

# DISEÑO Y ANÁLISIS DE MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

**Luis Larrosa López**, Investigador, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València  
**David Ribó Pérez**, Investigador predoctoral, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València  
**Manuel Alcázar Ortega**, Profesor Titular, Instituto de Ingeniería Energética, Universitat Politècnica de València

**Resumen:** Los servicios complementarios del sistema eléctrico español tienen una serie de exigencias técnicas que todos los proveedores de capacidad deben cumplir. La Respuesta de la Demanda puede ser un nuevo proveedor de estos servicios en España, como ya se hace en otros países, y competir eficazmente con las centrales térmicas e hidroeléctricas que típicamente han ofrecido estos servicios. Sin embargo, el modelo actual está diseñado para dar cabida exclusivamente a estas centrales y existen muchas barreras legales que impiden el desarrollo de los consumidores como proveedores de servicios de operación para el sistema eléctrico. Los agregadores de consumidores han demostrado su idoneidad y capacidad en otros países y podrían potenciar la participación de la Respuesta de la Demanda en servicios tan exigentes como la Regulación Secundaria o la Gestión de Desvíos, pero en la actualidad los procedimientos de operación no contemplan su habilitación como agentes en los mercados de ajuste. Además, muchos de los parámetros que caracterizan la flexibilidad de la demanda tampoco están contemplados en la reglamentación, por lo que no es posible definir con precisión cómo deben ser estos productos para satisfacer todas las exigencias del Operador del Sistema. En esta comunicación se tratan se proponen medidas concretas para superar estas barreras legales y regulatorias, así como para establecer un procedimiento estándar que permita a proveedores y demandantes de recursos de demanda hablar en los mismos términos. Ello facilitaría las transacciones de este tipo de recursos y el desarrollo de productos de respuesta de la demanda eficientes y operativos en el sistema eléctrico español.

**Palabras clave:** Respuesta a la demanda, servicios complementarios, estandarización

## INTRODUCCIÓN

El uso de energías renovables para generación de electricidad está creciendo rápidamente por todo el mundo, y España no es una excepción. Como se prevé en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [1], en 2030 podría haber más de 50 GW de potencia eólica, 39 GW de fotovoltaica y 7 GW de termoeléctrica instalados, produciendo energía eléctrica en el país. Ello supondría que el 60% de la potencia total instalada estuviera basada en energías renovables no gestionables. Esta situación implica un mix energético mucho más sostenible, pero también supone un reto para el balance del sistema eléctrico pues, a diferencia de lo que ocurre con las centrales térmicas e hidroeléctricas, la capacidad de estas tecnologías para ajustarse rápidamente a la demanda y compensar sus desvíos es limitada. Por si esto fuera poco, su generación está sujeta a una incertidumbre basada en la disponibilidad de recursos muy variables ligados a fenómenos climatológicos. Por lo tanto, el sistema necesita herramientas fiables y económicas para gestionar estas dificultades.

La Respuesta de la Demanda (RD) ha demostrado su eficacia en la provisión de servicios complementarios de diversos países de todo el mundo como alternativa competitiva con la generación tradicional [2]. Además de resultar un recurso útil y fiable para la gestión del sistema, la RD presenta una serie de ventajas económicas y medioambientales respecto a las centrales térmicas e hidroeléctricas [3]. Sin embargo, existen amplias diferencias entre los servicios complementarios de distintos países (incluso entre aquellos de una misma región, como los 35 países que pertenecen a ENTSO-E). Pueden encontrarse diferencias más acentuadas cuando se analizan los productos de RD utilizados en cada país. La falta de estandarización de los servicios complementarios y productos de RD dificulta la evaluación y comparación de diferentes sistemas eléctricos, así como el entendimiento entre distintos operadores del sistema. Esto obstaculiza la interoperabilidad entre los sistemas eléctricos y la exportación de los servicios de RD a países extranjeros, limitando las oportunidades de negocio.

El nuevo Código de Red sobre balance eléctrico de la Comisión Europea recoge entre sus objetivos “facilitar la participación de la Respuesta de la Demanda, incluyendo agregación y almacenamiento de energía, asegurando que compitan con otros servicios de ajuste” [4]. Red Eléctrica de España está trabajando en las modificaciones de las Condiciones de Balance para incorporar las directrices de la Comisión Europea, pero todavía existen muchas barreras legislativas que impiden el correcto desarrollo de la RD en nuestro país [5]. En esta comunicación se tratan en detalle todos estos asuntos y se proponen medidas concretas para superar las barreras legales y regulatorias de los servicios

de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos, así como para establecer un procedimiento estándar que permita a proveedores y demandantes de recursos de demanda hablar en los mismos términos.

## Parametros

A continuación, se propone una definición estándar de los parámetros representativos de la flexibilidad de una acción de respuesta de demanda que responde a los tres servicios complementarios estudiados. REE exige unos valores mínimos o máximos para cada uno de estos parámetros que caracterizan los requisitos técnicos del servicio. Junto al nombre de cada parámetro están expresadas sus unidades entre corchetes, así como el símbolo con el que quedan representados en las figuras correspondientes.

- **Tiempo de respuesta máximo [s, min] ( $T_{RES}$ )**. Se trata del tiempo máximo que puede transcurrir entre la notificación del servicio y la activación total del mismo, entendiendo por activación total la entrega o demanda de toda la potencia considerada.
- **Tiempo de rampa de potencia [s] ( $T_{RAM}$ )**. Este concepto sólo se aplica en algunos servicios. Se trata del tiempo que la unidad que provee el servicio utiliza para alcanzar el punto de funcionamiento definido por la acción de regulación desde su consumo o producción de referencia. En otras palabras, es el tiempo utilizado para pasar de la potencia inicial a la potencia objetivo.
- **Duración máxima de la acción [min, h] ( $T_{MAX}$ )**. Se trata del tiempo máximo que un proveedor de un servicio de regulación puede mantener una acción de subida/bajada de potencia.
- **Tamaño mínimo de la oferta [MW] ( $\Delta P_{min}$ )**. Se trata del tamaño mínimo que una oferta debe tener para poder ser aceptada en un mercado de regulación. Este valor puede cambiar de una convocatoria del mercado a otra.
- **Tiempo de notificación [s, min] ( $T_{NOT}$ )**. Representa la antelación con la que el operador del sistema avisa al proveedor del servicio de ajuste previa a la acción de regulación. Es la diferencia entre  $T_{RES}$  y  $T_{RAM}$ , pues coincide con el tiempo que el proveedor utiliza para preparar su instalación antes de actuar.

## Regulación Secundaria

La Regulación Secundaria es un servicio potestativo que tiene como objetivo anular los desvíos respecto a los programas de intercambio internacional y mantener la frecuencia del sistema en su valor de referencia. En la nomenclatura de la ENTSO-E, el servicio se corresponde con la aFRR (*Automatic Frequency Restoration Reserve*). La activación del servicio se hace de forma remota, enviando señales mediante el Regulador Maestro del Operador del Sistema (REE), situado en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL). REE se encarga de adquirir la banda de regulación secundaria necesaria para cada hora del día siguiente a través de una subasta, donde los proveedores del servicio presentan sus bandas de regulación en forma de ofertas.

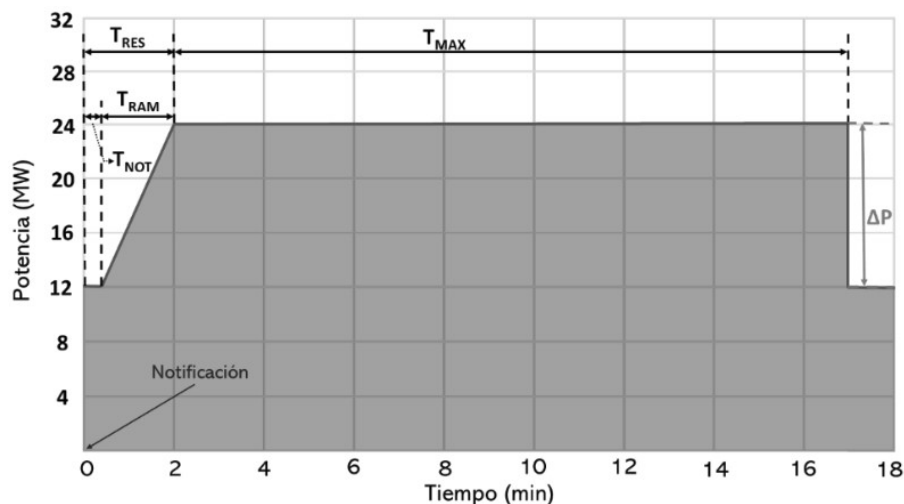


Figura 1. Requisitos temporales de Regulación Secundaria.

Actualmente, sólo las unidades de producción que superen las pruebas de habilitación pueden proveer este servicio. En cuanto a los requisitos técnicos,  $T_{NOT}$  debe ser de, al menos, 20 segundos y  $T_{RAM}$  debe ser, como máximo, 100

segundos (valor máximo de  $T_{RES}$ : 120 segundos). Actualmente,  $\Delta P_{min}$  tiene un valor de 10 MW (se espera que cambie a 1 MW) y  $T_{MAX}$  tiene un valor de 15 minutos. El servicio se retribuye mediante un pago por utilización (energía) y un pago por capacidad (banda de regulación). Este último sólo depende de la potencia reservada por el proveedor del servicio, independientemente de las acciones de regulación que se lleven a cabo de forma efectiva. La Figura 1 representa un aumento de la potencia entregada como parte de una acción de Regulación Secundaria realizada por un generador.

## Regulación Terciaria

La Regulación Terciaria es un servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria, y está diseñada para restituir la reserva de Regulación Secundaria que ya haya sido utilizada, contribuyendo por tanto al control de la frecuencia de la red. Todas las unidades habilitadas para proveer el servicio están obligadas a presentar ofertas por toda su reserva de Regulación Terciaria disponible. En la nomenclatura de la ENTSO-E se corresponde con la *mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)*.

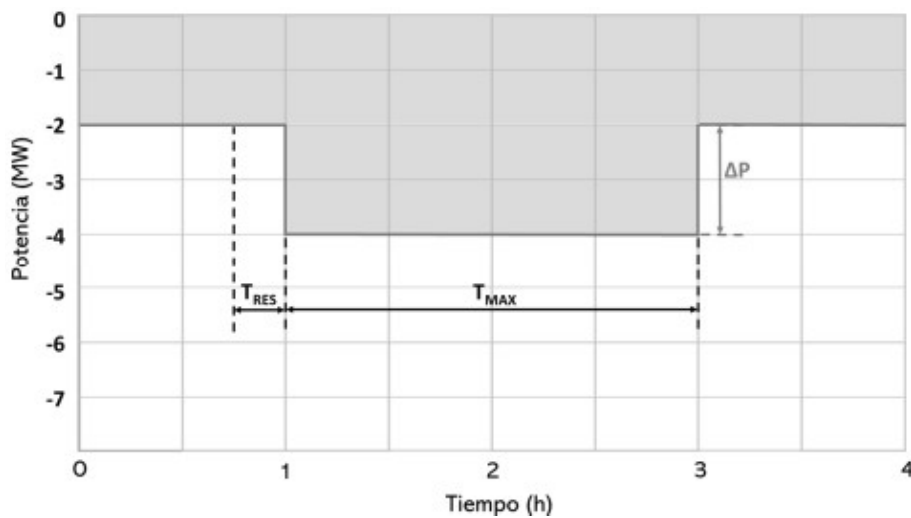


Figura 2: Requisitos temporales de Regulación Terciaria

Actualmente solo las unidades que hayan superado las pruebas habilitantes pueden participar (generadores para la reserva a subir y centrales de bombeo para la reserva a bajar). En cuanto a los requisitos técnicos, no hay especificaciones para  $T_{NOT}$  ni  $T_{RAM}$ , pero el valor máximo de  $T_{RES}$  es 15 minutos. Actualmente,  $\Delta P_{min}$  tiene un valor variable (10 MW y se espera que cambie a 1 MW) y  $T_{MAX}$  tiene un valor de 2 horas. Este servicio se retribuye únicamente con un pago por utilización (energía). La Figura 2 representa un aumento de la potencia demandada como parte de una acción de Regulación Terciaria realizada por una central de bombeo.

## Gestión de desvíos

La Gestión de Desvíos también tiene carácter potestativo y su finalidad es corregir diferencias entre la demanda prevista y la generación superiores a 300 MW para cada uno de los períodos de programación. No se trata, por tanto, de un servicio de regulación en tiempo real, sino que compensa desviaciones previstas de antemano. En la nomenclatura de la ENTSO-E se corresponde con la *RR (Replacement Reserve)*. Actualmente, sólo las unidades que hayan superado las pruebas habilitantes pueden participar (generadores para la reserva a subir y centrales de bombeo para la reserva a bajar). En cuanto a los requisitos técnicos, no hay especificaciones para  $T_{NOT}$  ni  $T_{RAM}$ , pero el valor máximo de  $T_{RES}$  es 30 minutos. Actualmente,  $\Delta P_{min}$  tiene un valor variable (10 MW y se espera que cambie a 1 MW) y  $T_{MAX}$  tiene un valor de 1 hora.

Este servicio se retribuye únicamente con un pago por utilización (energía). La Figura 3 representa un aumento de la potencia generada como parte de una acción de Gestión de Desvíos realizada por un generador.

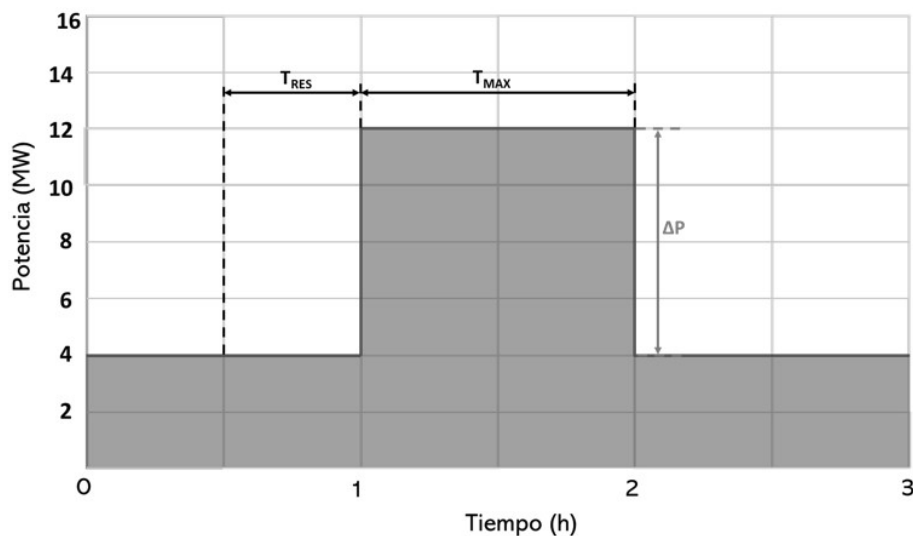


Figura 3: Requisitos temporales de Gestión de Desvíos

## PARÁMETROS DE LOS PRODUCTOS DE RESPUESTA A LA DEMANDA

Se define el Proveedor de Respuesta de la Demanda (PVRD) como un consumidor de electricidad que puede modificar su patrón de consumo de energía eléctrica en respuesta a la solicitud de una entidad externa por motivos económicos o de gestión técnica de la red, como la provisión de servicios complementarios a un operador del sistema. Generalmente, un PVRD es un consumidor industrial o comercial de gran tamaño, o bien un grupo de pequeños o medianos consumidores que ofrece una respuesta conjunta actuando bajo la figura de un agregador.

Los parámetros que caracterizan la flexibilidad de la respuesta que un PVRD puede ofrecer están listados a continuación y representados en la Figura 4. Estos parámetros han sido estandarizados de acuerdo con los factores que caracterizan un servicio complementario tal y como se han definido en la sección anterior.

- **Potencia flexible ( $\Delta P_{R1}$ )**. Esta es la cantidad de potencia que puede ser aumentada o disminuida durante la acción llevada a cabo por el PVRD.
- **Duración máxima de la acción ( $T_{MAX,RD}$ )**. Este parámetro representa el tiempo máximo que un PVRD es capaz de mantener la acción de RD.
- **Tiempo de reacción ( $T_{RCC}$ )**. Se trata del tiempo mínimo que el PVRD necesita para completar la activación de la acción de RD. En otras palabras, es el tiempo mínimo que el PVRD necesita desde la petición de un servicio hasta la entrega o demanda de la potencia detallada en dicha petición.
- **Potencia extra previa a la acción de flexibilidad ( $\Delta P_{R2}$ )**. Este parámetro se corresponde con la potencia máxima que el consumidor puede demandar justo antes de desarrollar la acción de RD para preparar su instalación para la realización de esta actividad.
- **Potencia extra tras la acción de flexibilidad ( $\Delta P_{R3}$ )**. De forma análoga al anterior parámetro, este representa la potencia máxima que el consumidor demandaría después de la acción de RD.
- **Duración de la preparación ( $T_{PRE}$ )**. Es el tiempo que el consumidor utiliza para prepararse para la acción, durante el cual demanda  $\Delta P_{R2}$ .
- **Duración de la recuperación ( $T_{REC}$ )**. Es el tiempo que el consumidor utiliza para recuperarse de la acción, durante el cual demanda  $\Delta P_{R3}$ .
- **Tiempo de rampa de potencia ( $T_{RAM,RD}$ )**. Es el tiempo que el consumidor necesita para adaptar su consumo desde la *baseline* (o perfil de demanda de referencia que habría tenido el consumidor si la acción de flexibilidad no se hubiera activado) hasta el punto de consumo objetivo de la acción de RD. En otras palabras, es el tiempo de adaptación de la demanda, desde el inicio de su modificación.

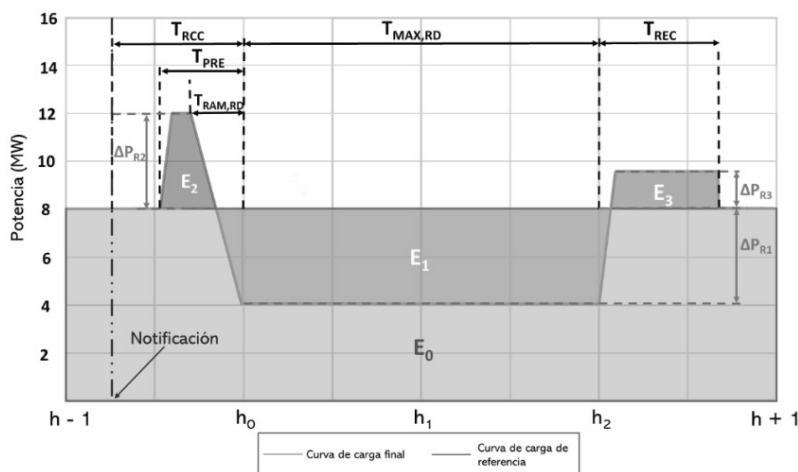


Figura 4. Parámetros que definen la flexibilidad de un PVRD. Adaptado de Alcázar et al. [10].

## AGREGACIÓN

La agregación es el acto de agrupar distintos agentes de un sistema eléctrico (consumidores, productores, mezclas de ambos, etcétera) para comportarse como una única entidad al participar en las actividades vinculadas a dicho sistema eléctrico. Los agregadores tienen la facultad de crear un valor económico [6], que puede ser:

- Para el sistema: pueden incrementar la eficiencia económica del mercado, abaratando costes.
- Para el sector privado: pueden incrementar el beneficio económico de un agente.
- Para el sector público: al facilitar el desarrollo de la RD y la participación de los recursos distribuidos en los servicios de ajuste, mejoran la competencia en los mercados de operación y colaboran en el abaratamiento de los costes de la electricidad.

Los agregadores son agentes fundamentales para el desarrollo de la RD y el mejor aprovechamiento de sus ventajas, ya que permiten la participación de pequeños consumidores, quienes al ser agrupados configuran un recurso muy flexible. Por ello, la Comisión Europea recomienda su habilitación en los servicios de ajuste del sistema [4]. A modo de ejemplo, la Figura 5 ilustra cómo un agregador podría combinar 6 ofertas que no cumplen los requisitos para ser aceptadas en el servicio de Gestión de Desvíos de forma individual, de cara a ofrecer una respuesta conjunta que cumpla con los requerimientos del servicio para ser válida.

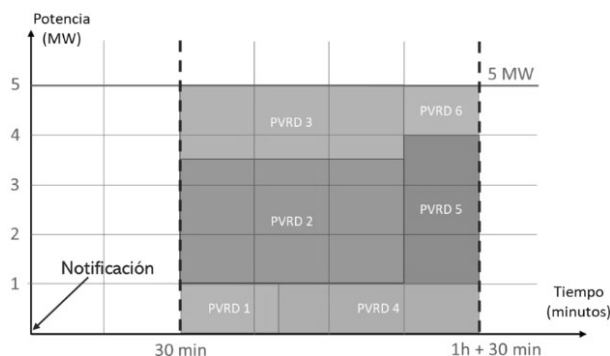


Figura 5. Combinación de ofertas de RD para satisfacer los requisitos de Gestión de Desvíos

## Parámetros semejantes y parámetros por definir

La Tabla 2 contiene todas las equivalencias entre los parámetros que caracterizan la flexibilidad de los PVRD y los que caracterizan los requisitos técnicos de los servicios complementarios, así como las relaciones que deben cumplirse para que un PVRD pueda proveer un servicio de regulación determinado.

Parámetro de REE	Parámetro de un PVRD equivalente o relacionado	Relaciones que se deben cumplir
$T_{RES}$	$T_{RCC}$	$T_{PRE} \leq T_{RCC} \leq T_{RES}$
	$T_{PRE}$	
$T_{RAM}$	$T_{RAM,RD}$	$T_{RAM,RD} \leq T_{RAM}$
$T_{MAX}$	$T_{MAX,RD}$	$T_{MAX,RD} \geq T_{MAX}$
$\Delta P_{min}$	$\Delta P_{R1}$	$\Delta P = \Delta P_{R1} \geq \Delta P_{min}$
$\Delta P$		
Sin definir	$\Delta P_{R2}$	
	$\Delta P_{R3}$	
	$T_{REC}$	

Tabla VII. Equivalencias y relaciones entre parámetros de los servicios de regulación y parámetros de productos de RD

## CONCLUSIONES

Los servicios complementarios estudiados tienen una serie de requerimientos técnicos que pueden suponer una barrera para la RD, poniendo en riesgo los numerosos beneficios económicos y medioambientales que traería consigo la participación efectiva de los consumidores. Sin embargo, la figura del agregador puede reducir estas dificultades a partir de la combinación de productos de RD correspondientes a un gran número de pequeños y medianos consumidores. Esto permitiría la configuración de productos muy flexibles y de un tamaño considerable, que podrían sustituir o complementar las acciones de regulación de generadores convencionales, incrementando la competencia en los mercados de operación y produciendo ahorros de emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, el desarrollo de la RD como herramienta de operación está en línea con la producción de energía eléctrica basadas en recursos renovables en el sistema eléctrico español, pues se prevé que su creciente importancia en el mix energético genere una mayor necesidad de balances. Sin embargo, los procedimientos de operación que regulan los servicios de Regulación Secundaria, Regulación Terciaria y Gestión de Desvíos (o Energías de Balance) deberían ser modificados para permitir que consumidores y agregadores puedan participar en la provisión de dichos servicios, tal y como prevé la regulación europea y se ha demostrado con éxito en otros países. Además, algunos de los parámetros aquí explicados y que caracterizan los productos de RD no están definidos en la legislación española. Por lo tanto, deberían introducirse los cambios pertinentes para permitir el desarrollo de la RD y su uso como instrumento de soporte a la operación del sistema.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo de Fundación Iberdrola a través del programa de Investigación en Energía y Medio Ambiente 2019

## REFERENCIAS

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Gobierno de España. 2020.
- [2] SEDC. Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017 Smart Energy Demand Coalition [Internet]. 2017 [cited 2018 Oct 4]. Available from: [www.smartenergydemand.eu](http://www.smartenergydemand.eu)
- [3] Alcázar-Ortega M, Calpe C, Theisen T, Rodríguez-García J. Certification prerequisites for activities related to the trading of demand response resources. *Energy*. 2015;
- [4] European Commission. DIRECTIVE (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity. 2019.
- [5] Alcázar-Ortega M, Calpe C, Theisen T, Carbonell-Carretero JF. Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. *Energy Policy*. 2015;86:529–43.
- [6] Burger S, Chaves-Ávila JP, Batlle C, Pérez-Arriaga IJ. A review of the value of aggregators in electricity systems. *Renew Sustain Energy Rev*. 2017