el producto de la energía programada en el día en el diario e intradiario por el importe unitario de la compensación.
- b- Cálculo de la demanda diaria no exenta. Se agregaría de forma diaria la demanda exenta horaria de las unidades de adquisición.
- c- Cálculo del importe medio del ajuste diario. Es el cociente (a) / (b).
- d- Cálculo del importe horario. Sería el producto del importe medio diario por unos coeficientes de modulación que podrían mantener las proporciones de los importes de peajes y cargos en los tres periodos.
- e- Aplicación de un factor de aplanamiento para atenuar la señal del coste del ajuste en los periodos punta y valle, si se considera oportuno.

Aplicando la modulación de peajes y cargos al coste del ajuste, con un factor de aplanamiento para atenuar la modulación, entonces, la gráfica para la última semana de agosto, quedaría como se visualiza en la figura 9.

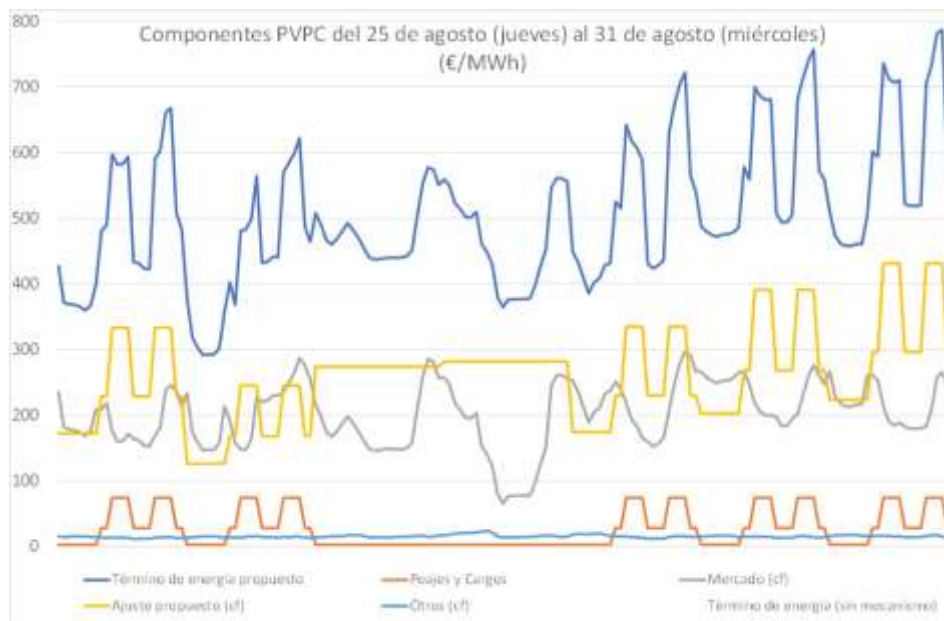


Figura 9. Factor de aplanamiento para atenuar la modulación. Fuente: ENTRA

Es decir, de esta forma la señal de precios no quedaría alterada, distinguiéndose dos periodos baratos: el de mediodía, de precios baratos de mercado debido a la alta producción solar y periodo llano de peajes y cargos, y la noche, de precios intermedios del mercado y precios valle de peajes y cargos.

Los aspectos de desarrollo de nueva regulación para garantizar el correcto desempeño de las baterías para su funcionamiento acordes a su diseño son necesarios, así como una evolución tecnológica que permita la obtención de los datos con la granularidad adecuada sin que suponga una pérdida de seguridad o un incremento de la vulnerabilidad evitando duplicar infraestructuras y costes innecesarios.

Cuerva*

endesa

 **PEUSA**

 **factorenergia**

SIEMENS

Eдинor
Energía Distribuida

agrrenergía
Group AE

 **plenitude**

 **bassols**

 **CENER**
CENTRO NACIONAL DE
ENERGÍAS RENOVABLES


**Estabanell
Energia**


sonnen
energy is yours

**Energy
Pool**
Smart Energy Management

axpo

 **I'electra**

 **sympower**

**Schneider
Electric**

Secretaría Técnica

olivoNRG
energy strategy consulting