

Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español

TAREA 2.2.

Caracterización y estandarización de los productos de Respuesta de la Demanda

Gestión de desvíos, Regulación secundaria y Regulación terciaria

Fecha: 07/04/2020



UNIVERSITAT
POLITÀCNICA
DE VALÈNCIA



Proyecto financiado por



Título del documento	Caracterización y estandarización de los productos de Respuesta de la Demanda
-----------------------------	---

Autores	
Manuel Alcázar Ortega (Dir.)	
David Ribó Pérez (Coord.)	
Luis Larrosa López	

Tarea	Título de la tarea
2.2.	Caracterización y estandarización de los productos de Respuesta de la Demanda

Nivel de distribución	
☒ PU, Público	
☐ CO, Confidencial	

Estado	
☐ En proceso	
☐ En revisión	
☒ Aprobado	

Historial				
Versión	Autor	Fecha creación	Revisado por	Fecha revisión
1.0	Luis Larrosa	19/02/2020		
2.0			David Ribó	26/02/2020
2.1			Manuel Alcázar	07/04/2020

Más información	https://demandaoperable.blogs.upv.es/
------------------------	---

Para citar este documento:

M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez, L. Larrosa López. "Tarea 2.2. Caracterización y estandarización de los productos de Respuesta de la Demanda". *Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español*. Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola. Valencia, 2020.

RESUMEN EJECUTIVO

Los servicios complementarios del sistema eléctrico español tienen una serie de exigencias técnicas que todos los proveedores de regulación 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 balance para el sistema.

Los agregadores de consumidores han probado su validez 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.

Finalmente, si se superan todas estas barreras legales y los consumidores son habilitados como proveedores del servicio de regulación del sistema, debe advertirse la necesidad de diseñar y comprobar el funcionamiento de unos proyectos piloto, como se ha hecho en otros países, antes de abrir el mercado a todos los agentes. Esto serviría para corregir errores e introducir los ajustes pertinentes.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	2
TABLA DE CONTENIDOS.....	3
LISTA DE ACRÓNIMOS	4
LISTA DE SÍMBOLOS	4
1. INTRODUCCIÓN	6
2. DEFINICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS REQUISITOS DE REE	8
2.1. DEFINICIÓN DE REQUISITOS	8
2.2. REQUISITOS DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA	9
2.3. REQUISITOS DE LA REGULACIÓN TERCARIA	16
2.4. REQUISITOS DE LA GESTIÓN DE DESVÍOS	20
3. DEFINICIÓN DE PARÁMETROS DE LOS PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA...	24
4. AGREGACIÓN EN LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD.....	27
4.1. DEFINICIÓN Y BENEFICIOS DE LA FIGURA DEL AGREGADOR	27
4.2. AGREGACIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS DE REE.....	28
4.2.1. <i>Caso 1: mismas potencias y mismos tiempos.....</i>	<i>29</i>
4.2.2. <i>Caso 2: mismas potencias y tiempos diferentes.....</i>	<i>30</i>
4.2.3. <i>Caso 3: mismos tiempos y potencias diferentes.....</i>	<i>30</i>
4.2.4. <i>Caso 4: potencias y tiempos diferentes</i>	<i>31</i>
4.3. PARÁMETROS SEMEJANTES Y PARÁMETROS POR DEFINIR	32
4.3.1. <i>Tiempos</i>	<i>32</i>
4.3.2. <i>Potencias</i>	<i>33</i>
4.3.3. <i>Otros.....</i>	<i>34</i>
5. CONCLUSIONES.....	35
BIBLIOGRAFÍA	37
ANEXO: GRÁFICAS DE PRECIOS.....	39
A. REGULACIÓN SECUNDARIA.....	39
B. REGULACIÓN TERCARIA	42
C. GESTIÓN DE DESVÍOS.....	44

LISTA DE ACRÓNIMOS

CecoeI	Centro de Control Eléctrico
Cecore	Centro de Control de la Red
GD	Gestión de la Demanda
PDB	Programa Diario Base
PDVP	Programa Diario Viable Provisional
PVRD	Proveedor de Respuesta de la Demanda
RD	Respuesta de la Demanda
REE	Red Eléctrica de España
SLRD	Solicitante de Respuesta de la Demanda

LISTA DE SÍMBOLOS

s	Segundos
min	Minutos
MW	MW
h	Horas
Hz	Hercios
D	Día de suministro de energía o provisión de un servicio
D-1	Día previo al día D
ΔP	Variación de potencia producida o consumida por una unidad en una acción de regulación
$\Delta P_{\min}$	Tamaño mínimo de una oferta para ser aceptada en un mercado de regulación
$T_{\max}$	Duración máxima de una acción de regulación
T_{RES}	Tiempo de respuesta máximo en una acción de regulación
T_{RAM}	Tiempo de rampa de potencia en una acción de regulación
$T_{\text{RAM,RD}}$	Tiempo de rampa de potencia de una acción de RD por parte de un PVRD
$T_{\text{MAX,RD}}$	Duración máxima de una acción de RD por parte de un PVRD

T_{RCC}	Tiempo de reacción de una acción de RD por parte de un PVRD
ΔP_{R1}	Potencia flexible de una acción de RD por parte de un PVRD
ΔP_{R2}	Potencia extra previa a una acción de RD por parte de un PVRD
ΔP_{R3}	Potencia extra tras una acción de RD por parte de un PVRD
T_{PRE}	Duración de la preparación que un PVRD necesita para llevar a cabo una acción de RD
T_{REC}	Duración de la recuperación que un PVRD necesita tras una acción de RD

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este informe es presentar todas las características técnicas que un producto de Respuesta de la Demanda (RD) debería cumplir para poder participar en algunos de los servicios complementarios del sistema eléctrico español, gestionado por Red Eléctrica de España (REE). En esta línea, el informe compara los parámetros de un producto cualquiera de RD con los parámetros definidos en los procedimientos de operación correspondientes. Además, se explica cómo un agregador podría intervenir para facilitar el acceso de la demanda a este tipo de servicios.

El informe recoge todos los avances de la Tarea 2.2. “Caracterización y estandarización de los productos de Respuesta de la Demanda”, y parte de la información obtenida, organizada y analizada en las tareas previas.

En el informe de la Tarea 2.1. de este proyecto [1] se explica con detalle el funcionamiento de los servicios de Regulación Secundaria y Terciaria, así como del servicio de Gestión de Desvíos en el sistema eléctrico español.

Como contextualización, las características más básicas de estos servicios se presentan a continuación [2]:

- La **Regulación Secundaria** es un servicio potestativo de control de la frecuencia ofrecido por unidades generadoras que resultan adjudicatarias en un mercado convocado el día anterior a la prestación del servicio. El tiempo máximo de respuesta total exigido para este servicio es de 120 segundos, lo que lo clasifica como *aFRR* (Reserva automática de Restauración de la Frecuencia, en inglés) según la nomenclatura de la ENTSO-E¹ [3].
- La **Regulación Terciaria** es un servicio potestativo de oferta obligatoria diseñado para restituir la Regulación Secundaria utilizada, contribuyendo por tanto al control de la frecuencia de la red. El tiempo máximo para la respuesta de este servicio es de 15 minutos, con lo que según la nomenclatura de la ENTSO-E se clasifica como *mFRR* (Reserva manual de Restauración de la Frecuencia, en inglés).
- La **Gestión de Desvíos** es un servicio potestativo que se encarga de corregir grandes diferencias entre la demanda prevista y la programación de generación. El servicio debe activarse 30 minutos tras la recepción de la notificación. Por sus características, según la nomenclatura de la ENTSO-E se clasifica como *RR* (Reserva de Reemplazo, en inglés).

¹ ENTSO-E son las siglas en inglés para “Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad”

Para una explicación más exhaustiva y detallada del funcionamiento de cada uno de estos servicios en el sistema eléctrico español, gestionado por Red Eléctrica de España (REE), puede consultarse la fuente [1].

Si bien han sido las centrales hidroeléctricas y térmicas quienes tradicionalmente se han ocupado de la regulación en el sistema eléctrico español, en los últimos años se ha planteado la posibilidad de que este servicio sea ofrecido por generadores renovables y desde el lado de la demanda.

En el informe de la Tarea 1.1. de este proyecto [4] se describe una serie de productos de Respuesta de la Demanda (RD) implementados en diversos países de Europa y en Estados Unidos, con especial énfasis a los productos que se aplican a los servicios complementarios de cada uno de estos países. Una de las características que comparten casi todos los mercados estudiados en dicho informe es el hecho de permitir la agregación de la demanda para la participación en estos servicios.

Como se verá en mayor detalle en el punto 4 de este informe, la figura del agregador puede intervenir para facilitar el acople de ofertas de distinta flexibilidad, habilitando a un grupo de unidades de consumidores para participar como uno solo en el mercado. Esta posibilidad es especialmente interesante cuando los requisitos técnicos de un servicio son más exigentes, esto es, se requiere una capacidad mínima de oferta o una velocidad de respuesta muy rápida.

2. DEFINICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS REQUISITOS DE REE

En esta sección se enumeran y definen todos los parámetros que REE exige para la participación en los servicios de Gestión de Desvíos, Regulación Secundaria y Regulación Terciaria. Esto incluye todos los requisitos técnicos que habilitan a un agente como proveedor del servicio y los requisitos mínimos que debe cumplir una oferta para ser aceptada en el mercado de regulación correspondiente. Asimismo, en esta sección se ofrecen algunos datos estadísticos relevantes sobre las ofertas en los diferentes mercados, como los precios de remuneración o los tamaños mínimos diarios de las ofertas. Este capítulo se ha elaborado a partir de la información proporcionada a través del Servicio de Información del Operador del Sistema e-sios [5].

2.1. Definición de requisitos

En cuanto a los requisitos técnicos, existe una serie de parámetros que caracterizan el servicio y que deben ser cumplidos por el proveedor del mismo para poder acceder al mercado de regulación correspondiente. Por otro lado, las ofertas en sí mismas también deben reunir ciertas características para ser aceptadas en sus respectivos mercados de regulación. En los casos en los que el parámetro sea un valor cuantitativo, las unidades correspondientes están expresadas junto al nombre del mismo, entre corchetes.

- **Carácter (potestativo/obligatorio).** Un servicio es de carácter potestativo cuando los sujetos no tienen la obligación de proveerlo, quedando su cumplimiento a voluntad de estos. Por el contrario, un servicio se considera obligatorio cuando los sujetos están forzados por la regulación a ofrecerlo. A modo de ejemplo, la regulación primaria en España es un servicio obligatorio y no remunerado.
- **Tipo de activación.** Los servicios complementarios pueden activarse de forma manual o automática. Normalmente la activación manual se hace tras una notificación que avisa a los operarios para que apliquen el protocolo de actuación pertinente. Por otro lado, la activación automática se hace mediante señales enviadas por el operador del sistema, que llegan directamente a los controladores del generador, activándolo.
- **Momento de presentación de ofertas.** Dependiendo del tipo de servicio, las ofertas pueden ser presentadas bien en un horario fijo o bien en uno variable. Por ejemplo, existen mercados en los que las ofertas se pueden presentar hasta cierta hora y otros que se convocan solo cuando REE así lo requiere.
- **Forma de notificación.** Cuando el operador del sistema requiere la activación del servicio, puede hacerlo por diversos canales

comunicativos, como el correo electrónico, la llamada telefónica u otros medios específicamente diseñados para tal fin (SCECI).

- **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 comprometida.
- **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 llegar desde su demanda o producción de referencia hasta el punto de funcionamiento definido por la acción de regulación. 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.
- **Número de horas de activación al año.** Este concepto hace referencia a la cantidad de horas anuales que un servicio de regulación es activado. Servicios de activación continua, como la Regulación Secundaria, son activados con mayor frecuencia que los servicios de activación manual, como la Gestión de Desvíos o la Regulación Terciaria.
- **Capacidad mínima de oferta [MW].** Se trata del tamaño mínimo de la acción que una unidad debe ser capaz de ofertar para poder cualificarse y tener acceso al mercado de regulación correspondiente. No coincide necesariamente con el tamaño mínimo de la oferta.
- **Tamaño mínimo de la oferta [MW] (ΔP_{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.
- **Precio de remuneración por banda de regulación [€/MW].** En los mercados en los que existe un mecanismo de retribución por capacidad (o disponibilidad), este es el precio que las unidades perciben por cada MW reservado para ejercer la acción de regulación.
- **Precio de remuneración por energía [€/MWh].** En los mercados en los que existe un mecanismo de retribución por energía efectivamente intercambiada (o utilización), este es el precio que las unidades perciben por cada MWh entregado o consumido durante la acción de regulación.

2.2. Requisitos de la Regulación Secundaria

La Regulación Secundaria es un servicio potestativo que mantiene de forma automática el equilibrio generación-demanda de electricidad, corrigiendo los desvíos respecto al intercambio internacional y manteniendo la frecuencia de la red en los 50 Hz. La activación de este servicio se hace mediante señales enviadas por el Regulador Maestro del Operador del Sistema, que se encuentra

en el Centro de Control Eléctrico (Cecoel). En caso de que este no esté disponible, el servicio se activa desde el Centro de Control de Red (Cecore).

La Regulación Secundaria tiene la particularidad de que las unidades que proveen este servicio deben estar agrupadas en zonas de regulación, que consisten en agrupaciones de generadores por proximidad geográfica que actúan de forma conjunta y que suelen pertenecer a la misma empresa. Cada zona de regulación recibe una consigna que un regulador maestro distribuye entre los generadores de su zona para cumplir en el tiempo requerido con las acciones de control solicitadas [6].

Para poder acceder al mercado de Regulación Secundaria, las unidades deben probar una capacidad de oferta de, al menos, 10 MW, además de cumplir con una serie de requerimientos formales detallados en el Anexo I del Procedimiento de Operación 7.2 Regulación Secundaria [7] y de superar una serie de pruebas, detalladas en la legislación estatal [8].

El tiempo de respuesta se compone de 20 segundos de notificación más un máximo de 100 segundos de rampa de potencia, con lo que la activación total debe darse en 2 minutos como máximo desde el incidente que produce un desequilibrio. La activación de estas acciones tiene una duración máxima de 15 minutos [2].

Los agentes cualificados pueden presentar ofertas de Regulación Secundaria hasta las 16:00 del día D-1, o hasta 75 minutos después de la publicación del Programa Diario Viable Provisional² (PDVP). La información que debe estar contenida en cada oferta es la siguiente:

- Oferta de reserva a subir y a bajar para cada hora del día D (MW)
- Precio de la banda de regulación para cada hora del día D (€/MW)
- Variación de la energía necesaria respecto del PDVP (+/- MWh)

La adjudicación se hace a los 30 minutos del cierre del mercado y se considera firme, por lo que las unidades que han resultado adjudicatarias adquieren la responsabilidad de activar el servicio a petición de REE, dentro de los horarios establecidos.

Cuando llega el momento del suministro, las necesidades de regulación se distribuyen entre todas las zonas de regulación, de forma proporcional a la banda de regulación asignada [7].

La retribución del servicio se hace por tres términos:

- Banda de regulación asignada, según el precio marginal resultante del mercado de regulación secundaria

² PDVP: Es el programa diario, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas al Programa Diario Base (PBC) que resuelven las restricciones técnicas. El PBC es el programa de generación y demanda con desglose horario suministrado por OMIE y obtenido como casación horaria de las ofertas de generación y demanda. También se incluye en el PBC la programación de energía exenta de la obligación de ser presentada en el mercado diario [20]

- Energía efectiva neta intercambiada, valorada al precio marginal de la energía de regulación terciaria que habría sido necesario asignar para sustituir a esta energía de regulación secundaria
- Variación de reserva de regulación secundaria, valorada al precio marginal resultante del mercado de regulación secundaria mayorada por un coeficiente de valor igual a 1,5.

Para más información respecto a la asignación de ofertas y el procedimiento para obtener estos precios, además de la consulta de ejemplos ilustrativos, puede acudir a la fuente [1].

En la Tabla 1 se recogen los valores y características de los principales parámetros del servicio de Regulación Secundaria. Los precios medios y las horas de activación han sido obtenidas utilizando todos los datos del año 2019 [5].

Tabla 1: Principales parámetros del servicio de Regulación Secundaria

Parámetro	Valor o atributo
Carácter	Potestativo
Nomenclatura ENTSO-E	aFRR
Tipo de activación	Automática, Regulador Maestro en Cecoel o Cecore
Presentación de ofertas	Antes de las 16:00 del día D-1 o 75 minutos después de la publicación del PDVP
Tiempo de respuesta máximo	120 s (20 s de notificación + 100 s de rampa de potencia)
Duración máxima	15 min
Duración media	Por obtener
Capacidad mínima de oferta	10 MW
Tamaño mínimo medio de oferta	10 MW (<i>fuentes: e-sios</i>)
Precio medio banda de regulación	8,14 €/MW
Precio medio energía a subir	50,23 €/MWh
Precio medio energía a bajar	40,77 €/MWh)
Horas de activación al año	8514 (a subir) 8684 (a bajar)

A modo de ejemplo, la Figura 1 representa una adjudicación hipotética de banda de Regulación Secundaria a una central, comprendida entre las 10 y las 14 horas.

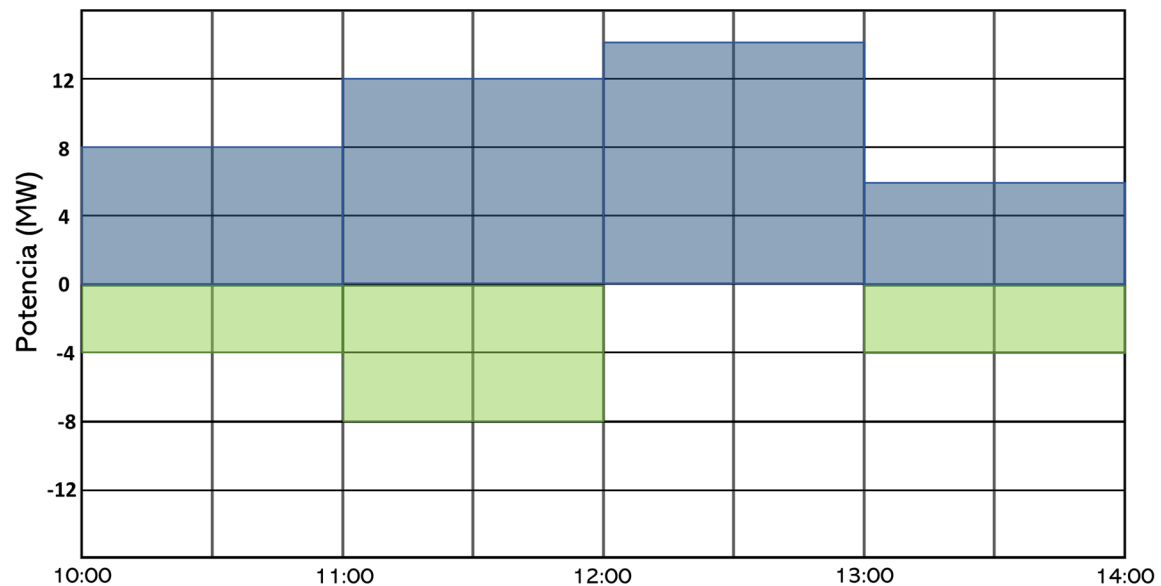


Figura 1: Asignación de banda de Regulación Secundaria a una central

La reserva de potencia a subir se ha representado en color azul, mientras que la reserva de potencia a bajar se ha representado en color verde.

Los valores de potencia del eje de ordenadas (con su signo) indican la variación de potencia que la central debería hacer respecto a su programación para proveer el servicio de regulación. Por el hecho de haber recibido la adjudicación, la central hipotética recibiría un pago por cada MW reservado, cuyo precio dependería de los resultados del mercado de Regulación Secundaria. Cabe destacar que, en todo momento, la potencia reservada es mayor o igual a 10 MW, considerando la suma de potencia a subir y a bajar y respetando los valores mínimos de oferta indicados en la Tabla 1.

En la Figura 2, se observa una acción de Regulación Secundaria de subida de potencia, cuya duración se corresponde con la duración máxima exigible en este servicio (15 minutos). El servicio se activa entre las 11 y las 12 horas, cuando la unidad tenía asignados 12 MW de potencia a subir. T_{NOT} es el tiempo de notificación (20 segundos), T_{RAM} es el tiempo de rampa de potencia (100 segundos) y T_{RES} es el tiempo total de respuesta (120 segundos).

En este caso, la central estaría produciendo su potencia programada para venta en cualquier mercado convencional (diario, intradiario, bilaterales, etc.), que según el gráfico serían 12 MW, más otros 12 MW durante 15 minutos, lo que se traduce en 3 MWh de energía de Regulación Secundaria, y cobraría por esta energía a un precio dependiente de los resultados del mercado de Regulación Terciaria para la hora correspondiente. Si además la central hubiese introducido cambios en su reserva de Regulación Secundaria con respecto a la adjudicación recibida el día D-1, obtendría una remuneración extra (aumento de reserva) o una obligación de pago (disminución de reserva) por los MW de

diferencia, valorados a un precio 1,5 veces mayor que el precio marginal correspondiente.

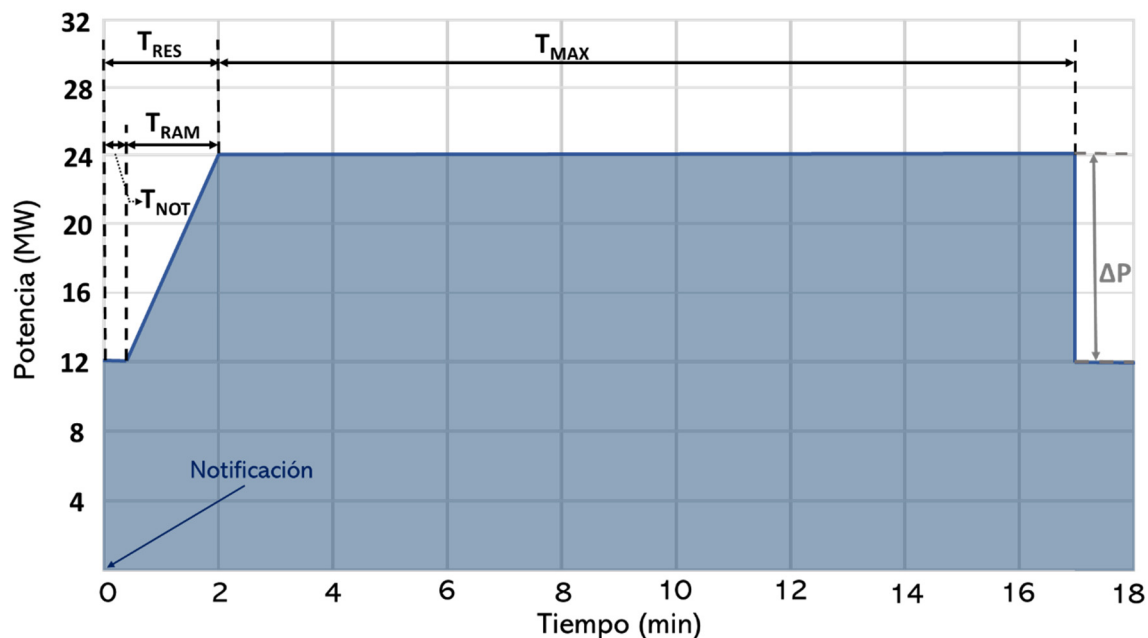


Figura 2: Requisitos temporales de Regulación Secundaria

En la Tabla 2 se recogen los precios medios horarios y mensuales de la banda de Regulación Secundaria, cuyas respectivas distribuciones están representadas en el Anexo de este informe.

Los precios medios horarios muestran una variabilidad algo menor que los precios medios mensuales, con valores comprendidos entre 5,40 €/MW y 11,77 €/MW en el primer caso y entre 5 €/MW y 13,79 €/MW en el segundo.

Respecto a la distribución completa de los precios, representada mediante diagramas de cajas y bigotes en los anexos, se observan precios bastante estables, si bien existen algunos puntos muy por encima de las medias (hasta 180 €/MW), pero estas singularidades se repiten con muy poca frecuencia a lo largo del año. Este precio ha sido superado únicamente una vez desde 2014, cuando en marzo de 2016 alcanzó los 200 €/MW [5].

Tabla 2: Precios medios de banda de Regulación Secundaria

Precios medios horarios				Precios medios mensuales	
Hora	€/MW	Hora	€/MW	Mes	€/MW
1	11,12	13	6,69	Enero	8,54
2	10,17	14	7,16	Febrero	7,74
3	8,80	15	7,83	Marzo	9,41
4	8,88	16	8,04	Abril	11,02
5	9,30	17	7,93	Mayo	8,76
6	11,75	18	7,56	Junio	5,62
7	11,77	19	7,17	Julio	5,47
8	9,75	20	6,14	Agosto	5,00
9	8,65	21	5,40	Septiembre	5,81
10	7,57	22	6,49	Octubre	6,88
11	6,54	23	8,33	Noviembre	9,68
12	6,42	24	10,03	Diciembre	13,79

A continuación, en la Tabla 3 y en la Tabla 4 se muestran los precios medios horarios y mensuales de la energía de Regulación Secundaria (retribución por utilización) a subir y a bajar, respectivamente. Las distribuciones completas de los precios horarios y mensuales de energía a subir y a bajar pueden encontrarse también en el Anexo.

Nuevamente, se observa en ambos casos una mayor variabilidad en la distribución mensual, con límites en la energía a subir de 38,51 €/MWh y 62,33 €/MWh y en la energía a bajar de 29,14 €/MWh y 53,77 €/MWh; mientras que, en las distribuciones horarias, los límites de la energía a subir son 44,33 €/MWh y 54,84 €/MWh y los de la energía a bajar son 36,16 €/MWh y 45,13 €/MWh.

Enero fue el mes de 2019 en el que la energía de Regulación Secundaria estuvo mejor retribuida (de media) y diciembre el mes en el que fue más asequible recomprarla. Por otro lado, los precios se situaron cerca de sus valores máximos alrededor de las 21 horas, y cerca de los mínimos alrededor de las 4 horas.

Además, el 7 de mayo de 2019 a las 20 horas se dio un hecho muy destacable: se alcanzó un precio de casi 11.500 €/MWh de energía de Regulación Secundaria, un valor 200 veces superior a la media de los últimos 6 años. Este valor ha sido suprimido de la gráfica correspondiente en el Anexo para facilitar la observabilidad del mismo.

Tabla 3: Precios medios de utilización de Regulación Secundaria a subir

Precios medios horarios				Precios medios mensuales	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Mes	€/MWh
1	48,90	13	51,62	Enero	62,33
2	46,82	14	51,06	Febrero	56,16
3	44,81	15	49,23	Marzo	51,00
4	44,48	16	48,31	Abril	53,77
5	44,36	17	48,48	Mayo	53,18
6	47,71	18	51,32	Junio	50,57
7	50,64	19	53,81	Julio	53,07
8	52,34	20	53,79	Agosto	45,53
9	51,57	21	53,59	Septiembre	44,23
10	51,50	22	54,84	Octubre	49,22
11	51,31	23	52,54	Noviembre	45,20
12	51,19	24	51,48	Diciembre	38,51

Tabla 4: Precios medios de utilización de Regulación Secundaria a bajar

Precios medios horarios				Precios medios mensuales	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Mes	€/MWh
1	40,56	13	43,77	Enero	53,77
2	38,62	14	42,47	Febrero	46,96
3	37,48	15	41,17	Marzo	40,28
4	36,84	16	40,59	Abril	40,43
5	36,16	17	40,80	Mayo	40,98
6	36,50	18	40,91	Junio	41,82
7	37,49	19	42,67	Julio	44,78
8	40,66	20	43,12	Agosto	38,39
9	42,88	21	45,13	Septiembre	35,09
10	43,50	22	41,84	Octubre	40,59
11	43,28	23	40,18	Noviembre	36,98
12	43,63	24	39,30	Diciembre	29,14

2.3. Requisitos de la Regulación Terciaria

La Regulación Terciaria es un servicio potestativo de oferta obligatoria que sirve para restituir la reserva de Regulación Secundaria y controlar el equilibrio generación-consumo, colaborando en la mantención de la frecuencia en los 50 Hz.

Se define como la variación máxima de potencia a subir (centrales de generación) o a bajar (centrales de bombeo) que una unidad es capaz de efectuar con un tiempo de respuesta máximo de 15 minutos y mantener durante al menos 2 horas [2]. Este servicio se activa de forma manual.

Para poder acceder al mercado de Regulación Terciaria, las unidades interesadas deben probar una capacidad de oferta de 10 MW, además de cumplir una serie de requerimientos formales detallados en el punto 4. Proveedores del servicio del Procedimiento de Operación 7.3 Regulación Terciaria [9].

REE publica los requerimientos de reserva de Regulación Terciaria antes de las 21 horas del día D-1 y las ofertas deben ser presentadas antes de las 23 horas de ese mismo día. Todos los sujetos del mercado habilitados para prestar este servicio están obligados a presentar ofertas por toda su reserva de Regulación Terciaria disponible, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente. Estas ofertas deben incluir:

- Reserva de Regulación Terciaria disponible, a subir o a bajar, para cada periodo de programación del día siguiente (MW).
- Precio ofertado por la energía a subir (venta) o bajar (compra), para cada periodo de programación del día siguiente (€/MWh).

Sólo se admiten ofertas que abarquen todos los periodos de programación del día siguiente, lo cual puede suponer una barrera para la participación de la RD, ya que algunos PVRD podrían no tener disponibilidad para ofrecer el servicio durante las 24 horas del día. Por otro lado, estas ofertas pueden ser modificadas dentro del día de suministro por diversas causas justificadas, como la utilización de esta reserva en asignaciones del mercado intradiario, el mercado de Regulación Secundaria o el mercado de Gestión de Desvíos, o por indisponibilidad. Estas modificaciones pueden realizarse hasta 25 minutos antes del comienzo del periodo de programación correspondiente [9].

La retribución del servicio se hace únicamente por la energía efectiva neta intercambiada, calculada a partir de la potencia entregada y la duración de la acción de regulación.

En la fuente [1] se puede encontrar una explicación detallada de la asignación de ofertas de Regulación Terciaria y de la obtención del precio percibido, así como ejemplos de cálculo ilustrativos.

En la Tabla 5 se recogen los valores y características de los principales parámetros del servicio de Regulación Terciaria. Los precios medios han sido calculados utilizando todos los datos del año 2019 [5].

Tabla 5: Principales parámetros del servicio de Regulación Terciaria

Parámetro	Valor o atributo
Carácter	Potestativo, de oferta obligatoria
Nomenclatura ENTSO-E	mFRR
Tipo de activación	Manual
Presentación de ofertas	Entre las 21:00 y las 23:00 del día D-1. Modificables hasta 25 minutos antes del periodo de programación correspondiente.
Tiempo de respuesta máximo	15 minutos
Duración máxima	2 horas
Duración media	Por obtener
Capacidad mínima de oferta	10 MW
Tamaño mínimo medio de oferta	Por obtener (hallados valores inferiores a 1 MW)
Precio medio energía a subir	55,38 €/MWh
Precio medio energía a bajar	35,27 €/MWh
Horas de activación al año	3610 (a subir) 2309 (a bajar)

En la Figura 3 se representa una acción hipotética de bajada de potencia (aumento de consumo) de una central de bombeo cuya duración es la máxima exigible para este servicio (2 horas) y una potencia de 4 MW (inferior a 10 MW). La nomenclatura seguida es la misma que en el caso de Regulación Secundaria, con la excepción de que en el procedimiento de operación de Regulación Terciaria no se habla de “tiempo de rampa de potencia”. Sin embargo, en la práctica es físicamente imposible cambiar el perfil de consumo o de producción de potencia de forma instantánea, por lo que cada central deberá asegurar que su rampa de potencia ha terminado antes de que transcurran 15 minutos desde la notificación, habiendo alcanzado la activación máxima para entonces.

En esta acción, la central de bombeo estaba consumiendo 2 MW de potencia de la red, y al activar el servicio, pasa a consumir 4 MW de potencia, constituyendo un servicio de bajada de potencia de 2 MW. Debe anotarse que la figura representa una acción ideal, con un cambio de consumo instantáneo que en la práctica no podría darse, dado que las centrales tienen inercia propia, ya sea debido a los límites físicos de los generadores o del recurso, como cualquier otro generador o consumidor.

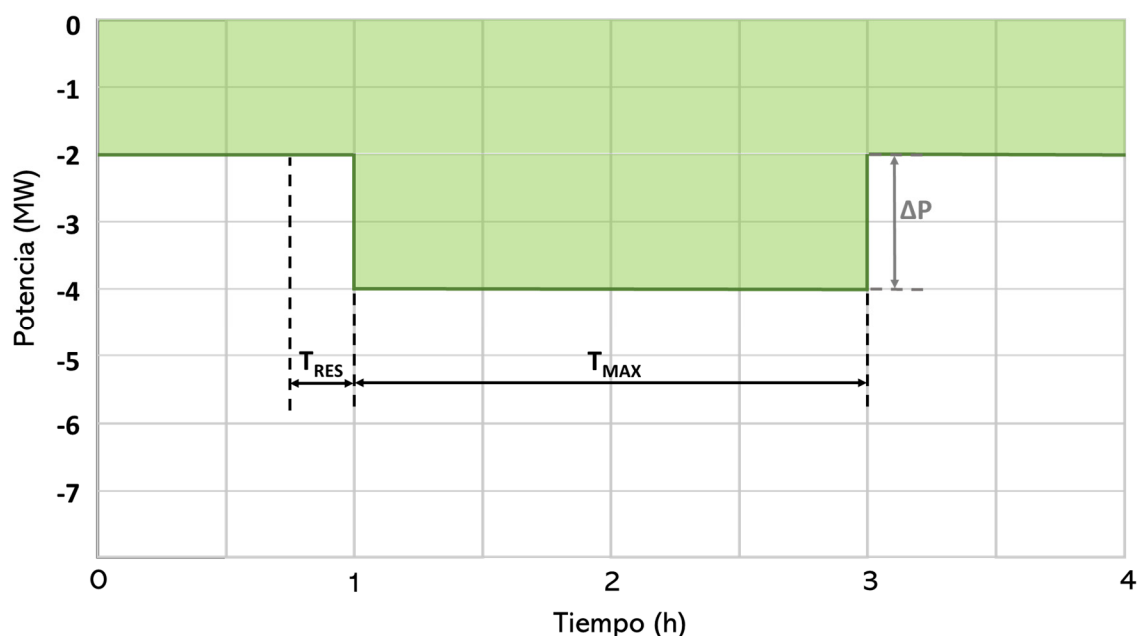


Figura 3: Requisitos temporales de Regulación Terciaria

A continuación, la Tabla 6 y la Tabla 7 representan los precios medios horarios y mensuales de la energía de Regulación Terciaria a subir y a bajar, respectivamente. Las distribuciones completas pueden encontrarse en el Anexo B de este informe.

Tabla 6: Precios medios de Regulación Terciaria a subir

Precios medios horarios				Precios medios mensuales	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Mes	€/MWh
1	52,40	13	57,51	Enero	67,38
2	51,58	14	55,97	Febrero	59,15
3	47,50	15	55,00	Marzo	54,31
4	47,22	16	53,66	Abril	57,93
5	49,36	17	54,97	Mayo	57,26
6	52,94	18	56,95	Junio	54,02
7	56,06	19	58,23	Julio	59,00
8	57,84	20	58,82	Agosto	53,80
9	57,22	21	58,65	Septiembre	49,63
10	56,99	22	58,42	Octubre	55,48
11	57,48	23	56,57	Noviembre	53,89
12	58,59	24	55,46	Diciembre	42,73

Tabla 7: Precios medios de Regulación Terciaria a bajar

Precios medios horarios				Precios medios mensuales	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Mes	€/MWh
1	33,14	13	38,86	Enero	48,08
2	30,60	14	39,05	Febrero	43,54
3	27,74	15	36,72	Marzo	36,18
4	26,23	16	35,23	Abril	34,22
5	27,58	17	33,15	Mayo	31,11
6	30,32	18	34,92	Junio	37,39
7	33,36	19	39,18	Julio	40,35
8	37,00	20	39,45	Agosto	35,64
9	36,76	21	41,39	Septiembre	30,02
10	39,53	22	39,87	Octubre	35,84
11	39,79	23	38,02	Noviembre	30,97
12	40,68	24	33,97	Diciembre	19,91

Siguiendo la tendencia de la Regulación Secundaria, los precios mensuales muestran una mayor variación en este caso que los precios horarios.

Los precios medios mensuales se encuentran, para la energía a subir, entre los 42,73 €/MWh y los 67,38 €/MWh; y para la energía a bajar, entre los 19,91 €/MWh y los 48,08 €/MWh. Por otro lado, los límites de los precios horarios se sitúan, para la energía a subir, en 47,22 €/MWh y 58,82 €/MWh; y para la energía a bajar, en 26,23 €/MWh y 41,39 €/MWh.

Por otro lado, los meses y horas correspondientes a los precios más favorables también coinciden con los de la Regulación Secundaria.

Se puede advertir que los precios medios de Regulación Terciaria resultan más favorables que los precios medios de Regulación Secundaria (los precios de subida de potencia son mayores, y los de bajada son menores). Esto se debe al hecho de que el servicio de Regulación Terciaria se activa con menor frecuencia que el servicio de Regulación Secundaria, el cual es activado cerca de las 8760 horas que tiene un año (ver Tabla 1). Concretamente, los servicios de bajada de potencia fueron requeridos durante 2309 horas y los de subida durante 3610 horas, a lo largo de 2019. Esto motiva el hecho de que las medias obtenidas para la Regulación Terciaria, calculadas usando precios en horas de mayor demanda, resulten más beneficiosas que las medias de Regulación Secundaria, utilizada también durante momentos de menor demanda de regulación y, por tanto, con precios menos favorables.

En cualquier caso, debe recordarse que el servicio de Regulación Secundaria, a diferencia de la Regulación Terciaria, también es retribuido por el concepto de capacidad.

2.4. Requisitos de la Gestión de Desvíos

La Gestión de Desvíos es un servicio potestativo que REE convoca cuando detecta una diferencia entre demanda prevista y programación de la generación superior a 300 MW. Por tanto, el objetivo de este servicio es resolver grandes desvíos previsibles entre producción y consumo.

Se define como la energía horaria a subir (centrales de generación) o a bajar (centrales de bombeo) que una unidad es capaz de proporcionar considerando un tiempo de activación de 30 minutos [9].

Para poder acceder al mercado de Gestión de Desvíos, las unidades interesadas deben probar una capacidad de oferta de 10 MW, además de cumplir una serie de requerimientos formales detallados en el punto 4. Proveedores del servicio del Procedimiento de Operación 3.3 Gestión de Desvíos [9].

Tras la asignación de reserva de Regulación Secundaria, las unidades pueden presentar ofertas en el mercado de Gestión de Desvíos para todos los periodos de programación del día siguiente. Estas ofertas pueden modificarse hasta 55 minutos antes del inicio de la hora de suministro, y contendrán la siguiente información:

- Periodo horario
- Número de bloque (hasta 10)
- Energía por bloque (MWh)
- Precio de la energía ofertada en cada bloque (€/MWh)

Durante la hora previa a cada hora de suministro, REE efectuará la estimación del requerimiento de Gestión de Desvíos previsto para la siguiente hora, comparando el Programa Horario Final Definitivo³ (PHFC) con su mejor previsión de la demanda. En caso de considerar que es necesario activar el servicio, REE comunicará a las unidades que han resultado adjudicatarias su nueva programación al menos 30 minutos antes de la hora de suministro.

La retribución del servicio se hace únicamente por la energía efectiva neta intercambiada, que equivale a la modificación de la programación de cada unidad.

En la fuente [1] se puede encontrar una explicación detallada de la asignación de ofertas de Gestión de Desvíos y de la obtención del precio percibido, así como ejemplos de cálculo ilustrativos.

La Tabla 8 recoge los valores y características de los principales parámetros del servicio de Gestión de Desvíos. Los precios medios han sido calculados utilizando todos los datos del año 2019 [5].

³ PHFC: Es la programación establecida por REE tras cada una de las sesiones del mercado intradiario [21].

Tabla 8: Principales parámetros del servicio de Gestión de Desvíos

Parámetro	Valor o atributo
Carácter	Potestativo
Nomenclatura ENTSO-E	RR
Tipo de activación	Manual
Presentación de ofertas	A partir de la adjudicación de reserva de Regulación Secundaria (normalmente 16:30). Modificable hasta 55 minutos antes de la hora de suministro.
Tiempo de respuesta máximo	30 minutos
Duración máxima	1 hora
Duración media	Por obtener
Capacidad mínima de oferta	10 MW
Tamaño mínimo medio de oferta	Por obtener (hallados valores de menos de 1 MW)
Precio medio energía a subir	53,19 €/MWh
Precio medio energía a bajar	36,41 €/MWh
Horas de activación al año	3611 (a subir) 1675 (a bajar)

En la Figura 4 se ha representado una acción de subida de potencia de Gestión de Desvíos, en la que una central hipotética pasa de producir 4 MW a producir 12 MW, tras una notificación de 20 minutos. La acción tiene una duración de una hora y constituye una subida de potencia neta de 8 MW.

Nuevamente, la situación representada en el gráfico es de carácter ideal, pues no es posible aumentar 8 MW la potencia generada de forma instantánea.

La Tabla 9 y la Tabla 10 representan los precios medios horarios y mensuales del servicio de Gestión de Desvíos a subir y a bajar, respectivamente. La tendencia seguida por estos precios es la misma observada en la Regulación Secundaria y Terciaria, mayor variación entre diferentes meses que entre diferentes horas, precios más altos para la venta de energía en enero y entorno a las 21 horas, y precios más bajos para la compra en diciembre y en las horas de la madrugada (sobre las 6).

En este caso, los límites para los precios medios mensuales de la energía a subir están en 44,52 €/MWh y 66,55 €/MWh, y para la energía a bajar en 19,47 €/MWh y 49,38 €/MWh. Por otra parte, los precios medios horarios de la energía a subir están comprendidos entre 48,22 €/MWh y 58,77 €/MWh, y los de la energía a bajar entre 28,33 €/MWh y 39,68 €/MWh.

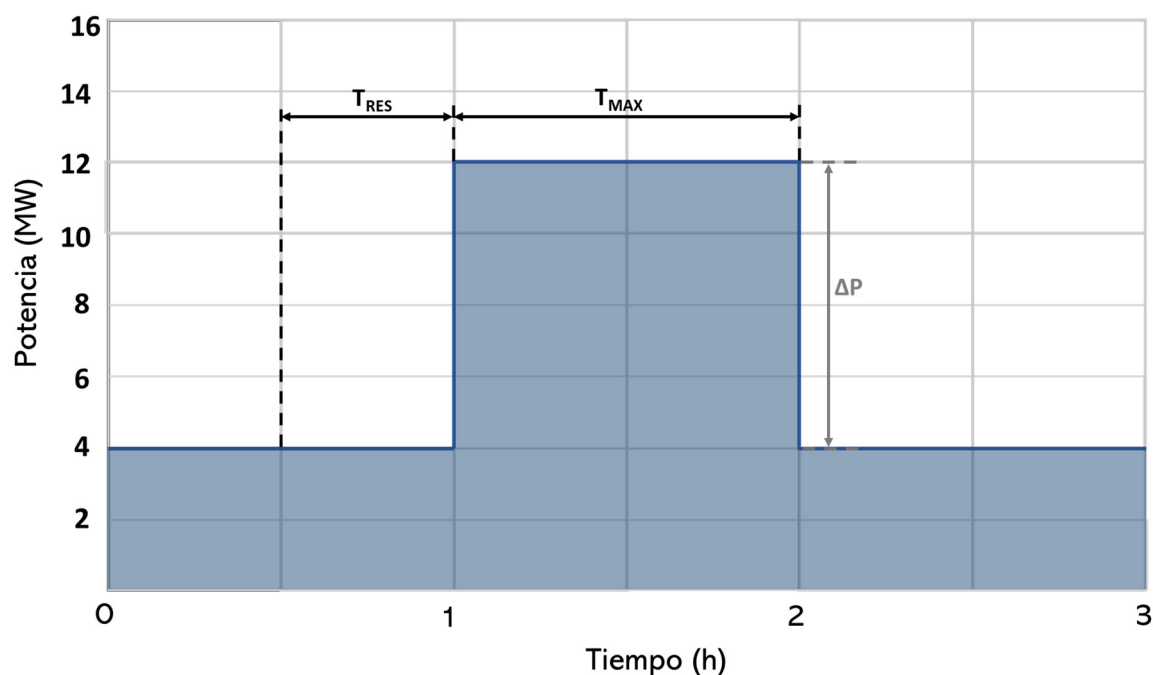


Figura 4: Requisitos temporales de Gestión de Desvíos

Estos precios sugieren que el servicio de Gestión de Desvíos estaría mejor retribuido que los otros dos servicios de regulación estudiados. Sin embargo, debe apuntarse que este servicio tiene un carácter más imprevisible, pues se activa sólo cuando REE así lo requiera, por lo que los proveedores del servicio tienen en principio más dificultades para prepararse.

Tabla 9: Precios medios de Gestión de Desvíos a subir

Precios medios horarios				Precios medios mensuales	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Mes	€/MWh
1	50,53	13	56,49	Enero	66,55
2	49,32	14	55,67	Febrero	58,61
3	48,68	15	53,87	Marzo	53,77
4	48,22	16	53,75	Abril	56,71
5	48,73	17	54,38	Mayo	55,74
6	49,30	18	55,07	Junio	53,34
7	52,75	19	56,93	Julio	57,35
8	55,89	20	58,23	Agosto	51,10
9	57,48	21	58,77	Septiembre	48,79
10	57,41	22	57,42	Octubre	53,79
11	56,74	23	55,73	Noviembre	51,43
12	56,65	24	53,81	Diciembre	44,52

Tabla 10: Precios medios de Gestión de Desvíos a bajar

Precios medios horarios				Precios medios mensuales	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Mes	€/MWh
1	33,43	13	37,92	Enero	49,38
2	32,92	14	39,42	Febrero	45,76
3	30,98	15	38,84	Marzo	38,48
4	31,34	16	38,26	Abril	38,19
5	30,82	17	36,88	Mayo	34,66
6	28,33	18	38,36	Junio	38,41
7	29,85	19	39,68	Julio	40,34
8	33,22	20	39,61	Agosto	34,68
9	36,36	21	38,98	Septiembre	31,36
10	38,64	22	38,68	Octubre	34,75
11	37,99	23	34,02	Noviembre	31,41
12	38,03	24	35,70	Diciembre	19,47

3. DEFINICIÓN DE PARÁMETROS DE LOS PRODUCTOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA

En esta sección se describen todos los parámetros necesarios para caracterizar un producto de RD haciendo posible la comparación de esta actividad con los requerimientos de un operador del sistema como REE. La información aquí presentada está basada en *Alcázar et al.* [10].

La RD es la habilidad de un consumidor de modificar su demanda eléctrica con respecto a su patrón habitual de consumo, constituyendo un servicio para un operador del sistema (como REE), para una empresa distribuidora o para cualquier otro agente que lo precise, y contribuyendo al mantenimiento de la fiabilidad y seguridad de la red eléctrica. También puede ser una acción que nazca como respuesta a las variaciones en el precio de la electricidad, por una motivación puramente económica.

A los consumidores que ofrecen este servicio se les conoce como Proveedores de Respuesta de la Demanda (PVRD). Por otro lado, la Gestión de la Demanda (GD) se define como la planificación, implementación y monitorización de las actividades vinculadas con la RD. A los agentes que utilizan los servicios de RD (operadores del sistema, empresas distribuidoras, etcétera), se les conoce como Solicitantes de Respuesta de la Demanda (SLRD).

A continuación, se enumeran y definen todos los parámetros que caracterizan un producto de RD que un PVRD es capaz de proporcionar. Cuando estos parámetros son compatibles con los requerimientos de un SLRD se dan las condiciones necesarias para que las dos partes puedan llegar a un acuerdo y poner en funcionamiento el mecanismo de RD, del que ambas obtendrán un beneficio. En la Figura 5 se representan todos los parámetros con un símbolo adjudicado entre paréntesis.

- Potencia flexible (ΔP_{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 consumo de la potencia detallada en dicha petición.
- Potencia extra previa a la acción de flexibilidad (ΔP_{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 (ΔP_{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 ΔP_{R2} .
- Duración de la recuperación (T_{REC}). Es el tiempo que el consumidor utiliza para recuperarse de la acción, durante el cual demanda ΔP_{R3} .
- Tiempo de rampa de potencia ($T_{RAM,RD}$). Es el tiempo que el consumidor necesita para adaptar su consumo desde la *baseline* hasta el punto de consumo objetivo de la acción de RD. En otras palabras, es el tiempo de adaptación del consumo, desde el inicio de su modificación.
- Tiempos de operación. Se trata de los periodos en los que el PVRD ofrece sus servicios de RD, incluyendo tanto los días concretos como los horarios de disponibilidad dentro de cada día.
- Tiempo mínimo entre interrupciones. Este parámetro se define como el periodo de tiempo que debe pasar, como poco, entre dos acciones realizadas por el mismo PVRD. Este tiempo es siempre igual o mayor a: $T_{PRE} + T_{REC}$.
- Metodología para el cálculo del consumo de referencia o *baseline*. El consumo de referencia o *baseline* es una estimación de la curva de carga que el PVRD habría tenido si no hubiese realizado ninguna acción de RD y suele utilizarse para calcular la cuantía por la liquidación del servicio (especialmente cuando la retribución depende de un término de energía o utilización). Por lo tanto, la metodología para su cálculo debe ser exhaustiva y debe quedar reflejada en el contrato acordado por las dos partes [10].
- Forma de activación del servicio. La acción de RD puede ser activada generalmente de forma manual o automática.

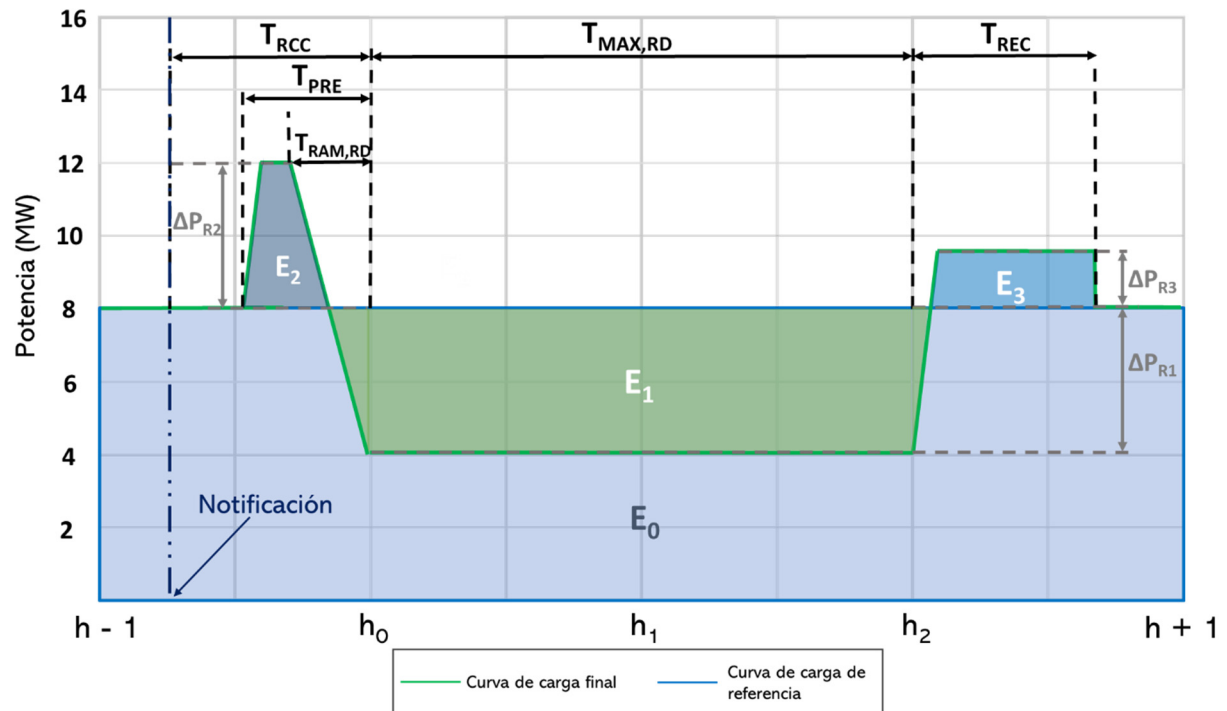


Figura 5: Parámetros que definen la flexibilidad de un PVRD. Adaptado de Alcázar *et al.* [10]

Respecto a la Figura 5, además de incluir la mayoría de los parámetros definidos, se representan los conceptos E_0 , E_1 , E_2 y E_3 , que se corresponden con la energía de referencia o *baseline*, la energía reducida en la acción de RD, la energía extra consumida durante la preparación y la energía extra consumida en la recuperación, respectivamente. Todas ellas deben ser conocidas para el cálculo de la retribución pertinente.

Los términos $h-1$ y $h+1$ marcan las horas anterior y posterior a la acción, mientras que los términos h_0 a h_2 marcan las horas de duración de esta.

Debe apuntarse que la Figura 5 ha sido elaborada para representar un producto de RD lo más genérico posible. En la práctica existen PVRD que no necesitan absorber energía antes y/o después de realizar una acción de RD, y normalmente las rampas de potencia pueden tener una duración mucho más corta que la de cualquier central térmica convencional, llegando a asemejarse más a un escalón que a una rampa propiamente dicha.

Además, para facilitar la comprensión del esquema, se ha representado una curva de carga de referencia plana, es decir, constante. En la práctica se puede utilizar un método más exhaustivo para obtener una *baseline* de perfil (o dinámica) que daría lugar a una retribución más precisa y, por tanto, más justa [11].

4. AGREGACIÓN EN LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD

En este capítulo se define la figura del agregador dentro del contexto de los mercados de electricidad y se explica el valor que puede aportar tanto al sistema como al sector público y privado. Además, se ilustra a través de ejemplos cómo un agregador puede conseguir que un grupo de PVRD actúe de forma conjunta para cumplir los requisitos técnicos de REE y participe de forma activa y eficiente en los servicios de regulación estudiados en este proyecto.

4.1. Definición y beneficios de la figura del agregador

Según [12], 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 múltiple:

- 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 regulación y colaboran en el abaratamiento de los costes de la electricidad. Además, al colaborar en la regulación del sistema, se favorece el desarrollo de las energías renovables no gestionables, con todas las ventajas económicas, sociales y medioambientales que ello conlleva.

Además, en [12], se discuten los tipos de valor asociados a la figura del agregador, entre los cuales destacan:

- Los valores fundamentales, que surgen a partir de la gestión de riesgos y el máximo aprovechamiento de las economías de escala y de alcance.
- Los valores transitorios, que colaboran en la evolución de los mercados favoreciendo la participación de los agentes y llenando vacíos de información nacidos de la complejidad de los sistemas eléctricos.
- Los valores de oportunidad, generan un beneficio económico privado aprovechando ineficiencias del mercado y la regulación del momento, a menudo generando un perjuicio de la eficiencia del sistema en su conjunto. Estos valores pueden mejorar la situación de un agente en particular, pero han de ser evitados para mejorar la eficiencia de todo sistema.

En cuanto a la gestión de la demanda, desde el punto de vista del sistema, los valores que resultan interesantes son los fundamentales y los transitorios. Por un lado, los valores fundamentales favorecen la participación de las empresas en los mercados de electricidad al aumentar el margen de beneficio, lo cual puede aportar crecimiento y desarrollo al sector. Por otro lado, los valores transitorios pueden colaborar en la implantación de cambios, la apertura de mercados y la participación de agentes en servicios como la RD, facilitando así la evolución del sistema hacia uno más competitivo y sostenible.

Por el contrario, los valores de oportunidad generan valor privado sin incrementar la eficiencia económica del mercado a partir del aprovechamiento de defectos en la legislación. Este tipo de valores puede restringir la competición, por lo que el diseño del mercado de regulación debe hacerse considerando este problema [12].

Existen diversos ejemplos de grandes empresas con años de experiencia que prueban la viabilidad económica del agregador como modelo de negocio, como *MP2 Energy* [13], *Enel X* [14], *Comverge* [15], *Enbala* [16] o *EcoFactor* [17].

4.2. Agregación para el cumplimiento de los requisitos técnicos de REE

Los requisitos técnicos de REE para la participación en los servicios de Gestión de Desvíos, Regulación Secundaria y Regulación Terciaria pueden suponer un importante obstáculo para la mayor parte de los posibles PVRD. Para los tres servicios existe un requisito común de capacidad de oferta mínima de 10 MW. Sin embargo, este requisito no significa que el tamaño mínimo de la oferta en el mercado de regulación correspondiente sea de 10 MW para todos los casos: de hecho, este valor es publicado a diario por REE junto con las necesidades de reserva del sistema [1].

Respecto al tiempo de respuesta, la Regulación Secundaria es el servicio más exigente, al requerirse una activación completa 2 minutos después de la notificación del mismo. Por su parte, la Regulación Terciaria y la Gestión de Desvíos precisan una respuesta completa a los 15 y a los 30 minutos de la notificación, respectivamente.

Por otro lado, desde el punto de vista de la duración máxima de la acción, la Regulación Terciaria es el servicio más exigente, pues puede durar hasta dos horas, mientras que la Regulación Secundaria y la Gestión de Desvíos tienen una duración máxima de 15 minutos y una hora, respectivamente. Sin embargo, la duración real de la acción no es fija, siendo determinada por el operador del sistema en el caso de la Regulación Secundaria y Terciaria, ya que REE puede dar la orden de terminar la acción antes de que finalice el periodo de programación en caso de no necesitar el recurso durante todo el periodo.

Frente a las dificultades técnicas que pueden experimentar muchos PVRD para cumplir todos estos requerimientos, la figura del agregador puede facilitar una solución eficaz y crear un recurso más flexible que los productos clásicos

ofertados por centrales térmicas [10], [18], [19]. Así, el agregador podría distribuir las ofertas de los PVRD que agrupa, incluyendo al principio de la acción las ofertas más rápidas, seguidas de unas de respuesta más lenta, etc. De esta forma, se conseguiría equilibrar las capacidades de los diferentes recursos de RD en un producto compuesto que cumpla los requisitos de REE de una forma técnica y económicamente viable.

A continuación, se presentan 4 casos en los que un agregador acopla las diferentes ofertas de subida de potencia (o disminución de consumo) de un conjunto de los PVRD para cumplir con los requisitos de REE en la ejecución de un servicio de Gestión de Desvíos.

Para el caso presentado se ha supuesto que el tamaño mínimo de la oferta exigido por REE es de 5 MW, y dado que se trata de un servicio de Gestión de Desvíos, el tiempo de respuesta y la duración de la acción son 30 minutos y 1 hora, respectivamente. El agregador combina las ofertas presentadas por 6 PVRD. Por simplicidad, se han obviado las rampas de potencia de cada producto en la representación de las ofertas agregadas.

4.2.1. Caso 1: mismas potencias y mismos tiempos

En el primer caso, se considera que todos los PVRD presentan ofertas de la misma capacidad y duración, concretamente acciones de 2,5 MW y 20 minutos. Este es el caso más sencillo y su representación se puede ver en la Figura 6, que podría responder a una acción de Gestión de Desvíos de subida de potencia de 5 MW, con un tiempo de notificación de 30 minutos.

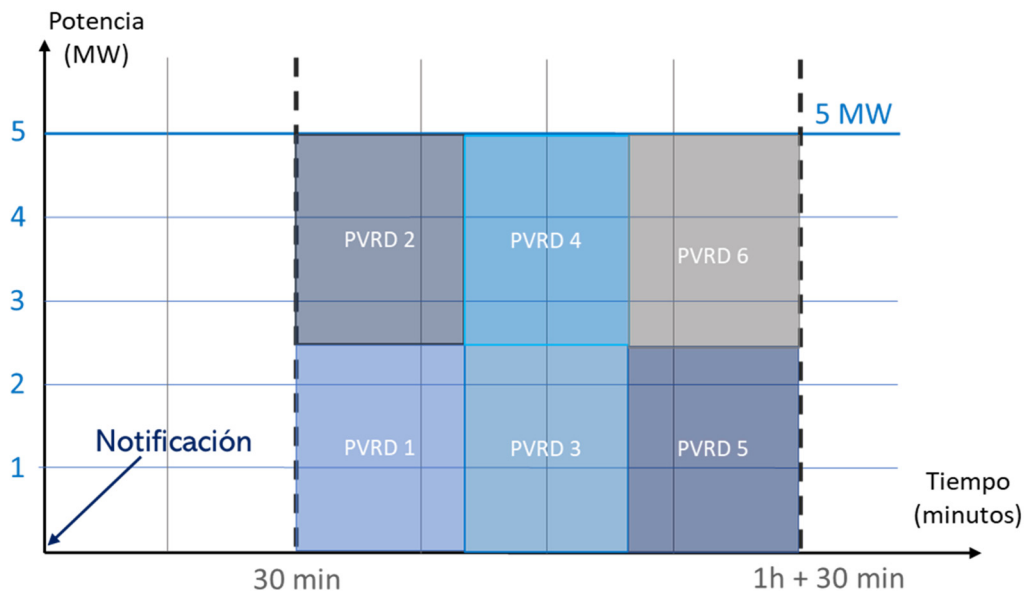


Figura 6: Caso mismas potencias y tiempos

Como se puede observar en el gráfico, todos los PVRD realizan una acción idéntica, siendo los momentos de inicio y final de la misma la única diferencia. Así, las acciones se han organizado en parejas de 20 minutos de duración para obtener una potencia constante de 5 MW durante toda la hora. El criterio para ordenar las ofertas podría ser la velocidad de respuesta de cada proveedor. Así, las ofertas de los PVRD 1 y 2 quedarían programadas al principio de la acción por necesitar menor tiempo de notificación que las de los PVRD 3 y 4.

4.2.2. Caso 2: mismas potencias y tiempos diferentes

En este caso se considera que todos los proveedores ofertan la misma potencia, pero con tiempos de duración diferentes, de forma que el agregador debe distribuir las acciones para que la suma de todas ellas sea de una hora, con una potencia constante de 5 MW.

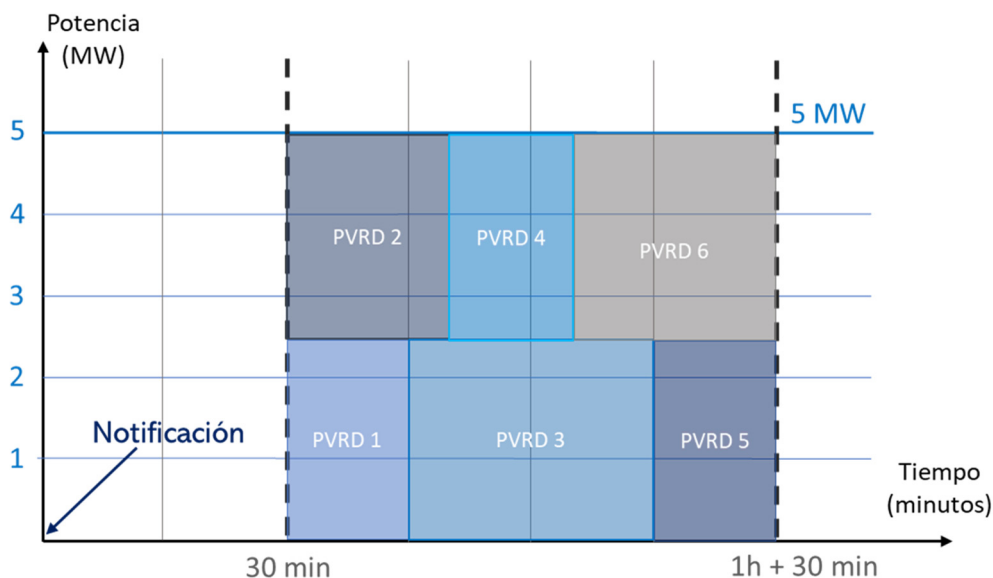


Figura 7: Caso mismas potencias y tiempos diferentes

Aquí, el agregador puede dividir la potencia total a suministrar de 5 MW en dos bloques de 2,5 MW y 1 hora de duración, equilibrando cada bloque con acciones de más o menos duración.

4.2.3. Caso 3: mismos tiempos y potencias diferentes

En este caso, la duración de todas las acciones es idéntica, pero cada PVRD oferta una potencia diferente, de forma que cada acción dura 20 minutos y deben ser distribuidas para obtener una acción total de 5 MW y 1 hora de duración.

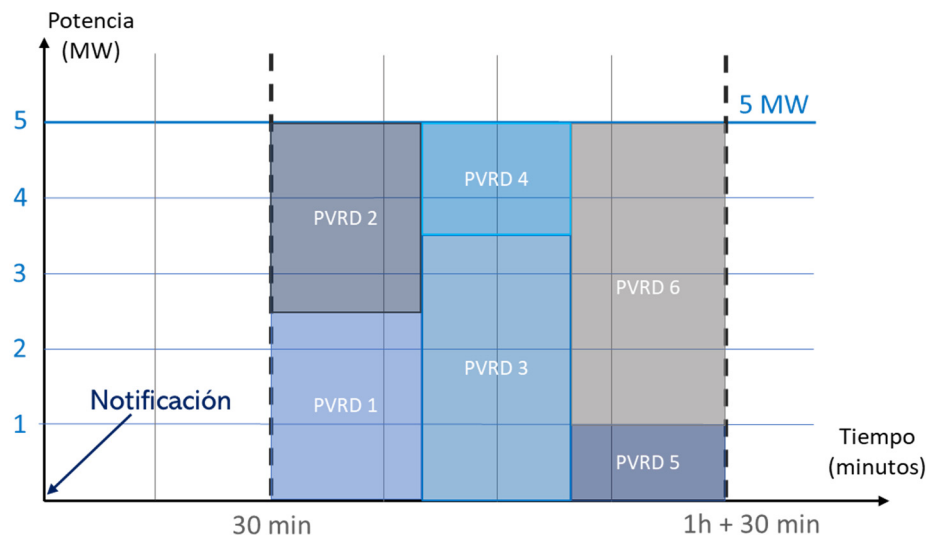


Figura 8: Caso mismos tiempos y potencias diferentes

Así, el agregador construye tres paquetes de acciones de 20 minutos y 5 MW a partir de la suma de acciones de menor potencia, pero misma duración.

4.2.4. Caso 4: potencias y tiempos diferentes

Finalmente, en el caso más complejo, no todas las ofertas coinciden en duración ni en potencia entregada, por lo que el agregador organiza sus recursos para que la suma de todas las acciones simultáneas sea 5 MW en todo momento, así como para conseguir una duración total de 1 hora.

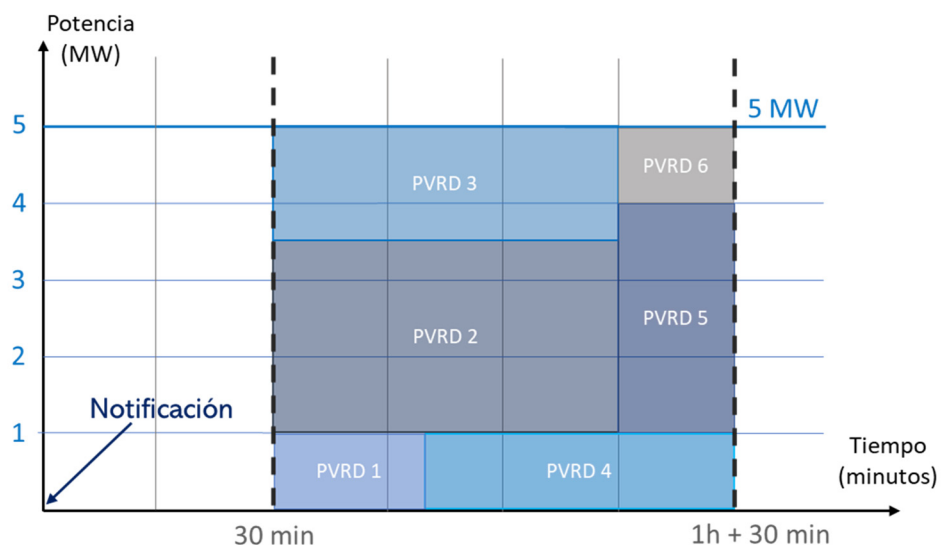


Figura 9: Caso potencias y tiempos diferentes

Como puede observarse, esta distribución es más heterogénea que las anteriores, ya que no existe ninguna oferta con las mismas características que otra. En este caso se puede ver claramente cómo el agregador puede acoplar las ofertas de proveedores más dinámicos y rápidos (PVRD 1, 2 y 3) con los más lentos (PVRD 4, 5 y 6), así como productos de mayor tamaño (PVRD 2, 3 y 5) con los más discretos (PVRD 1, 4 y 6), dando cabida a ofertas muy diversas.

4.3. Parámetros semejantes y parámetros por definir

Algunos de los parámetros técnicos que se exigen desde los servicios complementarios son claramente equiparables a ciertos parámetros que caracterizan los productos de RD. Sin embargo, existe también una serie de conceptos que no se consideran en los procedimientos de operación, y que son fundamentales para los PVRD. Esta sección explica las equivalencias que se establecen entre los parámetros de un lado y del otro, y remarca cuáles estarían pendientes de ser incluidos en la legislación que se aplica en los servicios complementarios. Las comparaciones y equivalencias explicadas en los puntos 4.3.1 y 4.3.2 se encuentran recogidas en formato de fórmulas matemáticas en la Tabla 11.

4.3.1. Tiempos

Por un lado, el tiempo de respuesta máximo que exigen los diferentes servicios de regulación (T_{RES}) se puede equiparar directamente con el tiempo de reacción que un consumidor necesita para prepararse para una acción de RD (T_{RCC}). Por lo tanto, sería condición necesaria (aunque no suficiente) que el tiempo de reacción de un producto fuese igual o menor que el tiempo de respuesta máximo exigido por un servicio para que ambos fueran compatibles. En el caso de la Regulación Secundaria, esto sería equivalente a decir que la suma del tiempo de notificación (T_{NOT}) más el tiempo de rampa de potencia (T_{RAM}) sea mayor o igual que el tiempo de reacción que necesita el consumidor.

Como ya se ha comentado, al existir la figura del agregador, este puede combinar ofertas más dinámicas con ofertas más lentas, de forma que incluso consumidores de respuesta tardía sean capaces de ofrecer respuestas eficaces a servicios exigentes.

Por otro lado, el tiempo máximo que un PVRD puede mantener una modificación de su potencia demandada ($T_{MAX, RD}$) se puede comparar directamente con la duración máxima de una acción de regulación (T_{MAX}). Concretamente, el primero debería ser igual o superior a la segunda, para garantizar que la acción puede ser mantenida durante todo el tiempo necesario.

Sin embargo, los tiempos de preparación (T_{PRE}) y recuperación (T_{REC}), así como el tiempo mínimo entre interrupciones son parámetros muy importantes en la caracterización de un producto de RD que no están presentes en los procedimientos de operación. Por lo tanto, estos conceptos deberían ser

añadidos, en principio, a la legislación vigente, para posibilitar la aplicación de la RD a los servicios de regulación.

Tabla 11: Equivalencias y relaciones entre parámetros de los servicios de regulación y parámetros de productos de RD

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}	$T_{MAX,RD}$	$T_{MAX,RD} \geq T_{MAX}$
ΔP_{min}	ΔP_{R1}	$\Delta P = \Delta P_{R1} \geq \Delta P_{min}$
ΔP		
Sin definir	ΔP_{R2}	
	ΔP_{R3}	
	T_{REC}	

4.3.2. Potencias

La potencia flexible de un consumidor (ΔP_{R1}) se puede vincular directamente con la potencia que demanda REE en cada uno de sus servicios (ΔP). Además, este parámetro debe cumplir los tamaños mínimos de las ofertas aplicables en cada uno de los mercados de regulación (ΔP_{min}). Nuevamente, un agregador puede actuar acoplando diversas ofertas para conseguir que la potencia total iguale o supere este tamaño mínimo:

$$P_{AGR} = \sum \Delta P_{R1,i} \geq \Delta P_{min} \quad (1)$$

En la expresión (1), P_{AGR} es la potencia flexible total de la que dispone un agregador, calculada como suma de cada consumidor i , cuya potencia flexible es $\Delta P_{R1,i}$.

Adicionalmente, y siguiendo el mismo principio, la capacidad de oferta mínima (que en todos los servicios estudiados es de 10 MW) es un obstáculo que la agregación podría solventar si la legislación lo permitiera.

Sin embargo, análogamente a los tiempos que no han sido considerados en los procedimientos de operación, tanto la potencia extra previa (ΔP_{R2}) como la

posterior (ΔP_{R3}) a la acción de flexibilidad son conceptos no definidos en la legislación y cruciales en la parametrización de un producto de RD, ya que al ser variaciones del consumo que van en sentido contrario a la acción principal, podrían desestabilizar más el sistema. Por lo tanto, es necesario que estos conceptos sean definidos y caracterizados claramente en la legislación aplicable. Todos estos comentarios están resumidos en la Tabla 11.

4.3.3. Otros

Además de los tiempos y las potencias relativas a las acciones de subida y bajada de potencia, hay otros parámetros cruciales para la caracterización de un producto de RD que no están definidos en los procedimientos de operación. Los más relevantes son el método de cálculo del *baseline* y los tiempos (u horarios) de operación.

- El método de cálculo de la *baseline* constituye la base para evaluar la retribución que una unidad recibe por el servicio prestado. Como tal, es uno de los parámetros que deben quedar fijados en el contrato entre PVRD y SLRD. En la actualidad, este concepto no aparece descrito en los procedimientos de operación porque la retribución correspondiente a una acción de regulación se puede calcular a partir de la programación de la unidad ejecutante.

En [11] se discuten distintas formas de abordar el cálculo de la *baseline*, concluyendo que la forma más justa de proceder es utilizar un enfoque dinámico utilizando datos correspondientes a unos 10 días de antelación. Además, en el caso del cálculo de la carga de referencia de los consumidores agrupados en torno a un agregador, se justifica que lo más beneficioso para favorecer la participación de los pequeños consumidores es calcular primero la *baseline* individual para después agregar todas estas en una que represente al agregador completo.

- Por otro lado, en la legislación vigente no se discrimina por horarios de operación, siendo obligatorio ejercer una acción de regulación⁴ solo cuando la unidad resulta adjudicataria en el mercado correspondiente. Sin embargo, para ciertos PVRD puede resultar interesante ofrecer el servicio solo dentro de unos horarios marcados (por ejemplo, solo durante el periodo punta, o solo en los meses más cálidos del año, etcétera). Si la legislación contemplara estos horarios, probablemente la participación de la RD en los servicios complementarios sería más activa.

⁴ Solo en los servicios estudiados. Otros servicios como la Regulación Primaria son obligatorios y no dependen de mecanismos de mercados.

5. CONCLUSIONES

Los servicios complementarios estudiados tienen una serie de exigencias técnicas que pueden suponer una barrera importante para la RD, desde tiempos de respuesta máxima de dos minutos en la Regulación Secundaria (ver 2.2) hasta tiempos de duración máxima de dos horas en la Regulación Terciaria (ver 2.3), pasando por las capacidades de oferta mínima de 10 MW en los tres servicios descritos. Estos requisitos perjudican y ponen en riesgo la participación efectiva de los PVRD en unos mecanismos de balance del sistema diseñados para que participen únicamente generadores.

Dadas las dificultades de cumplir todos estos requerimientos, un agregador puede proveer una solución eficaz a este problema, a partir de la combinación de diferentes productos de RD proporcionados por PVRD con distintas flexibilidades (ver sección 4). De esta forma, se puede conseguir que consumidores más grandes o pequeños, así como más rápidos o lentos, ofrezcan un único producto que pueda competir en flexibilidad y coste con las centrales de gran tamaño que históricamente han provisto este servicio.

No obstante, en este punto, existe una importante barrera legal que hace imposible la participación de agregadores como intermediarios en este tipo de servicios, y es precisamente la falta de apoyo regulatorio a los consumidores. Los procedimientos de operación correspondientes a los servicios estudiados se refieren a centrales de generación y de consumo de bombeo como únicos agentes que pueden ser habilitados para participar en la regulación del sistema. Esto excluye a cualquier otro tipo de consumidor y, por supuesto, no reconoce la figura del agregador de consumidores como intermediario. Por el contrario, la agregación de centrales generadoras sí que está reconocida, como es el ejemplo de las zonas de regulación que participan en el servicio de Regulación Secundaria. Por tanto, podría seguirse este principio para habilitar a los agregadores de consumidores, si bien es cierto que, en primera instancia, resulta primordial habilitar a los propios consumidores como proveedores de servicios de regulación.

Respecto a la compatibilidad de la RD y los servicios de regulación del sistema eléctrico español, los parámetros que caracterizan un producto de RD están claramente definidos, como se puede ver en la sección 3. Esto permite hacer una confrontación de estos parámetros con los requerimientos técnicos de REE para la participación en los servicios de regulación del sistema (ver 4.3). Sin embargo, dado que estos servicios fueron diseñados para ser provistos por grandes centrales de generación y de consumo de bombeo, la legislación aplicable no contempla algunos de los parámetros clave en la caracterización de productos de RD.

Así, parámetros como el tiempo de reacción, la duración máxima de una acción de RD y la potencia flexible (definidos para los productos de RD) son fácilmente equiparables al tiempo máximo de respuesta, la duración máxima de una acción de regulación y la variación de potencia consumida o producida en una central

(definidos en los procedimientos de operación correspondientes a cada servicio). Sin embargo, parámetros como la potencia extra a consumir antes y después de la acción, el método de cálculo de la *baseline* o la definición de horarios de operación carecen de contemplación en la legislación vigente.

Por otro lado, es imprescindible que, tras el diseño y parametrización de un producto de RD y antes de ponerlo en funcionamiento y hacerlo accesible para todos los PVRD que cumplan los requisitos correspondientes, se lleve a cabo un proyecto piloto para probar su funcionamiento y corregir errores. La experiencia en otros países demuestra que los productos de RD deben estar en continuo cambio y ser adaptados [4]. Algunos servicios de regulación abiertos a la RD en países como Suiza o Suecia tienen una baja participación del lado de la demanda, probablemente debido a fallos en el diseño del producto. Para corregir estos problemas, países como Holanda, Francia y Reino Unido desarrollan proyectos piloto previamente a la apertura de los mercados a todos los PVRD.

Como consecuencia de lo expuesto en el informe, la RD es un recurso potencialmente útil y con múltiples beneficios para los consumidores, el operador del sistema y el sector energético, pero la actual legislación impone demasiados obstáculos para su correcto desarrollo. A partir de ciertos cambios legislativos que incluyen la apertura de los mercados y el reconocimiento del agregador de consumidores como agente participante en estos se puede favorecer la gestión de la demanda. No debe olvidarse, sin embargo, que este proceso debe hacerse con prudencia, utilizando herramientas como los proyectos piloto, y aprendiendo de errores y éxitos de otros países.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez y L. Larrosa López, «Tarea 2.1. Caracterización de los servicios de operación. Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español,» Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola, Valencia, 2020.
- [2] Red Eléctrica de España, «REE,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>. [Último acceso: 7 Febrero 2020].
- [3] European Network of Transmission System Operators for Electricity, «Electricity Balancing in Europe,» ENTSO-E, 2018.
- [4] M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez y L. Larrosa López, «Tarea 1.1. Identificación de programas de Respuesta de la Demanda. Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español,» Universitat Politècnica de València. Fundación Iberdrola, Valencia, 2020.
- [5] Red Eléctrica de España, «Sistema de información del operador del sistema,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>. [Último acceso: 05 02 2020].
- [6] S. Blanco, «Mercado eléctrico (III): Los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular,» AEQ Energía, 2018.
- [7] Boletín Oficial del Estado, «Resolución de 17 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de determinados procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico español en las plataformas de bala,» BOE, Madrid, 2019.
- [8] Boletín Oficial del Estado, «Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación,» BOE, Madrid, 2015.
- [9] Boletín Oficial del Estado, «Resolución de 10 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de determinados procedimientos de operación para perm,» BOE, Madrid, 2019.

- [10] Manuel alcázar, Carmen Calpe, Thomas Theisen, Javier Rodríguez-García, «Certification prerequisites for activities related to the trading of demand response resources,» Energy, 2015.
- [11] EnerNOC, In., «The Demand Response Baseline,» EnerNOC, 2009.
- [12] Scott Burger, Jose Pablo Chaves-Ávila, Carlos Batlle, Ignacio J. Pérez-Arriaga, «A review of the value of aggregator in electricity systems,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017.
- [13] MP2 Energy, «MP2 Energy,» [En línea]. Available: <https://www.mp2energy.com/>. [Último acceso: Febrero 2020].
- [14] Enel X, «Enel X,» [En línea]. Available: <https://www.enelx.com/es>. [Último acceso: Febrero 2020].
- [15] Energy Central, «Comverge,» [En línea]. Available: <https://www.energycentral.com/o/comverge>. [Último acceso: Febrero 2020].
- [16] Enbala, «Enbala,» [En línea]. Available: <https://www.enbala.com/>. [Último acceso: Febrero 2020].
- [17] EcoFactor, «EcoFactor,» [En línea]. Available: <http://www.ecofactor.com/>. [Último acceso: Febrero 2020].
- [18] Niamh O'Connell, Pierre Pinson, Henrik Madsen, Mark O'Malley, «Benefits and challenges of electrical demand response,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013.
- [19] Qi Wang, Chunyu Zhang, Yi Ding, George Xydis, Jianhui Wang, Jacob Østergaard, «Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response,» Applied Energy, 2014.
- [20] Boletín Oficial del Estado, «Resolución de 30 de julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico,» BOE, Madrid, 1998.
- [21] Red Eléctrica de España, «REE - Glosario,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/glosario>. [Último acceso: 11 02 2020].

ANEXO: GRÁFICAS DE PRECIOS

A. Regulación Secundaria

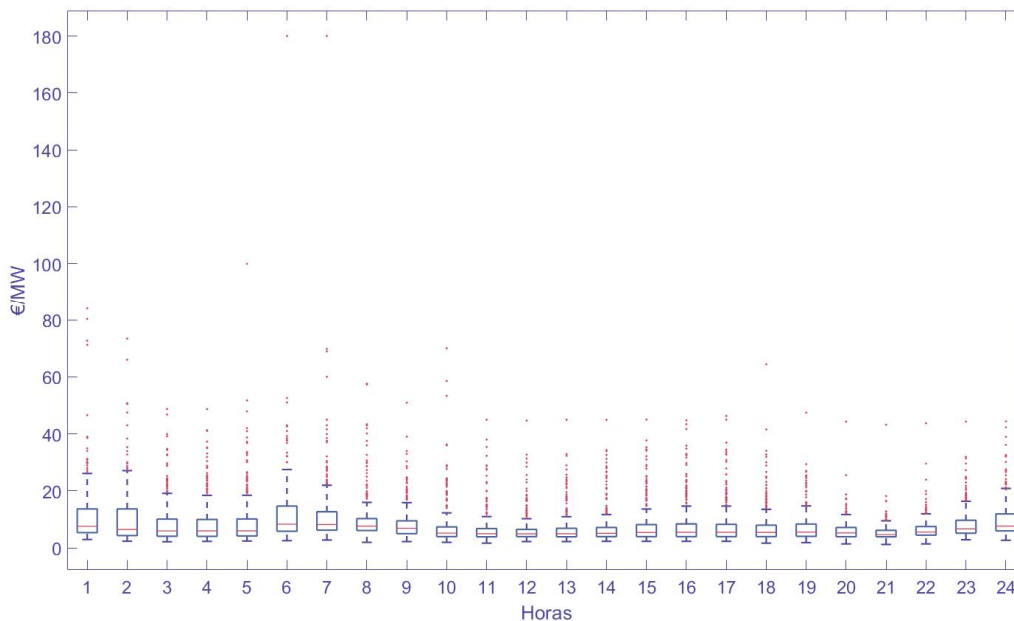


Figura 10: Precios horarios banda de Regulación Secundaria

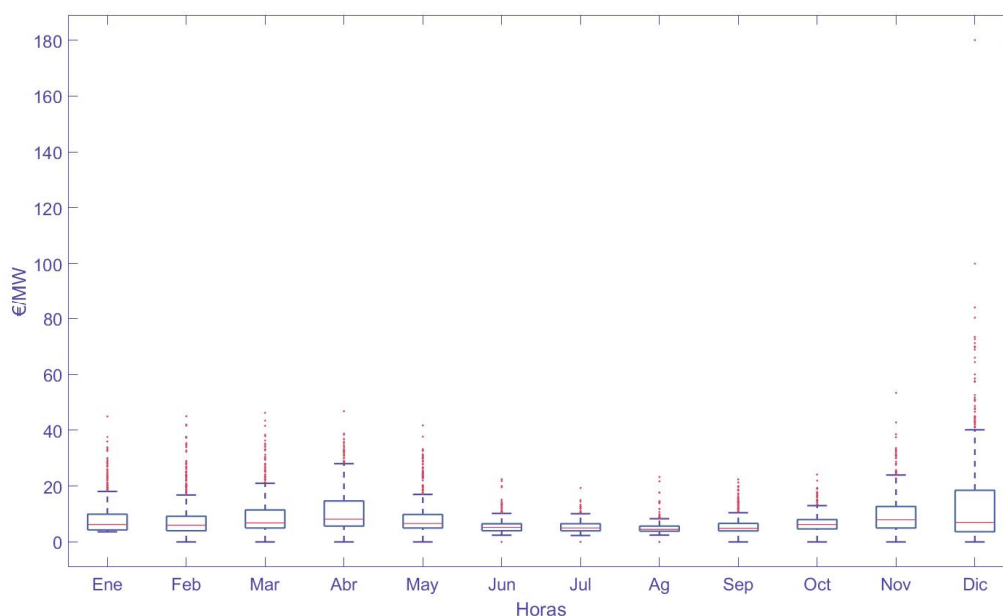


Figura 11: Precios mensuales banda de Regulación Secundaria

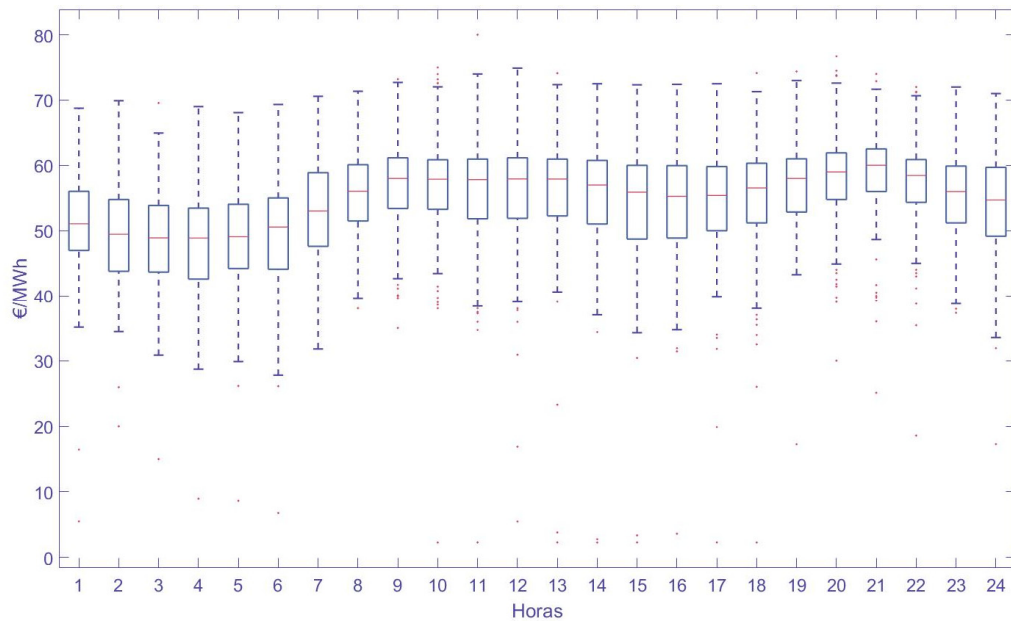


Figura 12: Precios horarios utilización Regulación Secundaria a subir

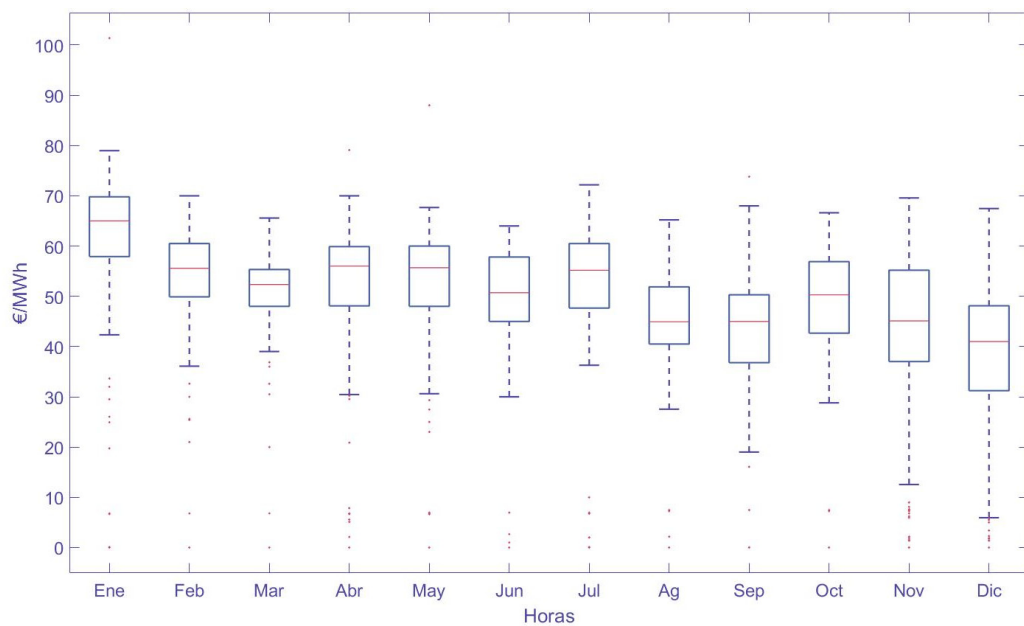


Figura 13: Precios mensuales utilización Regulación Secundaria a subir

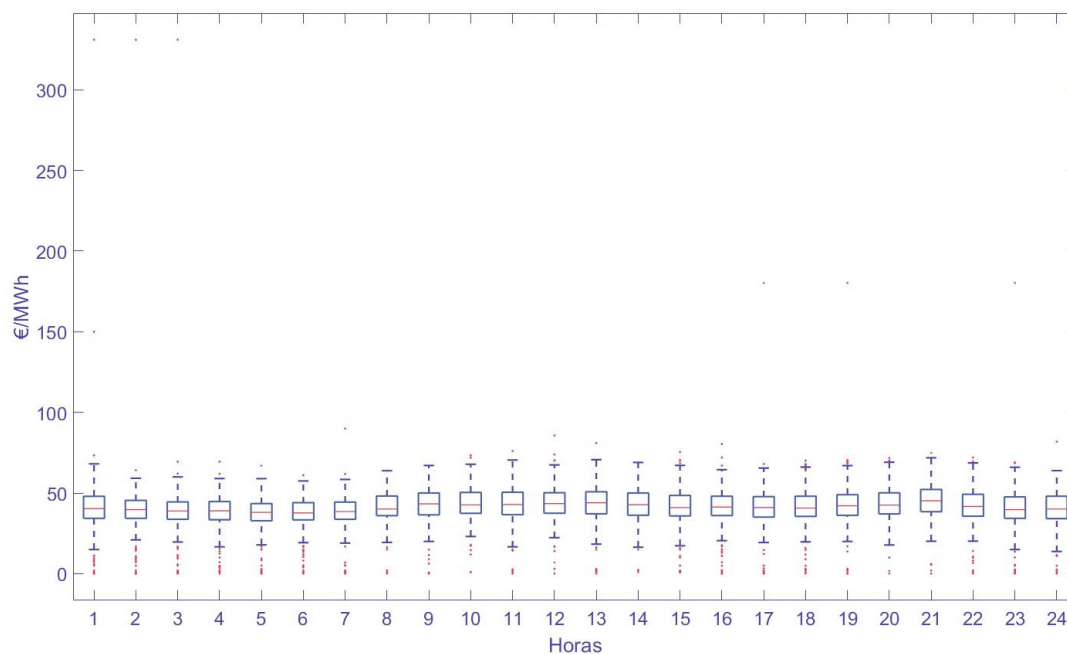


Figura 14: Precios horarios utilización Regulación Secundaria a bajar

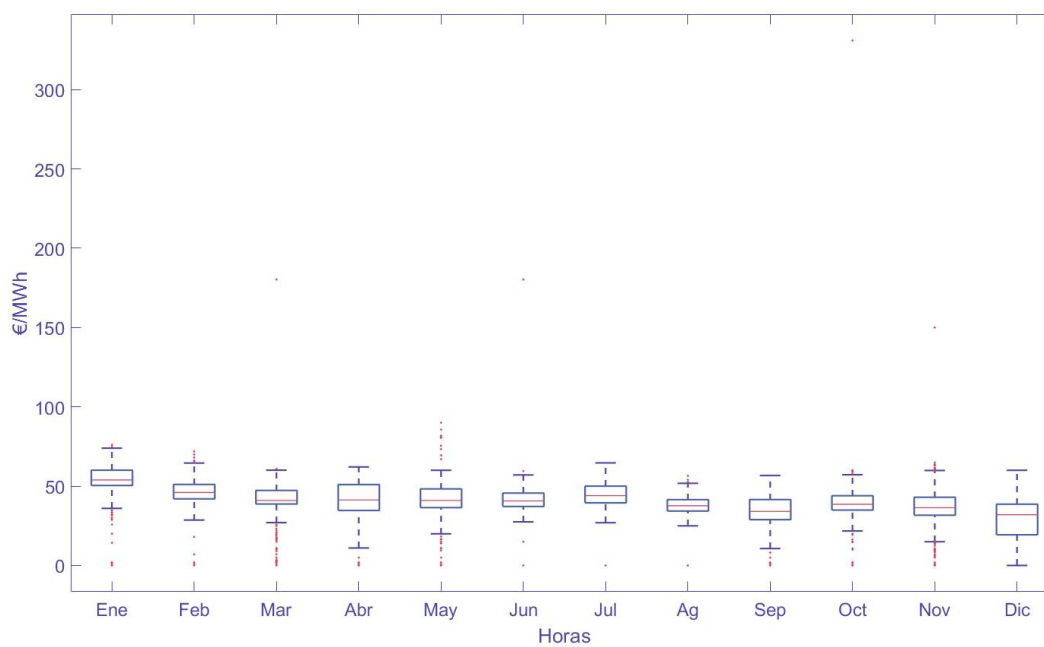


Figura 15: Precios mensuales utilización Regulación Secundaria a bajar

B. Regulación Terciaria

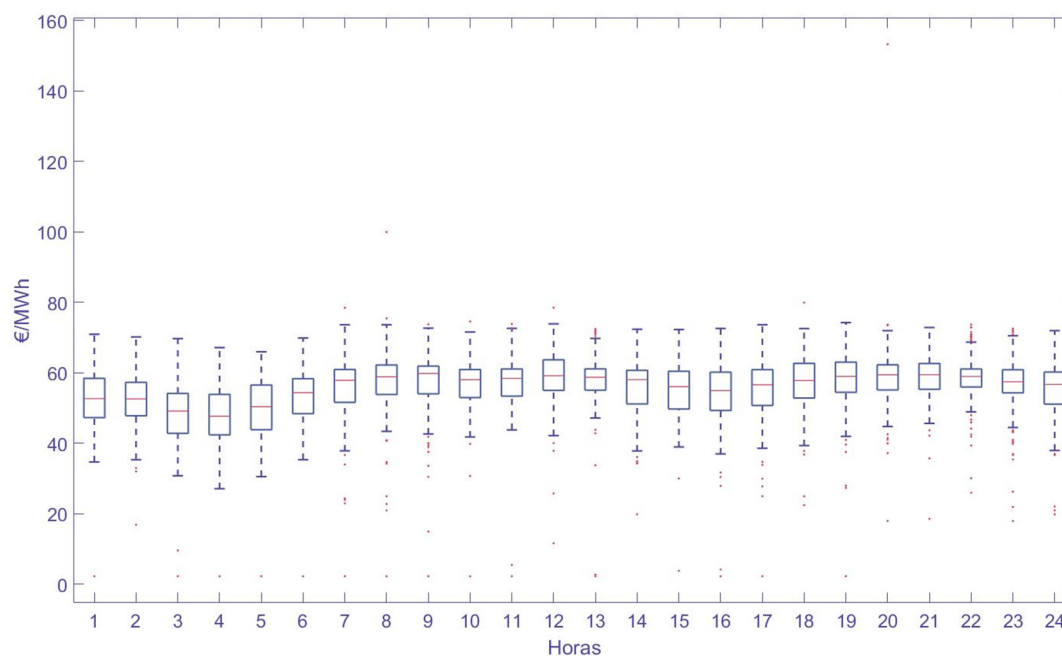


Figura 16: Precios horarios Regulación Terciaria a subir

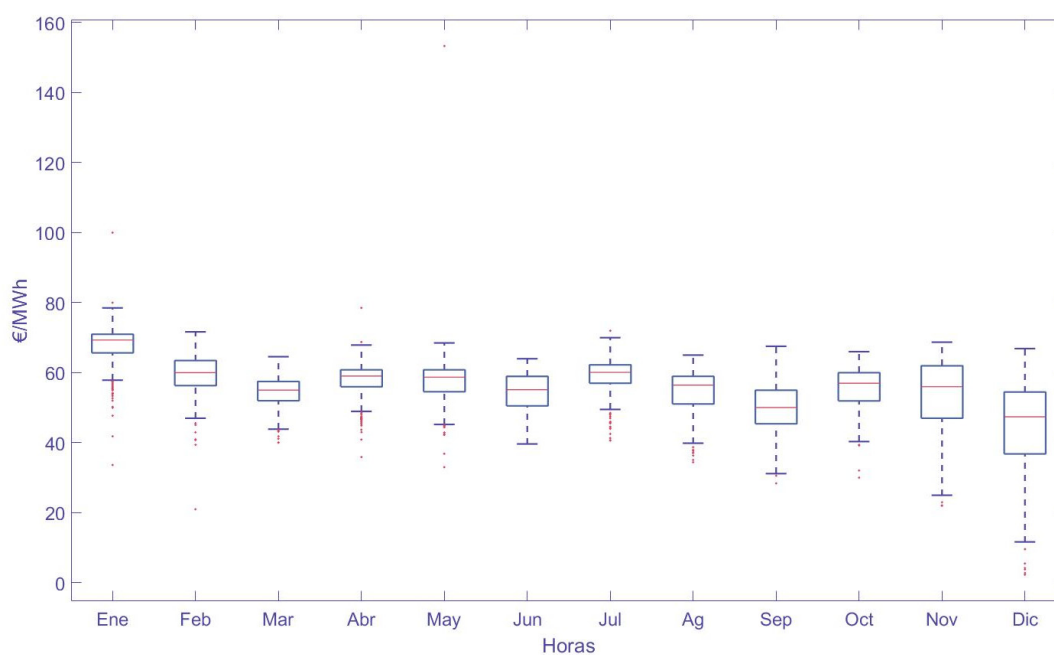


Figura 17: Precios mensuales Regulación Terciaria a subir

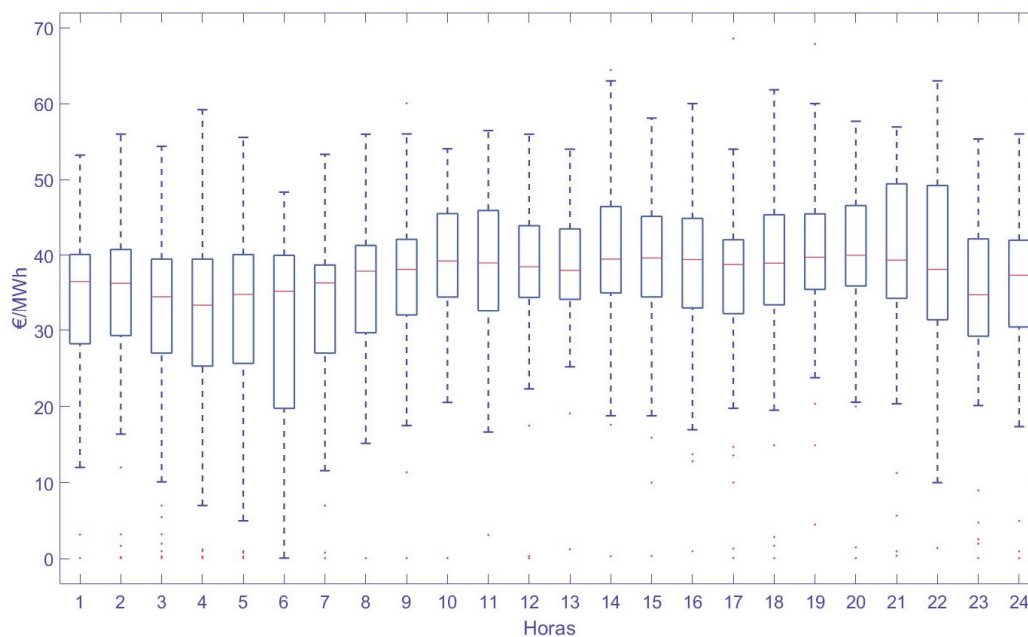


Figura 18: Precios horarios Regulación Terciaria a bajar

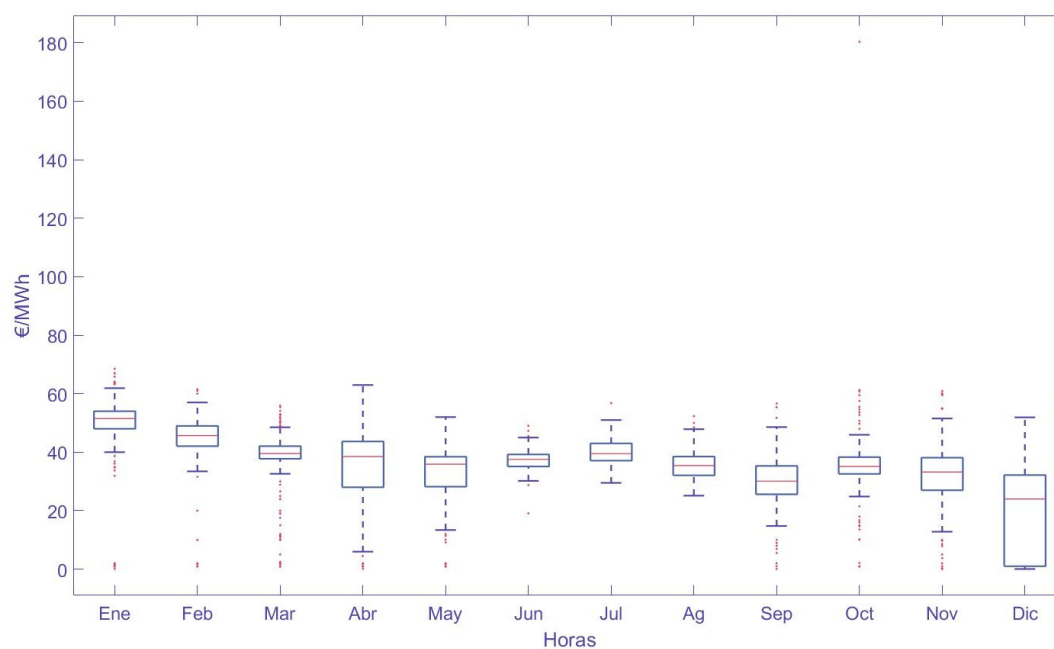


Figura 19: Precios mensuales Regulación Terciaria a bajar

C. Gestión de Desvíos

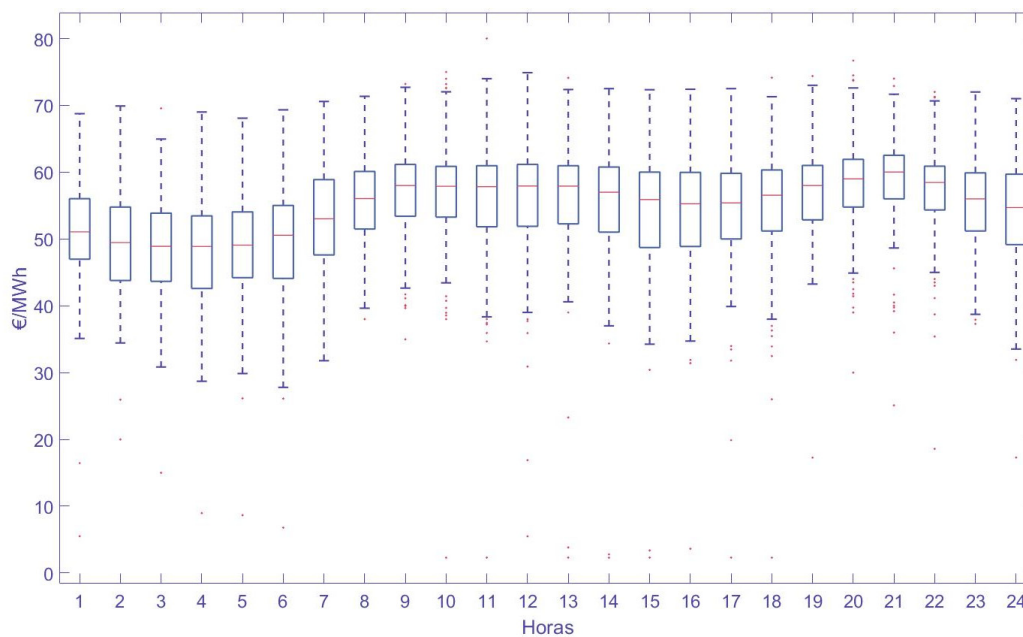


Figura 20: Precios horarios Gestión de Desvíos a subir

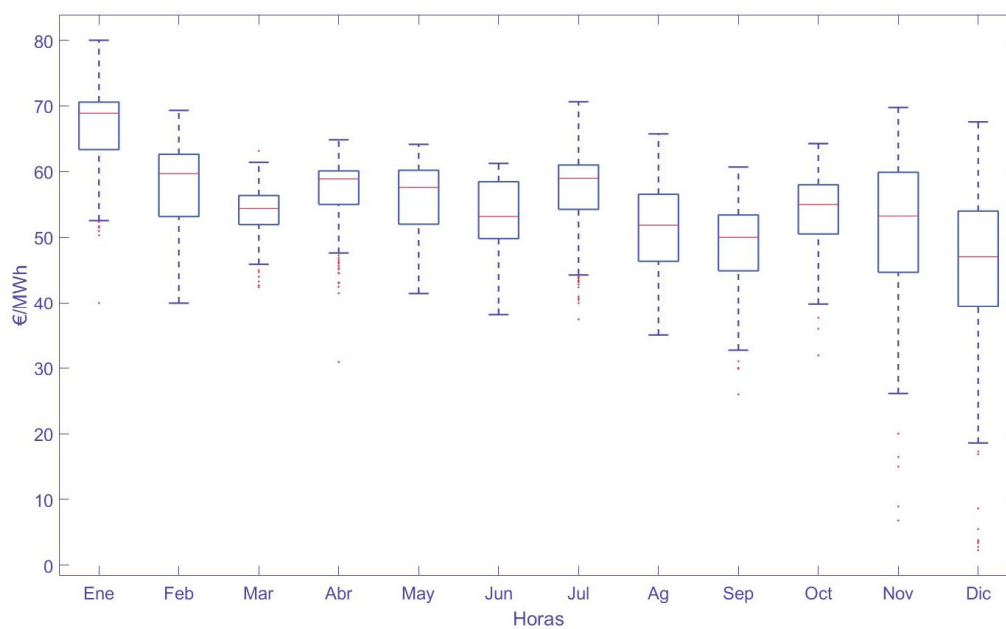


Figura 21: Precios mensuales Gestión de Desvíos a subir

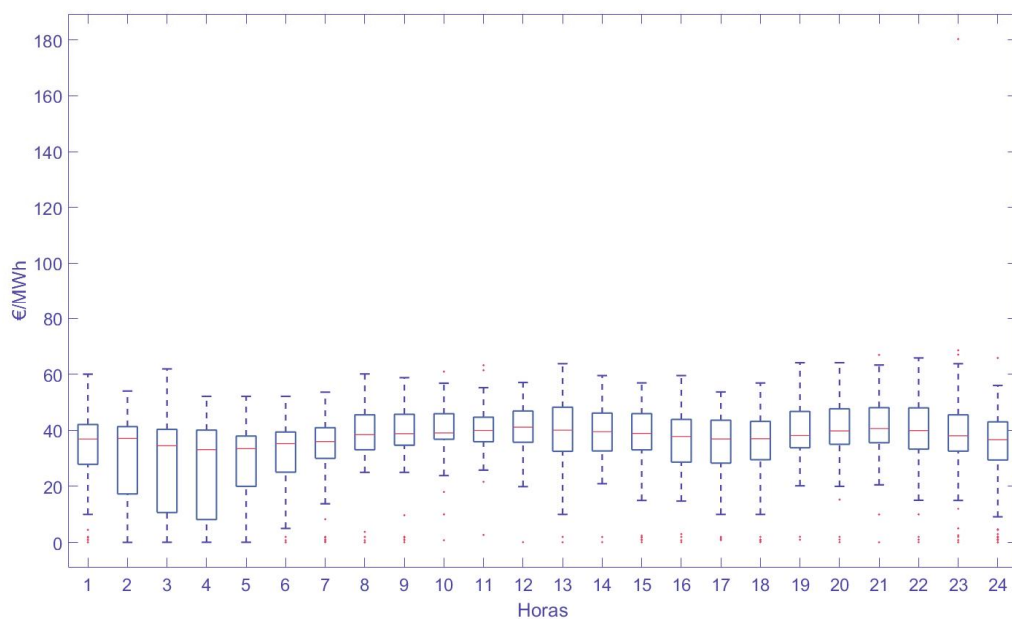


Figura 22: Precios horarios Gestión de Desvíos a bajar

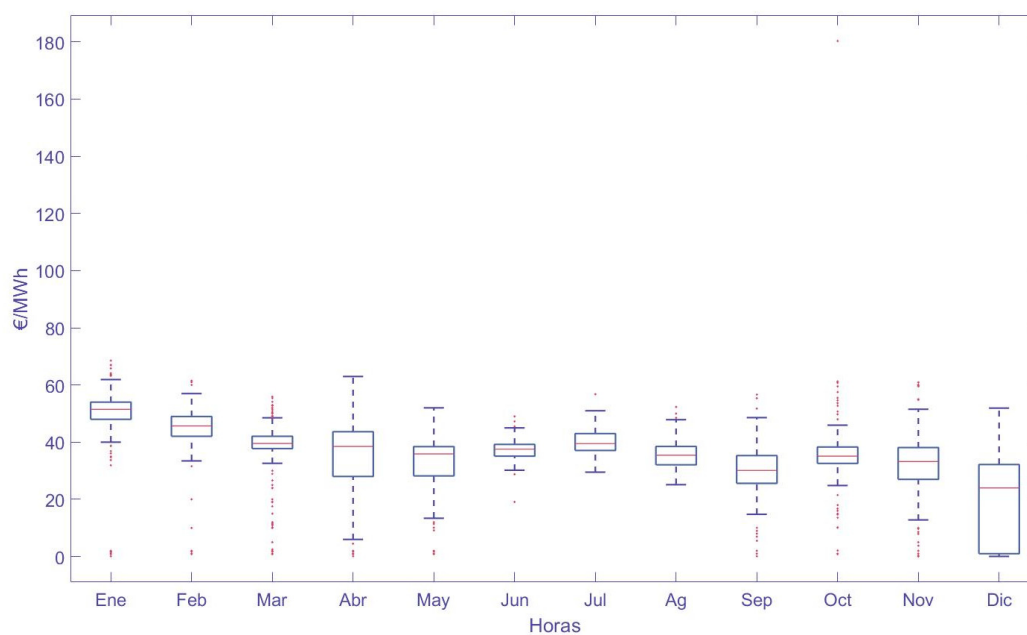


Figura 23: Precios mensuales Gestión de Desvíos a bajar



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética

Camino de Vera, s/n - Edificio 8E, acceso F, 5ª planta
Tel. 963 877 7272 - 46022 VALENCIA



Fundación

**IBERDROLA
ESPAÑA**

Calle de Arequipa 1, 4ª planta
Tel. 917 842 213 - 28043 MADRID