

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

---

## TAREA 2.1

Caracterización de los servicios de operación

*Gestión de desvíos, Regulación secundaria y Regulación terciaria*

Fecha: 09/01/2020

---



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Proyecto financiado por



<b>Título del documento</b>	Caracterización de los servicios de operación
-----------------------------	---

<b>Autores</b>
Manuel Alcázar Ortega (Dir.)
David Ribó Pérez (Coord.)
Luis Larrosa López

<b>Tarea</b>	<b>Título de la tarea</b>
2.1	Caracterización de los servicios de operación

<b>Nivel de distribución</b>
<input checked="" type="checkbox"/> PU, Público
<input type="checkbox"/> CO, Confidencial

<b>Estado</b>
<input type="checkbox"/> En proceso
<input type="checkbox"/> En revisión
<input checked="" type="checkbox"/> Aprobado

<b>Historial</b>				
<b>Versión</b>	<b>Autor</b>	<b>Fecha creación</b>	<b>Revisado por</b>	<b>Fecha revisión</b>
1.0	Luis Larrosa	19/11/2019		
1.1			David Ribó	20/11/2019
1.2			Manuel Alcázar	09/01/2020

<b>Más información</b>	<a href="https://demandaoperable.blogs.upv.es/">https://demandaoperable.blogs.upv.es/</a>
------------------------	---

Para citar este documento:

M. Alcázar Ortega, D. Ribó Pérez, 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.*

## RESUMEN EJECUTIVO

---

El presente informe aborda el análisis de los mercados de Gestión de Desvíos, Regulación Secundaria y Regulación Terciaria, caracterizando sus respectivos mecanismos de funcionamiento, precios y procedimientos de liquidación.

El objetivo que se persigue es identificar los parámetros más relevantes para el diseño de productos de respuesta de la demanda adaptados a las exigencias de los servicios de ajuste del sistema español.

Como una de las principales conclusiones, destaca la necesidad de modificar algunos requisitos actuales, como son los valores de oferta mínimos requeridos para participar en estos servicios. Asimismo, queda en evidencia la competitividad potencial de la respuesta de la demanda para proporcionar los servicios de operación requeridos en los tres mercados estudiados.

# TABLA DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>1. SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA .....</b>	<b>7</b>
1.1.    DEFINICIÓN Y NOMENCLATURA .....	7
<b>2.    REGULACIÓN SECUNDARIA .....</b>	<b>11</b>
2.1.    INTRODUCCIÓN .....	11
2.2.    REQUISITOS TÉCNICOS DEL SERVICIO .....	11
2.3.    CONVOCATORIA Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO .....	13
2.4.    PRECIOS DE MERCADO.....	16
2.5.    EJEMPLO DE CÁLCULO .....	19
<b>3.    REGULACIÓN TERCIARIA .....</b>	<b>22</b>
3.1.    INTRODUCCIÓN .....	22
3.2.    REQUISITOS TÉCNICOS DEL SERVICIO .....	22
3.3.    CONVOCATORIA Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO .....	24
3.4.    RETRIBUCIÓN A LAS UNIDADES PARTICIPANTES .....	24
3.5.    PRECIOS DE MERCADO .....	26
3.6.    EJEMPLO DE CÁLCULO .....	28
<b>4.    GESTIÓN DE DESVÍOS .....</b>	<b>31</b>
4.1.    INTRODUCCIÓN .....	31
4.2.    REQUISITOS TÉCNICOS DEL SERVICIO .....	31
4.3.    CONVOCATORIA Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO .....	33
4.4.    RETRIBUCIÓN A LAS UNIDADES PARTICIPANTES .....	33
4.5.    PRECIOS DEL MERCADO.....	34
4.6.    EJEMPLO DE CÁLCULO .....	36
<b>5.    BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>39</b>

## LISTA DE ACRÓNIMOS

<b>MD</b>	<i>Mercado Diario</i>
<b>MI</b>	<i>Mercado Intradía</i>
<b>OMIE</b>	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español</i>
<b>PBC</b>	<i>Programa Base de Casación</i>
<b>PVDP</b>	<i>Programa Viable Diario Provisional</i>
<b>REE</b>	<i>Red Eléctrica de España</i>

## NOMENCLATURA

### Índices

i	Unidad participante
j	Hora del día
z	Zona de programación

### Símbolos

<b>Siglas</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>
BSB	Banda de regulación secundaria a bajar	MW
BSS	Banda de regulación secundaria a subir	MW
DCG	Derecho de cobro por acción de Gestión de Desvíos	€
DCS	Derecho de cobro por acción de Regulación Secundaria	€
DCT	Derecho de cobro por acción de Regulación Terciaria	€
EGB	Energía a bajar en una acción de Gestión de Desvíos	MWh
EGS	Energía a subir en una acción de Gestión de Desvíos	MWh
ESB	Energía a bajar en una acción de Regulación Secundaria	MWh
ESS	Energía a subir en una acción de Regulación Secundaria	MWh
ETB	Energía a bajar en una acción de Regulación Terciaria	MWh
ETS	Energía a subir en una acción de Regulación Terciaria	MWh
OPG	Obligación de pago por acción de Gestión de Desvíos	€
OPS	Obligación de pago por acción de Regulación Secundaria	€
OPT	Obligación de pago por acción de Regulación Terciaria	€
PCS	Pago por capacidad en Regulación Secundaria	€
PMBS	Precio marginal de la banda de Regulación Secundaria	€/MW

Siglas	Descripción	Unidades
PMG	Precio marginal del mercado de Gestión de Desvíos	€/MWh
PMSB	Precio marginal para energía a bajar para las acciones de Regulación Secundaria	€/MWh
PMSS	Precio marginal para energía a subir para las acciones de Regulación Secundaria	€/MWh
PMTB	Precio marginal para las acciones de Regulación Terciaria a bajar	€/MWh
PMTS	Precio marginal para las acciones de Regulación Terciaria a subir	€/MWh

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Horarios de mercados y horizontes de programación.....	10
Figura 2: Convocatoria y funcionamiento del Mercado de Regulación Secundaria....	12
Figura 3: Precios mensuales de la banda de regulación secundaria.....	16
Figura 4: Precios horarios de la banda de regulación secundaria.....	16
Figura 5: Precios mensuales de energía de Regulación Secundaria a bajar.....	17
Figura 6: Precios horarios de energía de Regulación Secundaria a bajar.....	18
Figura 7: Precios mensuales de energía de Regulación Secundaria a subir.....	18
Figura 8: Precios horarios de energía de Regulación Secundaria a subir.....	19
Figura 9: Convocatoria y funcionamiento del Mercado de Regulación Terciaria.....	23
Figura 10: Precios mensuales de Regulación Terciaria a bajar.....	26
Figura 11: Precios horarios de Regulación Terciaria a bajar.....	27
Figura 12: Precios mensuales de Regulación Terciaria a subir.....	27
Figura 13: Precios horarios de Regulación Terciaria a subir.....	28
Figura 14: Escalera de terciaria a subir.....	29
Figura 15: Escalera de terciaria a bajar.....	30
Figura 16: Convocatoria y funcionamiento del Mercado de Gestión de Desvíos.....	32
Figura 17: Precios mensuales de Gestión de Desvíos a bajar.....	35
Figura 18: Precios horarios de Gestión de Desvíos a bajar.....	35
Figura 19: Precios mensuales de Gestión de Desvíos a subir.....	36
Figura 20: Precios horarios de Gestión de Desvíos a subir.....	36

# 1. SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

---

## 1.1. Definición y nomenclatura

Los servicios de ajuste son los mecanismos utilizados por el Operador del Sistema para garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, así como la correcta coordinación entre los agentes productores y el operador de la red del transporte [1].

En el caso del sistema eléctrico español, estos servicios se dividen en 3 grupos:

### A. Solución de restricciones técnicas.

Se engloban aquí todas las actividades destinadas a corregir las incompatibilidades surgidas entre los resultados de los diferentes mercados eléctricos y la capacidad técnica de la red de transporte de llevar a cabo los intercambios físicos de energía. Estos conflictos suelen resolverse mediante la modificación de los programas de producción de las unidades de generación y de consumo de bombeo, junto con el redespacho económico de las ofertas adjudicadas.

### B. Servicios complementarios

Los servicios complementarios están destinados a controlar la frecuencia y la tensión en los distintos puntos de la red de transporte dentro de unos límites de seguridad. Para el control de frecuencia se debe asegurar en todo momento que la potencia activa demandada por los consumidores es igual a la que producen los distintos generadores del sistema más las pérdidas del sistema. El control de la tensión se realiza mediante la entrega o consumo de potencia reactiva. Hay 3 tipos de servicios complementarios de regulación principales [2]:

- 1) **Regulación primaria.** Servicio continuo, obligatorio y sin remuneración adicional que consiste en el control automático de la potencia producida por una central. Se requiere una respuesta completa en un tiempo máximo de 30 segundos y una prolongación de hasta 15 minutos. Se utiliza para responder a los desvíos en tiempo real entre generación y producción como mecanismo de control de la frecuencia de la red. En la nomenclatura de la ENTSO-E<sup>1</sup>, este servicio se conoce como FCR (*Frequency Containment Reserve*).
- 2) **Regulación secundaria.** Servicio potestativo, con una respuesta de entre 20 segundos y 15 minutos. Tiene como objetivo anular los desvíos respecto a los programas de intercambio y mantener la

---

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

frecuencia del sistema en su valor de referencia. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por el término de banda de potencia disponible y por el término de energía efectiva entregada (o consumida). En la nomenclatura de la ENTSO-E, este servicio se conoce como aFRR (*Automatic Frequency Restoration Reserve*).

- 3) **Regulación terciaria.** Servicio potestativo de oferta obligatoria. El objetivo es restituir la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. La respuesta tiene que ser completa en un tiempo no superior a 15 minutos y debe tenerse la capacidad de mantener la acción hasta 2 horas. Este servicio es retribuido por mecanismos de mercado, exclusivamente por el término de energía efectiva entregada (o consumida). En la nomenclatura de la ENTSO-E, este servicio se conoce como mFRR (*Manual Frequency Restoration Reserve*).

### C. Gestión de desvíos

Mecanismo de carácter potestativo que tiene por objetivo equilibrar desvíos de gran tamaño (mayores de 300 MW) entre generación programada y consumo previsto al cierre de cada una de las sesiones del mercado intradiario (MI). Este servicio es retribuido mediante mecanismos del mercado, exclusivamente por el término de energía efectiva entregada (o consumida). En la nomenclatura de la ENTSO-E, este servicio se conoce como RR (*Replacement Reserve*).

Este informe se centra en el análisis exhaustivo de los diferentes requerimientos, modos de funcionamiento y retribución que caracterizan los servicios de Gestión de Desvíos, Regulación Secundaria y Regulación Terciaria, en línea con los objetivos del proyecto “Diseño y análisis de mecanismos de participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español”. De esta forma, La Tabla 1 recoge, a modo de resumen, los principales parámetros cualitativos de estos tres tipos de servicios.

En la legislación vigente, y en este informe, se hace referencia continuamente a los “períodos de programación”. Debe apuntarse por tanto que, en la práctica, los períodos de programación se corresponden con cada una de las horas del día en el que las acciones de regulación se llevan a cabo, si bien puede ocurrir que en regulación secundaria y terciaria estos períodos sean inferiores a una hora, lo que, en la práctica, es decisión del Operador del Sistema.

**Tabla 1: Parámetros cualitativos de los servicios complementarios de interés del proyecto**

	<b>Gestión de Desvíos</b>	<b>Regulación secundaria</b>	<b>Regulación terciaria</b>
Carácter	Potestativo	Potestativo	Potestativo (oferta obligatoria)
Tipo remuneración	Energía	Banda de potencia y energía	Energía
Nomenclatura ENTSO-E	RR	aFRR	mFRR
Objetivo	Corrección de grandes desvíos	Control de la frecuencia	Restitución de la reserva secundaria
Oferentes del servicio	Unidades de producción y de consumo de bombeo	Unidades de producción	Unidades de producción y de consumo de bombeo

Por otro lado, en la Figura 1, se representan los horarios de apertura y cierre de los mercados analizados en este informe, así como los horizontes de programación asociados a cada uno de los servicios.



## 2. REGULACIÓN SECUNDARIA

---

### 2.1. Introducción

El servicio de regulación secundaria es de carácter potestativo y tiene la doble función de anular los desvíos respecto a los intercambios internacionales y mantener la frecuencia de la red en 50 Hz.

Las unidades capacitadas para ofrecer este servicio son únicamente las unidades de producción con una capacidad de oferta probada de al menos 10 MW que hayan sido habilitados por REE, cumpliendo todos los requisitos detallados en el anexo I del Procedimiento de Operación 7.2 Regulación Secundaria. Estas unidades se agrupan en zonas de regulación geográficas [3].

En el mercado de regulación secundaria, la cantidad de energía total transaccionada en el año 2018 fue de 1086 GWh a subir y 1506 GWh a bajar, con un precio medio de 57.5 €/MWh y 50.9 €/MWh, respectivamente [4].

El mercado de regulación secundaria es convocado todos los días a las 16:00 por REE y su cierre se produce a las 17:30.

### 2.2. Requisitos técnicos del servicio

El tiempo de notificación mínima es de 20 segundos y los reguladores de zona deben ser del tipo integral o proporcional-integral, con una constante de tiempo de seguimiento de respuesta de 100 segundos.

Como se indica en el apartado 3.1, las unidades participantes deben probar una capacidad de oferta de, al menos, 10 MW, pero esto no implica que el valor mínimo de la oferta sea de 10 MW para cada período de programación [5]. Los valores mínimos y máximos de cada oferta para cada período de programación del día siguiente, calculados como suma de banda de potencia a subir y banda de potencia a bajar, serán comunicados por REE previamente a la convocatoria del mercado de regulación secundaria.

Las unidades aptas para ofrecer el servicio podrán presentar ofertas hasta el cierre del mercado, a las 17:30 horas del día D-1.

La Figura 2 representa esquemáticamente la convocatoria y funcionamiento del mercado de regulación secundaria.

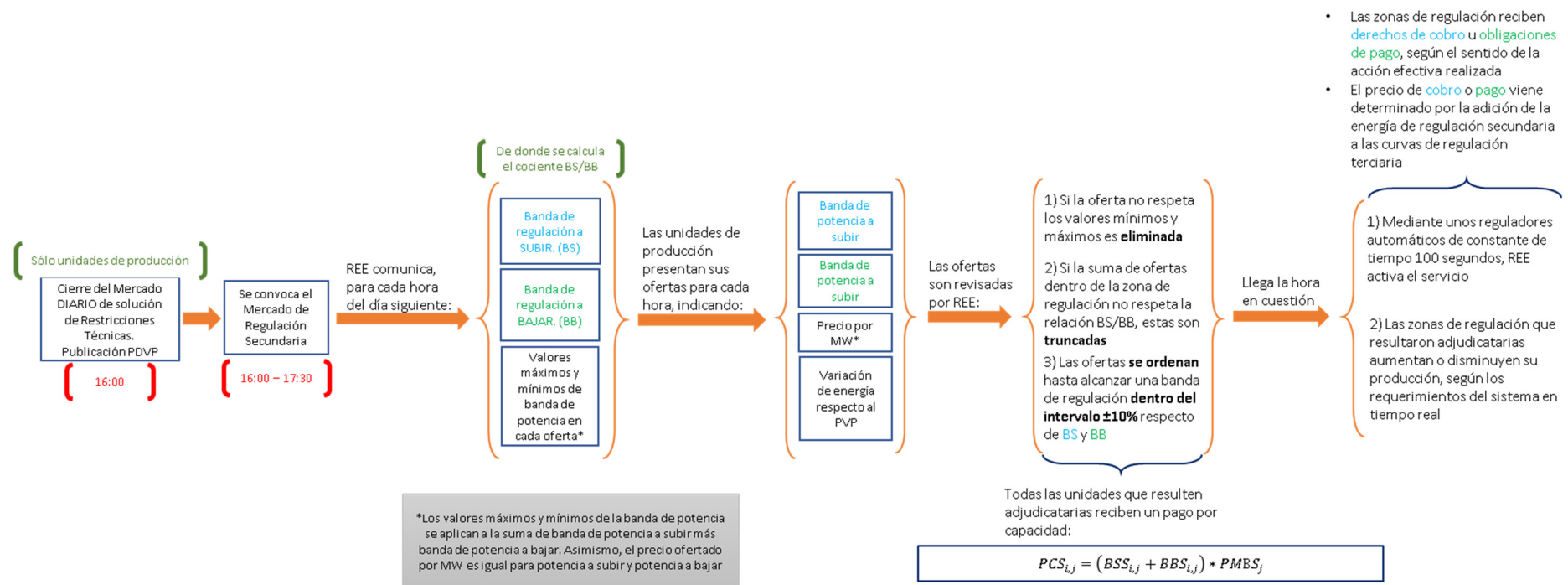


Figura 2: Convocatoria y funcionamiento del Mercado de Regulación Secundaria

### 2.3. Convocatoria y funcionamiento del Mercado

El Mercado de regulación secundaria es convocado todos los días por REE. El mercado se abre a las 16:00 tras la publicación del Programa Diario Viable Provisional<sup>2</sup> y el cierre se produce a las 17:30. En este período, las unidades aptas para ofrecer el servicio pueden presentar ofertas para todos los períodos de programación<sup>3</sup> del día siguiente. Los procesos que ocurren durante el funcionamiento del mercado son los siguientes:

- 1) REE comunica a todas las zonas de regulación la información para cada período de programación del día siguiente:
  - a. Requisitos de reserva a subir y a bajar del sistema eléctrico peninsular español.
  - b. Valor mínimo y máximo de la banda de regulación por oferta (calculada como suma de potencia a subir y potencia a bajar).
- 2) Las unidades de producción de cada zona de regulación presentan sus ofertas de potencia a subir y a bajar, con un precio por MW común para ambas. Además, deberán incluir la variación de energía necesaria respecto al PDVP.
- 3) Tras eliminar todas las ofertas que no cumplan con los valores mínimos y máximos fijados, estas son ordenadas de menor a mayor precio. Cada zona de regulación deberá respetar la relación entre potencia requerida a subir y a bajar comunicada por REE. En caso contrario, se truncarán los valores de las ofertas siguiendo un proceso iterativo.
- 4) El proceso termina cuando las sumas de todas las bandas de regulación ofertadas (a subir y a bajar) entran dentro del intervalo de  $\pm 10\%$  de sus respectivos requerimientos. La última oferta en ser asignada marcará el precio marginal al que se hace referencia en el apartado 3.4.
- 5) La asignación resultante a cada zona de regulación será igual a la suma de las asignaciones realizadas a las unidades de programación integradas en esta, y las asignaciones serán consideradas firmes, por lo que cada

---

<sup>2</sup> 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 [7].

<sup>3</sup> Períodos de programación: la legislación usa este término para abordar períodos de programación de una duración cualquiera. Lo más habitual es que dicha duración sea de 1 hora.

zona de regulación estará obligada a disponer de la banda asignada en cada período de regulación.

- 6) Cuando llega la hora en la que una unidad de producción ha resultado adjudicataria de una cierta banda de regulación secundaria, debe responder a las indicaciones de subida/bajada de potencia comportándose de forma equivalente a un sistema lineal con constante de tiempo de 100 segundos.
- 7) Las unidades participantes recibirán una retribución por la banda de regulación asignada (MW) y un derecho de cobro u obligación de pago dependiente de la variación de energía entregada durante la acción respecto a su programación (MWh). La explicación de esta doble retribución está disponible en el punto 3.4.

Todas las unidades con banda de regulación adjudicada reciben una remuneración por el término de potencia, igual al producto de la banda de potencia adjudicada por el precio marginal de la banda de regulación secundaria para cada hora. El precio marginal es definido por la última oferta adjudicada:

$$PCS_{i,j}(\text{€}) = [BSS_{i,j}(\text{MW}) + BSB_{i,j}(\text{MW})] \cdot PMBS_j(\text{€/MW}) \quad (1)$$

Donde:

- $PCS_{i,j}$  es el pago que obtiene la unidad  $i$  por la asignación de banda de regulación secundaria obtenida en la hora  $j$ .
  - $BSS_{i,j}$  y  $BSB_{i,j}$  son las bandas de regulación secundaria a subir y a bajar (respectivamente) que resultaron asignadas a la unidad  $i$  durante la hora  $j$ .
  - $PMBS_j$  es el precio marginal de banda de regulación secundaria resultante para la hora  $j$ .
- 1) La energía de regulación secundaria a subir/a bajar aportada por una zona de regulación da lugar a un derecho de cobro/obligación de pago igual al producto de la cantidad de esta energía por su respectivo precio marginal de energía de regulación secundaria. Este valor puede estar mayorado o minorado por un coeficiente que se aplica cuando la escalera de regulación terciaria se ha agotado.
  - 2) El precio marginal para el término de energía de regulación secundaria se obtiene añadiendo a las escaleras de oferta de energía terciaria de cada período de programación la energía secundaria consumida o demandada en esa misma hora. De esta forma se obtiene un nuevo

precio, que será aplicable para las acciones de regulación secundaria, independientemente de que se haya dado o no el uso de energía de regulación terciaria [6].

3) Las consideraciones de los puntos 2 y 3 se resumen en las siguientes fórmulas:

$$DCS_{z,j}(\text{€}) = ESS_{z,j}(\text{MWh}) \cdot PMSS_j \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \cdot C_{sub} \quad (2)$$

$$OPS_{z,j}(\text{€}) = ESB_{z,j}(\text{MWh}) \cdot PMSB_j \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \cdot C_{baj} \quad (3)$$

Donde:

- $DCS_{z,j}$  es el derecho de cobro adquirido por la zona de regulación  $z$  por la acción de regulación secundaria a subir llevada a cabo por sus unidades de producción durante la hora  $j$ .
- $OPS_{z,j}$  es la obligación de pago adquirida por la zona de regulación  $z$  por la acción de regulación secundaria a bajar llevada a cabo por sus unidades de producción durante la hora  $j$ .
- $ESS_{z,j}$  es la energía secundaria a subir aportada por la zona de regulación  $z$  durante la hora  $j$ .
- $ESB_{z,j}$  es la energía secundaria a bajar aportada por la zona de regulación  $z$  durante la hora  $j$ .
- $PMSS_j$  es el precio marginal de la energía secundaria a subir para la hora  $j$ , obtenido añadiendo toda la energía secundaria a subir de esta hora en la respectiva escalera de regulación terciaria y obteniendo así un nuevo precio, generalmente superior.
- $PMSB_j$  es el precio marginal de la energía secundaria a bajar para la hora  $j$ , obtenido añadiendo toda la energía secundaria a bajar de esta hora en la respectiva escalera de regulación terciaria y obteniendo así un nuevo precio de la curva, generalmente inferior.
- $C_{sub}$  es igual a 1,15 cuando se agota la escalera de energía terciaria a subir y es igual a 1 en caso contrario.
- $C_{baj}$  es igual a 0,85 cuando se agota la escalera de energía terciaria a bajar y es igual a 1 en caso contrario.

## 2.4. Precios de mercado

En las Figuras 3 y 4 se han representado la distribución de precios mensuales y horarios de la banda de regulación secundaria para 2018, respectivamente.

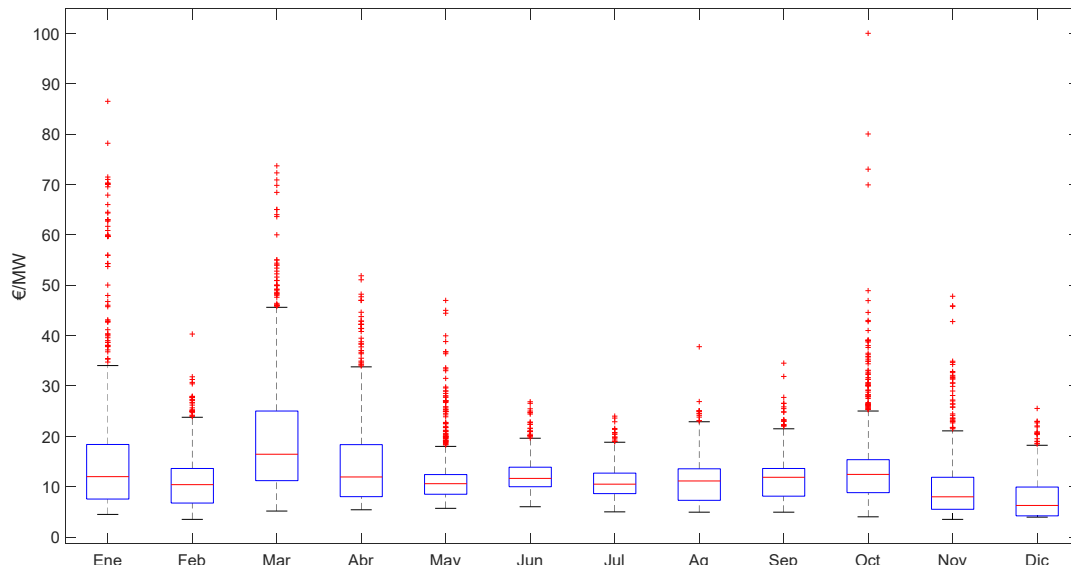


Figura 3: Precios mensuales de la banda de regulación secundaria

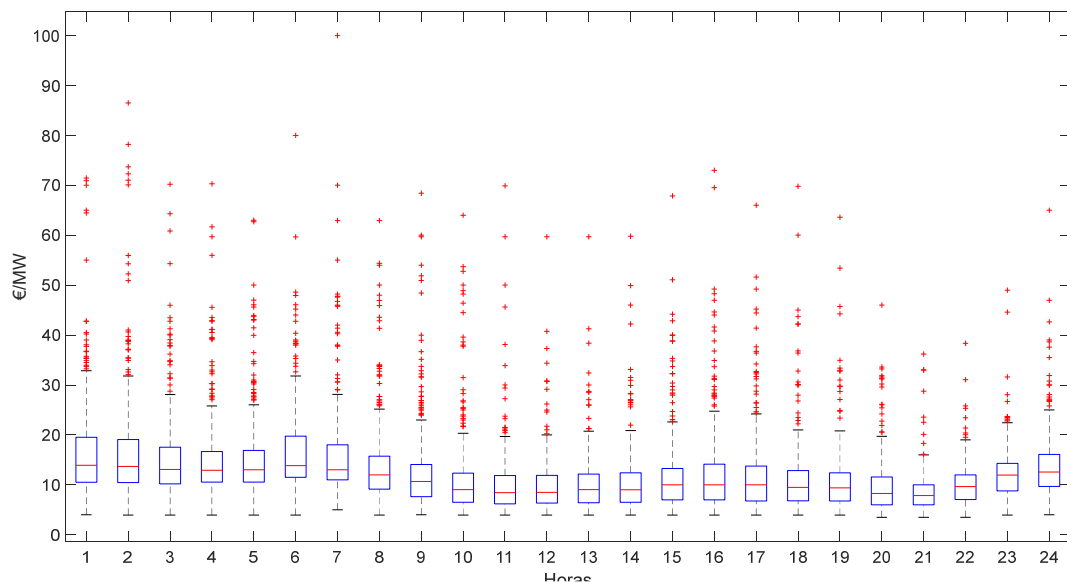


Figura 4: Precios horarios de la banda de regulación secundaria

En cuanto a los precios mensuales, la media se mantiene estable a lo largo de todo el año, con valores alrededor de los 10 €/MW. Sin embargo, cabe destacar que hay muchos valores puntuales se alejan de la media, llegando en algunos

casos extraordinarios a superar los 80 €/MW. Asimismo, parece haber una tendencia que mayor las horas con precios extremos en mes más fríos, ya que los datos reflejan precios notablemente superiores en enero, marzo o abril, frente a los de junio, julio y agosto.

Respecto a los precios horarios, nuevamente la media para todas las horas es cercana a los 10 €/MW, aunque puede advertirse una media ligeramente superior en horas de poca luz (entre las 22 y las 6 horas) respecto a la media de horas próximas el mediodía (entre las 10 y las 15 horas).

En las Figuras 5 y 6 se han representado los precios mensuales y horarios de la energía de Regulación Secundaria a bajar, respectivamente. Como se indica en el apartado 2.4, el precio de la energía de Regulación Secundaria se obtiene a partir del precio de la energía de Regulación Terciaria para la misma hora de cada día. Este hecho se ve reflejado en las curvas de precios de la energía, donde las medias de los precios de Regulación Secundaria son ligeramente superiores a las medias de los precios de Regulación Terciaria.

En el caso de los precios mensuales de energía de Regulación Secundaria, la media oscila entre 35€/MWh y 65€/MWh. Los meses presentan una variabilidad más notable que en los precios de la banda de potencia, siendo septiembre el mes con una media de precio superior y marzo la media más baja. Pueden observarse ciertos casos extremos donde los precios alcanzan los máximos fijados por el mercado de 180 €/MWh.

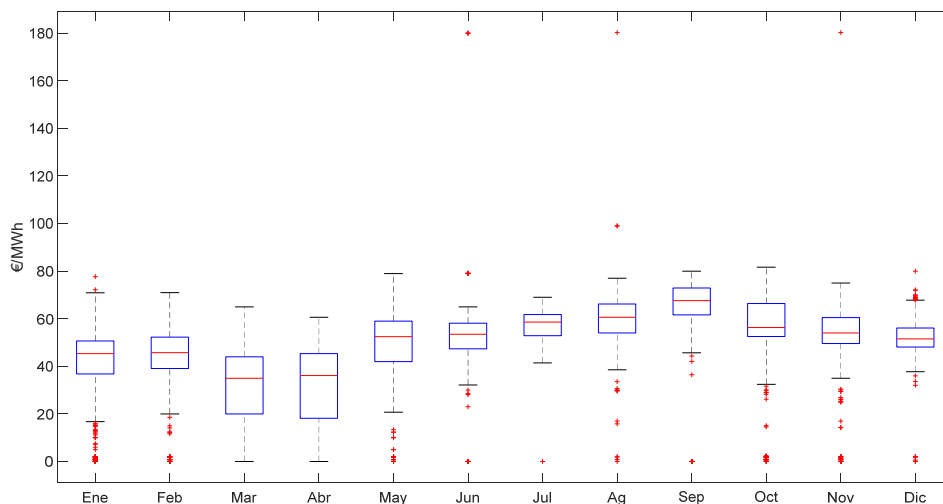


Figura 5: Precios mensuales de energía de Regulación Secundaria a bajar

En lo que respecta a los precios horarios, las medias se mantienen más estables, acotadas entre 40€/MWh y 60€/MWh para todas las horas del día y del mismo modo que ocurre con los precios mensuales, se obtiene un número considerable de precios por debajo de los 20 €/MWh.

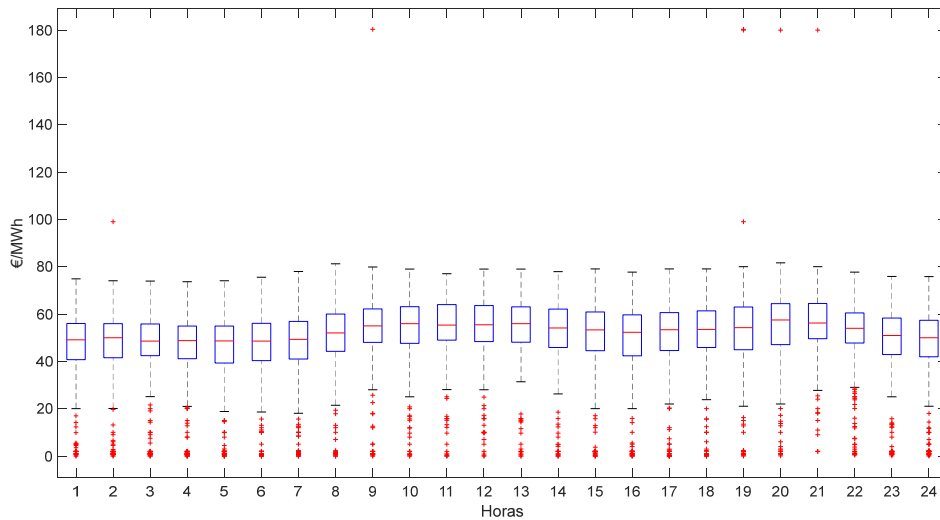


Figura 6: Precios horarios de energía de Regulación Secundaria a bajar

Por último, en las Figuras 7 y 8 se han representado los precios mensuales y horarios de la energía de Regulación Secundaria a subir, respectivamente.

Al igual que pasa con las gráficas de energía a bajar, el precio de la energía a subir varía de forma más evidente a lo largo del año que el precio de la banda de potencia. En este caso las medias de todos los meses oscilan entre 50 €/MWh y 70 €/MWh, con ciertos casos extremos de 180 €/MWh también.

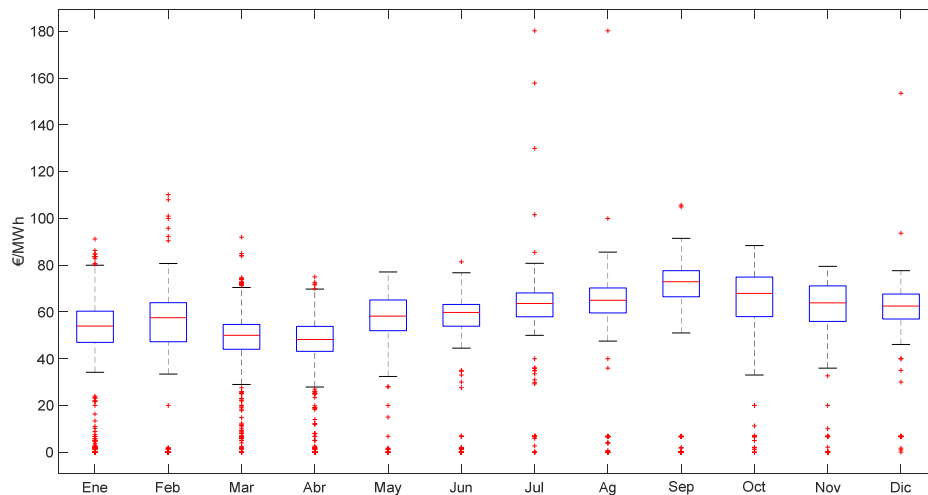


Figura 7: Precios mensuales de energía de Regulación Secundaria a subir

Respecto a los precios horarios de la energía a subir, parecen reflejar la tendencia de situarse en torno a 60 €/MWh, con pequeñas fluctuaciones a lo largo del día.

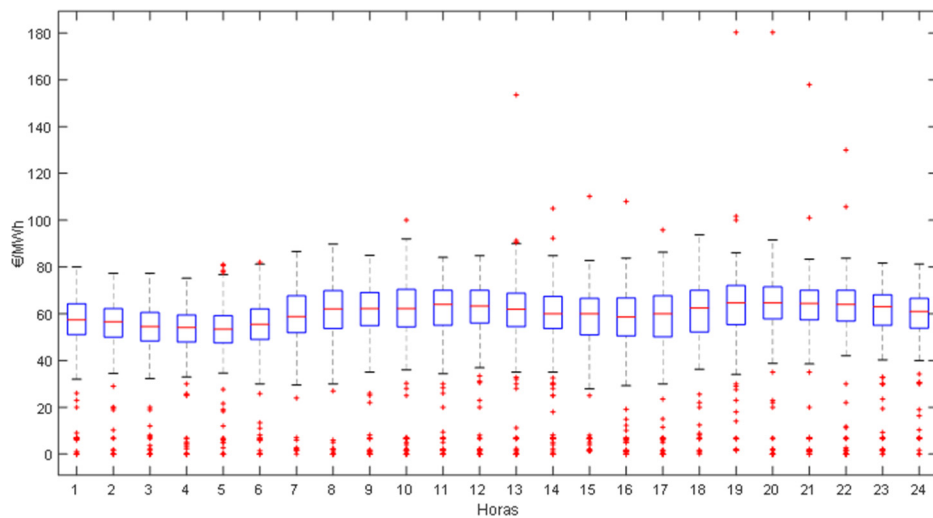


Figura 8: Precios horarios de energía de Regulación Secundaria a subir

## 2.5. Ejemplo de cálculo

Como ya se ha comentado en el apartado 2.4, en la regulación secundaria se percibe un cobro por la banda de regulación secundaria adjudicada y un derecho de cobro u obligación de pago por la energía efectiva producida o consumida en la acción, respectivamente.

En este ejemplo se va a considerar el comportamiento de una zona de regulación hipotética que engloba 5 generadores, los cuales perciben directamente una remuneración por el término de potencia adjudicada.

Las acciones consideradas en este ejemplo ocurren entre las 21:00 y las 22:00 horas de un día cualquiera, con la particularidad de que este día coincide con el día hipotético supuesto en el apartado 3.6. De esta forma, los precios por el término de energía secundaria se supondrán ligeramente superiores a los precios de energía terciaria obtenidos en el ejemplo de dicho apartado.

Para este caso, se supone que el precio marginal de la banda de regulación secundaria en esta hora fue de 8,35 €/MW, las necesidades totales a subir fueron de 1000 MW y las necesidades a bajar 800 MW, con lo que la relación de banda a subir y banda a bajar queda fijada en 1,25. En la Tabla 2 se presentan las ofertas realizadas por cada generador, junto con el cobro por la banda de regulación secundaria adjudicada a cada una.

Como se puede apreciar en la tabla, el generador A5 no percibe ningún cobro porque su oferta no entró dentro de la casación, ya que el precio ofertado estuvo por encima del precio marginal. El resto de los generadores recibieron la adjudicación íntegra de las bandas de potencia, por lo que sus cobros se calculan como producto de la banda total ofertada (suma de banda a subir y a bajar) por el precio marginal del mercado para esa hora.

**Tabla 2: Ejemplo de cálculo. Ofertas de regulación secundaria y retribución por banda de regulación**

Generador	Oferta de banda a subir (MW)	Oferta de banda a bajar (MW)	Precio ofertado (€/MW)	Cobros por banda de potencia (€)
A1	40	30	3,5	514,5
A2	100	30	4,2	955,5
A3	20	60	5,3	588
A4	60	56	8	928
A5	40	35	8,7	0
<b>Zona de regulación A. (Adjudicada)</b>	<b>260 (220)</b>	<b>211 (176)</b>	-	-

Cabe destacar que el cociente entre la banda de potencia total a subir y la banda de potencia total a bajar ofertada por la zona de regulación completa respeta la relación de banda de regulación a subir y banda de regulación a bajar para esta hora, que vendría marcada por REE:

$$\frac{1000}{800} = \frac{220}{176} = 1,25$$

De no ser así, las ofertas de las diferentes unidades de producción habrían sido truncadas hasta cumplir esta condición.

Para el cálculo de los derechos de cobro por energía producida y obligaciones de pago de energía consumida, se va a suponer un precio ligeramente distinto al resultante en el mercado de regulación terciaria en esta hora (ver 3.6). Este precio se obtendría añadiendo toda la energía de regulación secundaria producida y consumida a las respectivas curvas de regulación terciaria.

En esta línea, se va a considerar un precio de regulación secundaria por el término de energía a subir de 60,7 €/MWh y por el término de energía a bajar de 44,6 €/MWh.

En la tabla 3 se recoge la información necesaria para obtener las transacciones económicas derivadas de la entrega y consumo de energía secundaria de la zona de regulación A en la hora considerada.

**Tabla 3: Ejemplo de cálculo. Derecho de cobro y obligación de pago por las acciones de regulación secundaria**

<b>Zona de regulación A</b>	
Energía secundaria producida (MWh)	150
Energía secundaria consumida (MWh)	90
Precio marginal energía a subir (€/MWh)	60,7
Precio marginal energía a bajar (€/MWh)	44,6
Derecho de cobro (€)	9105
Obligación de pago (€)	4014
Balance total (€)	5091

## 3. REGULACIÓN TERCIARIA

### 3.1. Introducción

El servicio de regulación terciaria es de carácter potestativo, aunque de oferta obligatoria, y está diseñado para restituir la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, contribuyendo por tanto al control de la frecuencia de la red.

Los proveedores de este servicio son las unidades de producción y de consumo de bombeo que muestren una capacidad de oferta superior a 10 MW y hayan sido habilitados por REE, cumpliendo por tanto los requisitos que se establecen en el punto 4. Proveedores del servicio del Procedimiento de Operación 7.3 Regulación Terciaria [3]. Las unidades de producción son las encargadas de realizar acciones de subida de energía, mientras que las unidades de bombeo realizan acciones de bajada (consumo), con carácter de recompra de energía.

En el mercado de regulación terciaria, la cantidad de energía total intercambiada durante el año 2018 fue de 1.913 GWh a subir y 1.118 GWh a bajar, con un precio medio de 65 €/MWh y 34,6 €/MWh, respectivamente [4].

El mercado de regulación terciaria es convocado por REE a las 21:00 y las ofertas pueden ser presentadas hasta las 23:00 del día D-1 y modificadas hasta 1 hora antes de que la acción se lleve a cabo. Todas las instalaciones aptas y disponibles para ofrecer el servicio están obligadas a presentar ofertas por toda su reserva de regulación terciaria disponible.

### 3.2. Requisitos técnicos del servicio

En el procedimiento de operación 7.3 Regulación terciaria, se define la reserva de regulación terciaria como “la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas”. Es decir, el tiempo de notificación mínimo para la regulación terciaria es de 15 minutos y la acción debe poder prolongarse durante al menos dos horas. Sin embargo, en la práctica, puede ocurrir que REE solicite finalizar la acción antes de que transcurra una hora.

Los proveedores del servicio están obligados a presentar ofertas por toda su reserva de regulación terciaria para todos los períodos de programación, por lo que no se establecen valores mínimos ni máximos para esta oferta.

La Figura 9 representa esquemáticamente la convocatoria y funcionamiento del mercado de regulación terciaria.

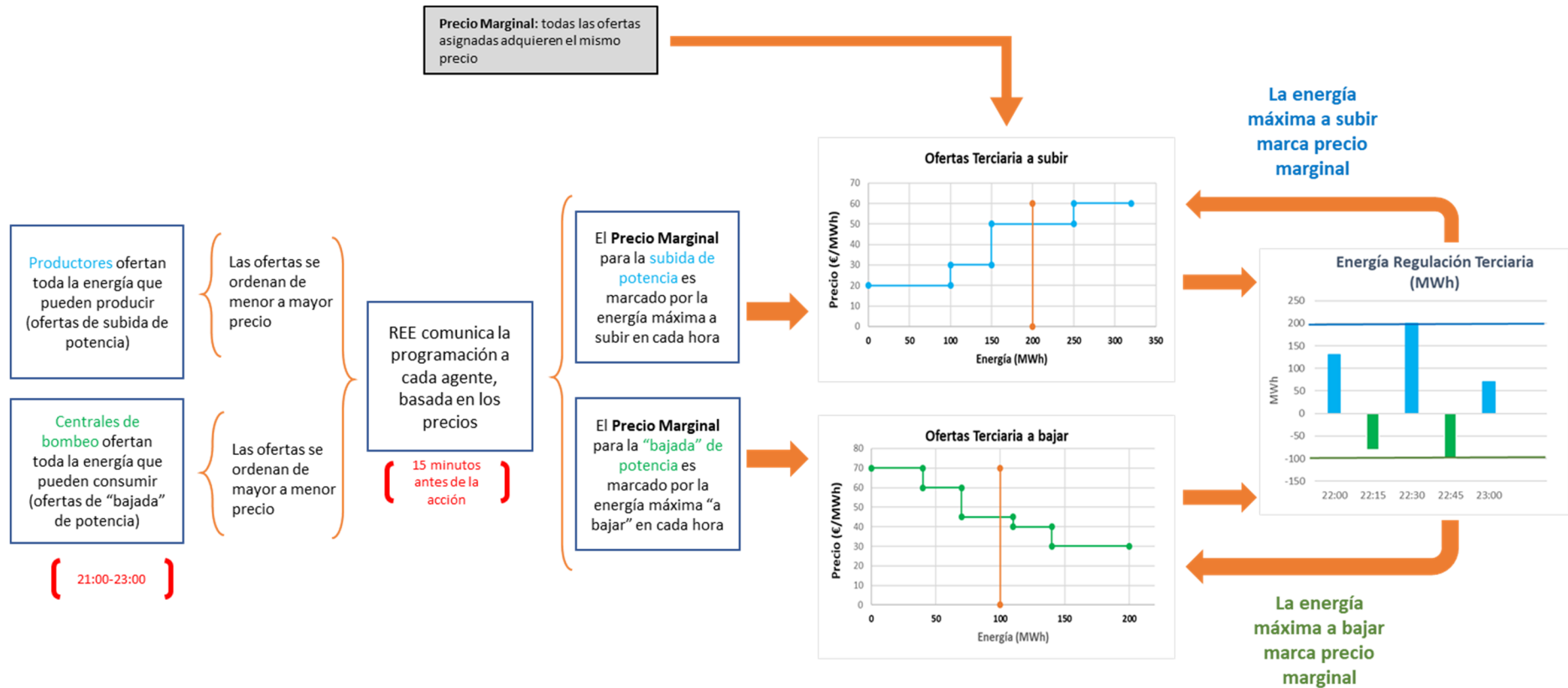


Figura 9: Convocatoria y funcionamiento del Mercado de Regulación Terciaria

### 3.3. Convocatoria y funcionamiento del mercado

REE comunica a las unidades los requerimientos mínimos de reserva de regulación terciaria a subir y a bajar, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, antes de las 21:00 del día D-1. Las ofertas se pueden presentar hasta las 23 horas del día D-1 y modificar durante el día D hasta 1 hora antes de que la acción se lleve a cabo. El funcionamiento del mercado es el siguiente:

- 1) Entre las 21:00 y las 23:00, las unidades de producción y de consumo de bombeo deben presentar, para todos los periodos de programación del día siguiente, toda su reserva de regulación terciaria.
  - a. Se presentarán en forma de ofertas de potencia máxima a subir o a bajar, en MW.
  - b. Con cada oferta se presentará además el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.
  - c. Se admiten asignaciones de duración inferior a un periodo de programación, siendo el horizonte de asignación marcado por REE. Cuando REE no establece un instante final de asignación, este se considera igual al final del periodo de programación en cuestión.
- 2) REE ordena las ofertas de subida de potencia de más baratas a más caras, y las ofertas de bajada de potencia (consumo) de más caras a más baratas.
- 3) Si REE considera que la reserva de regulación terciaria disponible tras recibir las ofertas no permite cubrir los requerimientos del sistema, ordenará el acoplamiento de grupos térmicos adicionales para alcanzar la reserva necesaria [6].
- 4) La asignación de ofertas se hace atendiendo al precio ofertado, en orden ascendente cuando las necesidades del sistema son a subir y descendente cuando son a bajar.
- 5) La última oferta en resultar asignada en cada periodo de programación marcará el precio marginal al que se hace referencia en el punto 3.4.

### 3.4. Retribución a las unidades participantes

La retribución a las unidades que ofrecen el servicio de regulación terciaria se hace exclusivamente en base a la energía efectiva entregada o consumida. Es decir, a diferencia de la regulación secundaria, no hay pagos por capacidad (banda de potencia). La forma de calcular el cobro o pago correspondiente a cada unidad se determina con el siguiente procedimiento:

- 1) El precio por MWh para cada acción se obtiene a posteriori, al finalizar cada periodo de programación. La forma de determinarlo es la siguiente:
  - a. REE asigna las ofertas según las necesidades en tiempo real, basándose en el precio de cada oferta. Asigna las ofertas de subida en orden creciente y las ofertas de bajada en orden decreciente, hasta completar las exigencias del sistema para cada período de programación.
  - a. El precio marginal para cada período de programación y tipo de oferta (a subir o a bajar) es determinado por la última oferta asignada en dicho período.
  - b. Dado que las acciones pueden tener una duración inferior a un período de programación completo, el precio marginal será el mayor resultante de cada período de programación para las ofertas de subida y el menor resultante en cada período de programación para las ofertas de bajada.
  - c. Todas las asignaciones de subida y bajada de potencia dentro de un mismo período de programación reciben este precio marginal para sus respectivos cálculos de los derechos de cobro y obligaciones de pago.
- 2) La compensación económica tras participar en los servicios de regulación terciaria se calcula, para cada unidad participante y período de programación, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$DCT_{i,j}(\text{€}) = ETS_{i,j}(\text{MWh}) \cdot PMTS_j \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \quad (4)$$

$$OPT_{i,j}(\text{€}) = ETB_{i,j}(\text{MWh}) \cdot PMTB_{i,j} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \quad (5)$$

Donde:

- $DCT_{i,j}$  es el derecho de cobro adquirido por la unidad de producción  $i$  por la acción de regulación terciaria a subir llevada a cabo durante la hora  $j$ .
- $OPT_{i,j}$  es la obligación de pago adquirida por la unidad de consumo de bombeo  $i$  por la acción de regulación terciaria a bajar llevada a cabo durante la hora  $j$ .
- $ETS_{i,j}$  es la energía terciaria a subir aportada por la unidad de producción  $i$  durante la hora  $j$ .

- $ETB_{i,j}$  es la energía terciaria a bajar aportada por la unidad de consumo de bombeo  $i$  durante la hora  $j$ .
- $PMTS_j$  es el precio marginal de la energía terciaria a subir para la hora  $j$ .
- $PMTB_j$ , es el precio marginal de la energía terciaria a bajar para la hora  $j$ .

### 3.5. Precios de Mercado

Como se ha comentado anteriormente, a diferencia de la Regulación Secundaria, en el caso de la Regulación Terciaria sólo se retribuye el término de energía efectiva entregada o consumida. En esta línea, las Figuras 10 y 11 muestran la distribución de precios mensuales y horarios de la energía de Regulación Terciaria en 2018, respectivamente.

Respecto a los precios mensuales, es llamativa su mayor variabilidad respecto a los precios mensuales de la energía secundaria, cambiando desde medias de algo menos de 30 €/MWh (abril) hasta medias de alrededor de los 65 €/MWh (septiembre).

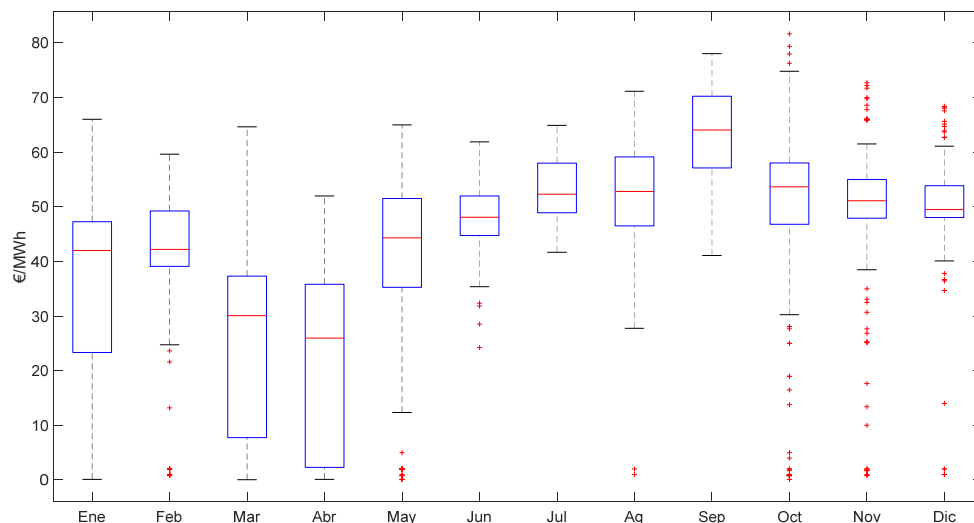
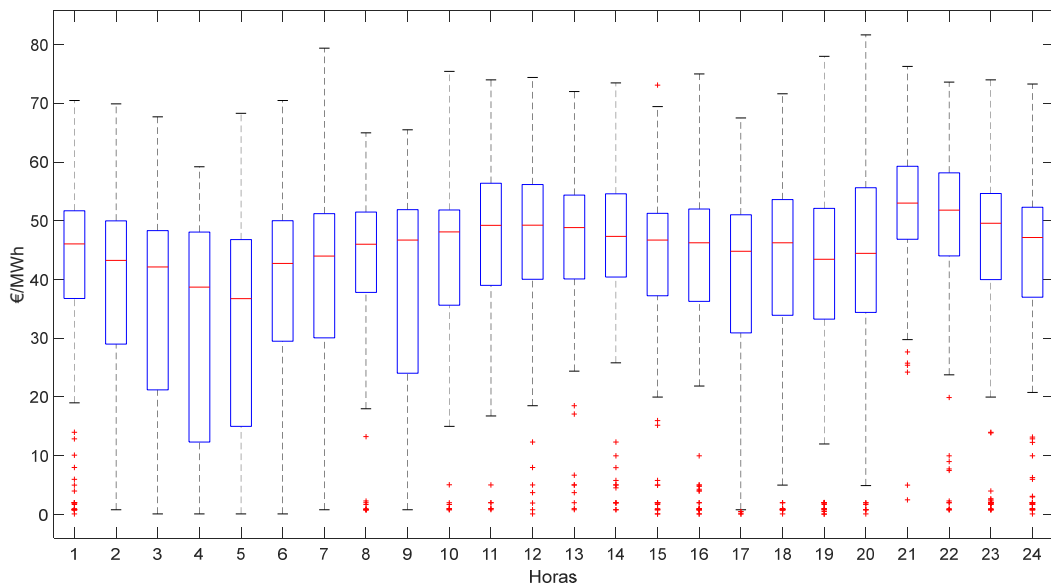


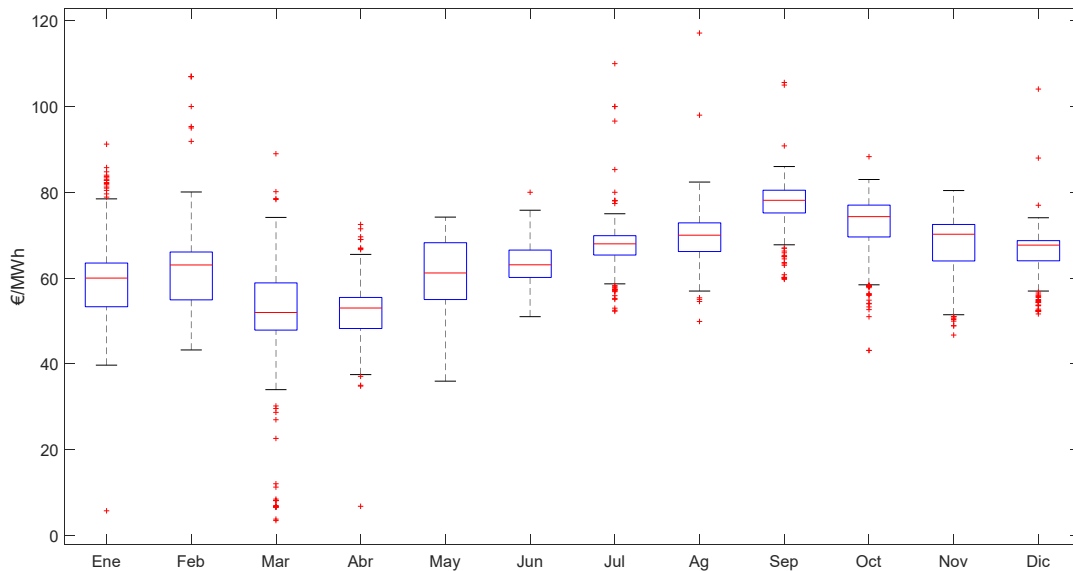
Figura 10: Precios mensuales de Regulación Terciaria a bajar

En cuanto a los precios horarios, al igual que en el caso de la Regulación Secundaria, tienen un carácter más estable que los precios mensuales, estando las medias acotadas entre 35 €/MWh y 50 €/MWh. Estos precios resultan beneficiosos para las centrales de bombeo, pues en general son inferiores a los precios del mercado diario. Por lo tanto, la adquisición de energía de Regulación Terciaria supondría un ahorro para estas centrales, comparada con la adquisición de la misma cantidad de energía a precios del mercado Spot.



**Figura 11: Precios horarios de Regulación Terciaria a bajar**

Finalmente, en las Figuras 12 y 13 se han representado los precios mensuales y horarios de la energía de Regulación Terciaria a subir, respectivamente. Las medias de los precios mensuales oscilan entre 50 €/MWh y 75 €/MWh, con un número considerable de valores alejados de las medias, especialmente en marzo y julio.



**Figura 12: Precios mensuales de Regulación Terciaria a subir**

Respecto a los precios horarios, se puede observar de nuevo una escasa variabilidad de las medias, que se distribuyen de forma bastante uniforme, en torno a los 60 €/MWh.

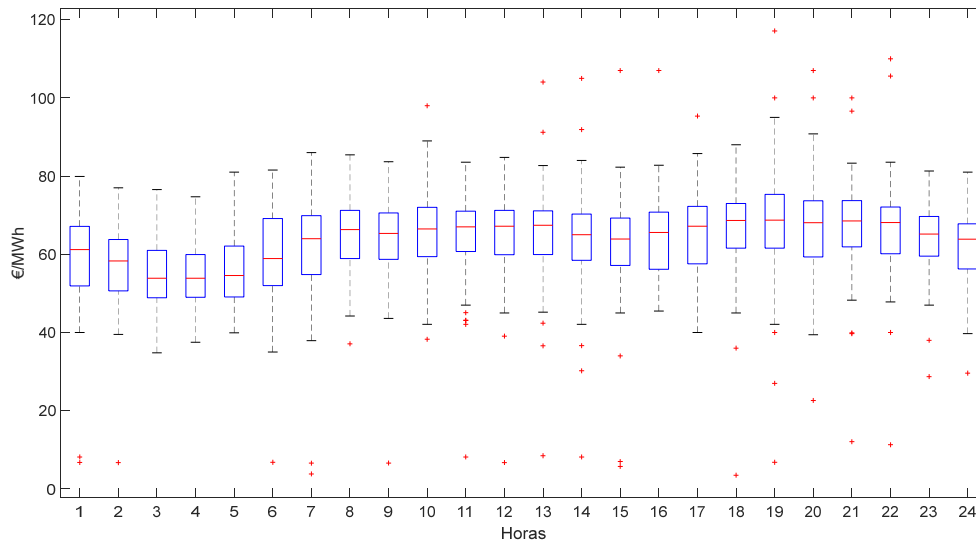


Figura 13: Precios horarios de Regulación Terciaria a subir

### 3.6. Ejemplo de cálculo

En esta sección se procede a ejemplificar el funcionamiento del mercado de regulación terciaria, así como su sistema de retribución, para una situación concreta dada a lo largo de una hora, en la que hay necesidades tanto de subida como de bajada de potencia. De esta forma, se facilita la comprensión de dicho funcionamiento con números y resultados concretos.

A las 21:00 del mismo día considerado en 2.5, REE ha presentado las necesidades mínimas de reserva de regulación terciaria para todas las horas del día siguiente. Hasta las 23:00, todas las unidades habilitadas han presentado ofertas por toda su reserva de regulación terciaria, que han sido ordenadas por REE.

Para las 22:00 del día siguiente, las ofertas a subir y a bajar, ya ordenadas, son las indicadas en las Tablas 4 y 5, respectivamente.

Con esta información se pueden elaborar las escaleras de reserva terciaria. En las Figuras 14 y 15 se han representado las escaleras de reserva terciaria a subir y a bajar, respectivamente, junto con la potencia demandada por REE en diferentes períodos de 15 minutos.

El punto de corte de la mayor demanda (línea vertical derecha) con las curvas marca el precio marginal para las acciones de subida y de bajada ocurridas entre las 22:00 y las 23:00.

Tabla 4. Ejemplo de cálculo. Ofertas de Regulación Terciaria a subir

Generador	Potencia a subir (MW)	Precio (€/MWh)
A	100	30
B	70	45
C	130	55
D	200	60
E	30	70
F	100	73

Tabla 5. Ejemplo de cálculo. Ofertas de Regulación Terciaria a bajar

Central bombeo	Potencia a bajar (MW)	Precio (€/MWh)
U	80	65
V	130	60
W	50	53
X	200	45
Y	130	40
Z	30	32

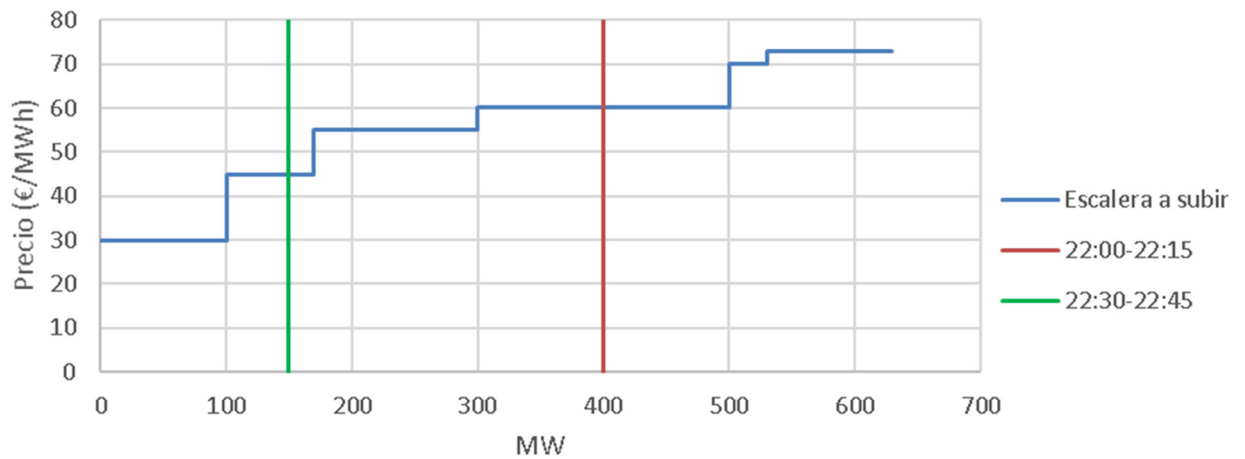


Figura 14: Escalera de terciaria a subir

Como todas las acciones duran 15 minutos, la energía en MWh que cada generador o central de bombeo ha producido o consumido se puede obtener dividiendo por 4 la potencia entregada en cada acción (en MW). Todas las unidades de producción venderán la energía producida en la acción al precio marginal de subida y todas las centrales de bombeo comprarán la energía consumida en la acción al precio marginal de bajada.

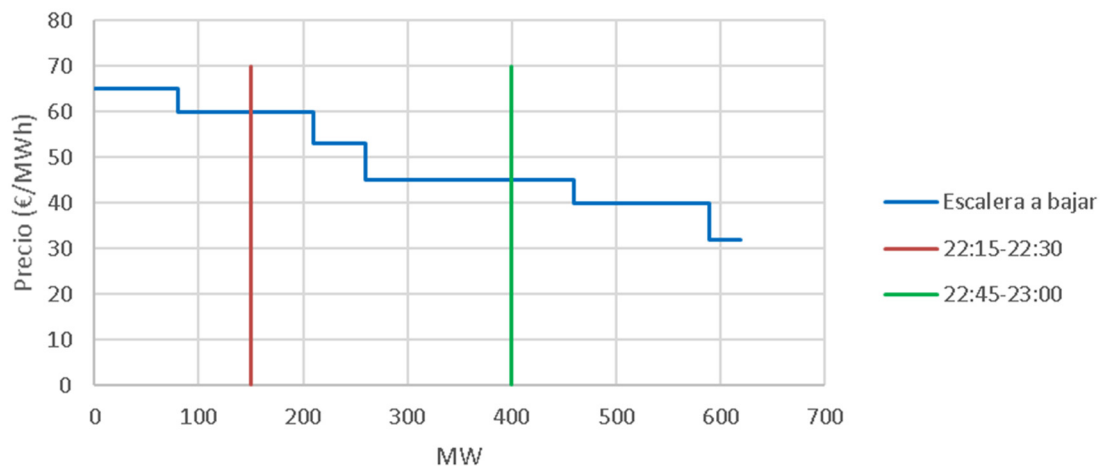
Los derechos de cobro y las obligaciones de pago que cada unidad percibe están recogidas en las Tablas 6 y 7, respectivamente.

**Tabla 6: Ejemplo de cálculo. Derechos de cobro por servicios de regulación terciaria**

Generador	Energía a subir (MWh)	Precio venta (€/MWh)	Derecho cobro (€)
A	50	60	3000
B	30	60	1800
C	32,5	60	1950
D	25	60	1500
E	0	60	0
F	0	60	0

**Tabla 7: Ejemplo de cálculo. Obligaciones de pago por servicios de regulación terciaria**

Central bombeo	Energía a bajar (MWh)	Precio compra (€/MWh)	Obligación de pago (€)
U	40	45	1800
V	50	45	2250
W	12,5	45	562,5
X	15	45	675
Y	0	45	0
Z	0	45	0



**Figura 15: Escalera de terciaria a bajar**

## 4. GESTIÓN DE DESVÍOS

### 4.1. Introducción

El servicio de gestión de desvíos es de carácter potestativo y está diseñado para corregir las diferencias entre demanda prevista y programación de generación superiores a 300 MW para cada uno de los períodos de programación.

Los proveedores de este servicio son las unidades de producción y de consumo de bombeo con una capacidad de oferta probada superior a 10 MW que hayan sido habilitados por REE, cumpliendo por tanto todos los requisitos establecidos en el Procedimiento de Operación 3.3 *Gestión de Desvíos*, punto 3. *Proveedores del Servicio* [3]. En este caso, las unidades de producción serán las encargadas de realizar ofertas de subida de energía, mientras que las unidades de consumo de bombeo realizarán ofertas de bajada (consumo), con carácter de recompra de energía.

En el mercado de gestión de desvíos, la cantidad de energía total transada durante el año 2018 fue de 1883 GWh a subir y 475 GWh a bajar, con un precio medio de 67,7€/MWh y 44,6€/MWh, respectivamente [4].

REE puede convocar el mercado tras el cierre de cada sesión del mercado intradiario (MI), siempre que el desvío demanda-producción superior a 300 MW. Sin embargo, hay una diferencia destacable en los horizontes horarios del mercado de Gestión de Desvíos. Si bien cada una de las sesiones del MI abarca desde el cierre de dicha sesión hasta el final del día D, las sesiones del mercado de Gestión de Desvíos solamente pueden resolver desvíos ocurridos entre el cierre de su correspondiente sesión del MI y el inicio del horizonte de programación de la siguiente.

### 4.2. Requisitos técnicos del servicio

La acción de subida o bajada de potencia dura 1 hora, y el tiempo de notificación mínimo es de 15 minutos. Las unidades participantes tienen 30 minutos para presentar ofertas desde la convocatoria del mercado. El valor mínimo de la energía ofertada es fijado por REE en cada convocatoria del mercado, mientras que el valor máximo es de 300 MWh.

Como ya se ha indicado en el apartado 2.1, es requisito indispensable para los proveedores probar una capacidad de oferta de al menos 10 MW (aunque esto no implica que las ofertas mínimas sean de 10 MWh por hora) [1].

La

Figura 16 representa esquemáticamente la convocatoria y funcionamiento del mercado de gestión de desvíos.

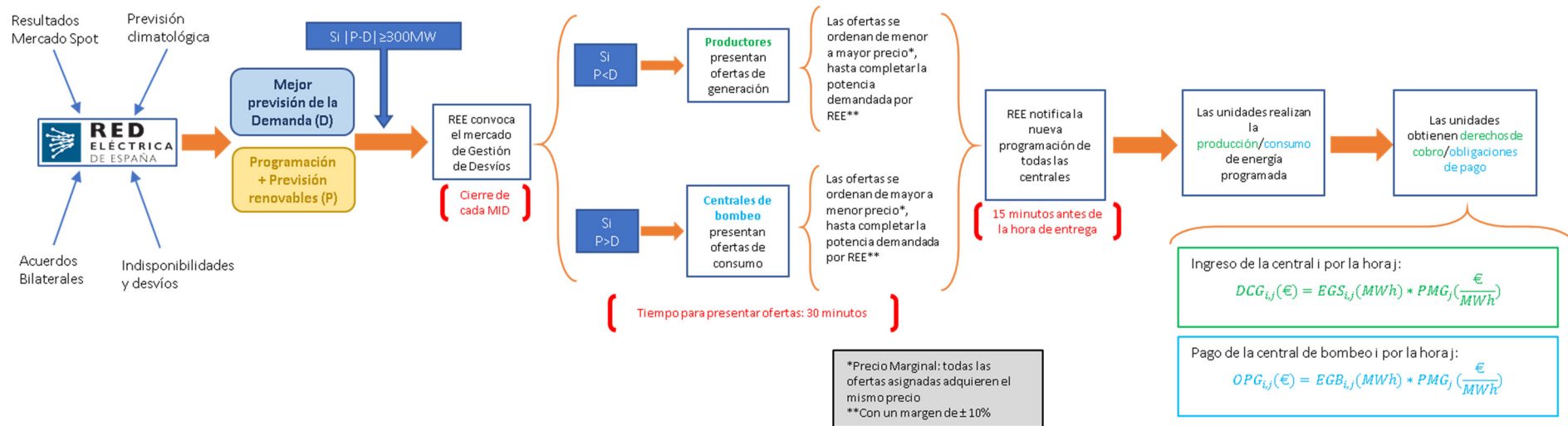


Figura 16: Convocatoria y funcionamiento del Mercado de Gestión de Desvíos

### 4.3. Convocatoria y funcionamiento del Mercado

Una vez cerrada cada una de las sesiones del MI y tras recibir los resultados del MD (mercado diario) y MI enviados por OMIE, junto con la previsión de producción de energía solar y eólica, así como los acuerdos bilaterales, indisponibilidades de centrales y desvíos de los intercambios internacionales, REE compara la programación de producción para los próximos períodos de programación con su mejor estimación de la demanda, y puede convocar el mercado de gestión de desvíos al observar una diferencia de 300 MW o superior. A partir de este momento, el funcionamiento del mercado es el siguiente:

- 1) REE comunica las necesidades de reserva del sistema para cada uno de los períodos de programación hasta la siguiente sesión del MI, así como el valor mínimo de energía para las ofertas a subir o a bajar.
- 2) Las unidades de producción (cuando las necesidades son a subir) o de consumo de bombeo (cuando son a bajar) presentan sus ofertas de producción o consumo de energía, indicando la cantidad de energía a subir o a bajar y el precio por MWh en un plazo máximo de 30 minutos.
- 3) Estas ofertas son ordenadas de menor a mayor precio (cuando son ofertas de subida de energía) o de mayor a menor precio (cuando son ofertas de “bajada”, o recompra de energía)
- 4) La asignación de energía a producir o consumir se realiza hasta llegar a aquella oferta que, sumada a todas las anteriores, entre en el rango de las necesidades comunicadas por REE  $\pm 10\%$ , siguiendo el orden indicado en 3). Esta última oferta será la que marque el precio marginal, de subida o de bajada de potencia, para el período de programación correspondiente, que será utilizado para la retribución del servicio.
- 5) Cuando una unidad resulta adjudicataria en este mercado, estará obligada a ofrecer el servicio de gestión de desvíos para el periodo de programación correspondiente, por la cantidad de energía que le haya sido adjudicada si REE lo solicita. REE comunicará la nueva programación de las unidades adjudicatarias 15 minutos antes del período de programación correspondiente, y la acción durará 1 hora.

### 4.4. Retribución a las unidades participantes

Las unidades que hayan realizado la prestación efectiva de un servicio de gestión de desvíos, esto es, hayan entregado o consumido energía a petición de REE tras haber resultado adjudicatarios en alguna de las sesiones del mercado de gestión de desvíos, recibirán un derecho de cobro (en el caso de haber producido energía) u obligación de pago (en el caso de haber consumido energía). Para el cálculo de estos conceptos, se aplicarán las siguientes fórmulas:

$$DCG_{i,j}(\text{€}) = EGS_{i,j}(\text{MWh}) * PMG_j\left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) \quad (6)$$

$$OPG_{i,j}(\text{€}) = EGB_{i,j}(\text{MWh}) * PMG_j\left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) \quad (7)$$

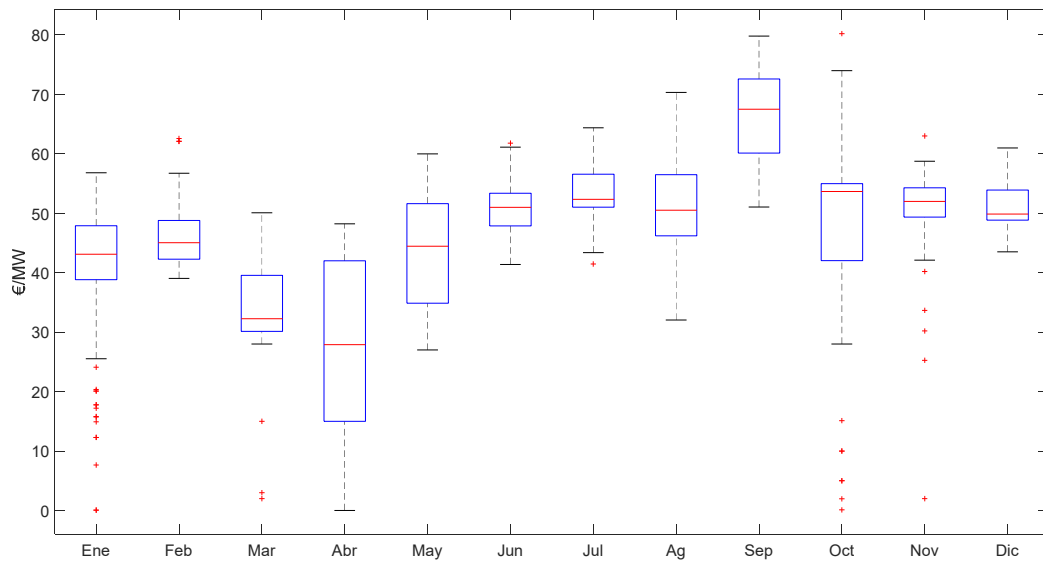
Donde:

- $DCG_{i,j}$  es el derecho de cobro de la unidad de producción  $i$  que resultó adjudicataria de energía a subir en la hora  $j$ .
- $PMG_j$  es el precio marginal resultante del mercado de gestión de desvíos, obtenido según el procedimiento explicado en 2.3. Solo puede haber un precio en cada hora (para subida o para bajada de potencia).
- $OPG_{i,j}$  es la obligación de pago de la unidad de consumo de bombeo  $i$  que resultó adjudicataria de energía a bajar en la hora  $j$ .
- $EGS_{i,j}$  es la energía de gestión de desvíos a subir proporcionada por la unidad de producción  $i$  en la hora  $j$ .
- $EGB_{i,j}$  es la energía de gestión de desvíos a bajar proporcionada por la unidad de consumo de bombeo  $i$  en la hora  $j$ .

#### 4.5. Precios del Mercado

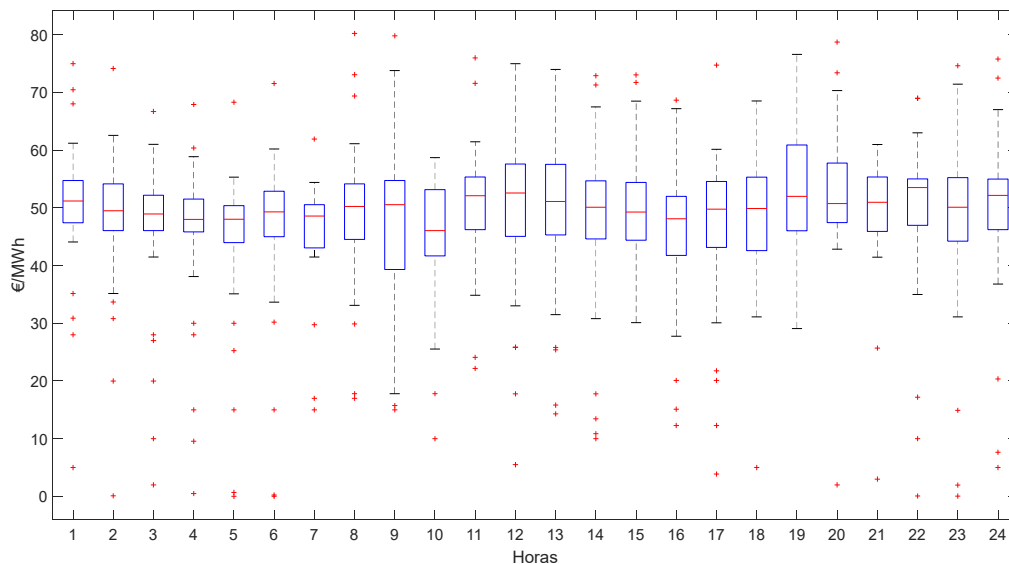
En las Figuras 17 y 18 se han representado los precios mensuales y horarios del mercado de Gestión de Desvíos a bajar, respectivamente.

Es llamativa la variabilidad que caracteriza a los precios mensuales, cuyas medias pueden pasar de menos de 30 €/MWh (abril) a 65 €/MWh (septiembre). Esta variabilidad podría deberse al hecho de que el mercado de Gestión de Desvíos no se convoca para todas las horas de cada día, sino solamente cuando existe un desvío superior a los 300 MW. Como consecuencia, la cantidad de datos para todo un año es muy inferior al número de horas, y por tanto la distribución es más propensa a la inestabilidad.



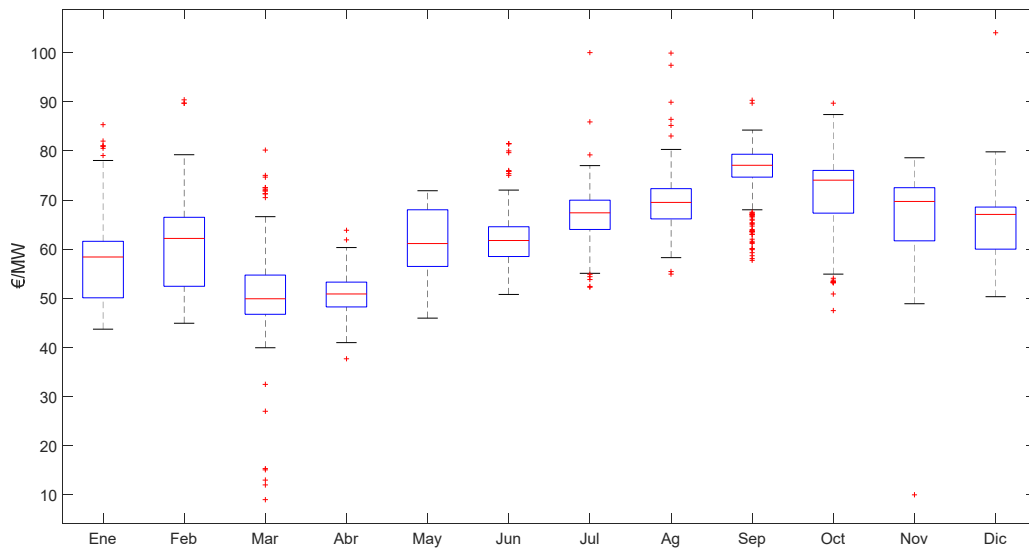
**Figura 17: Precios mensuales de Gestión de Desvíos a bajar**

Respecto a los precios horarios, siguiendo la línea de los mercados de Regulación Secundaria y Terciaria, tienen una estabilidad mucho más notable que los precios mensuales. Las medias de todas las horas quedan acotadas entre 45 €/MWh y 55 €/MWh.



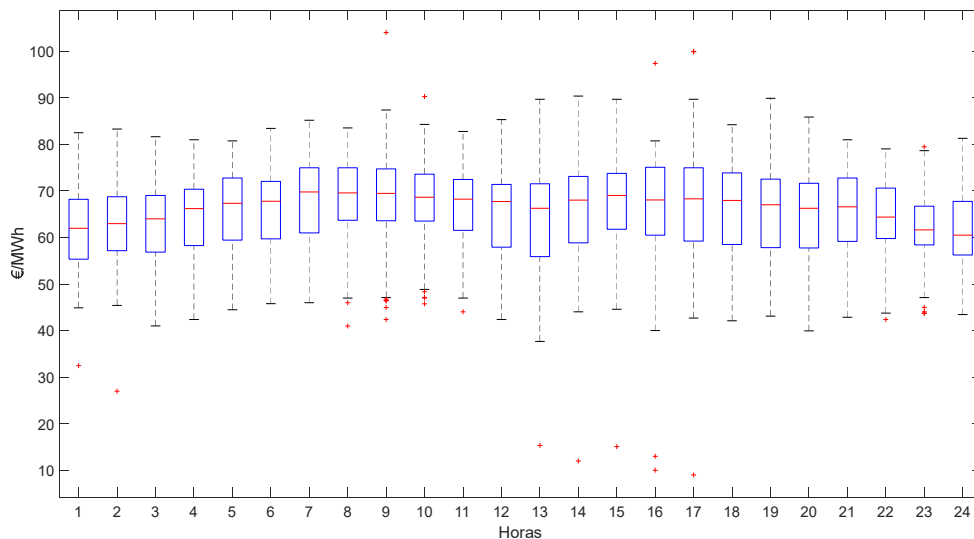
**Figura 18: Precios horarios de Gestión de Desvíos a bajar**

Finalmente, las Figuras 19 y 20 contienen los precios mensuales y horarios del mercado de Gestión de Desvíos a subir, respectivamente. De forma similar a los precios a bajar, los precios mensuales a subir tienen una variabilidad notable, si bien no tan pronunciada, con las medias de todos los meses acotadas entre 50 €/MWh y 75 €/MWh.



**Figura 19: Precios mensuales de Gestión de Desvíos a subir**

Respecto a los valores horarios, estos vuelven a tener una tendencia más estable que los valores mensuales, con medias que no sobrepasan los 70 €/MWh ni bajan de 60 €/MWh.



**Figura 20: Precios horarios de Gestión de Desvíos a subir**

## 4.6. Ejemplo de cálculo

En esta sección se procede a ejemplificar el funcionamiento del mercado de gestión de desvíos para una situación en la que el sistema tiene necesidades de subida de energía y para otra en la que las necesidades son de bajada. De esta forma, se facilita la comprensión de dicho funcionamiento con números y resultados concretos.

#### 4.6.1. Caso 1: Subida de energía en el mercado de gestión de desvíos

En el caso 1 se supone que, tras el cierre de la 6ª sesión del MI (comprendida entre las 12:00 y las 12:45 del día D), REE calcula que la previsión de energía a producir entre las 16:00 y las 17:00 es de 29.700 MWh (considerando los resultados del mercado diario e intradiario, así como las transacciones bilaterales, los intercambios internacionales y la producción de electricidad con energías renovables). Asimismo, la mejor previsión de la demanda de REE para dicha hora resulta en una estimación de 31.000 MWh, lo que supone una diferencia generación-consumo de -400 MWh.

Tras evaluar esta situación, REE convoca el mercado de gestión de desvíos, en el que las unidades de producción realizan ofertas de subida de energía, resultando en una energía a subir de 370 MWh, con un precio marginal de 51,36 €/MWh.

**Tabla 8: Desvíos y precio marginal del Mercado de Gestión de Desvíos. Caso 1**

Situación del sistema	
Previsión energía a producir (MWh)	29.700,00
Previsión de demanda (MWh)	30.100,00
Diferencia generación-demanda (MWh)	-400,00
Precio Mercado de Gestión de Desvíos (€/MWh)	51,36

La unidad de producción A ha resultado adjudicataria en el mercado de gestión de desvíos, en el que presentó una oferta de 20 MWh por un precio de 45 €/MWh (inferior al precio marginal). Llegadas las 15:45, REE evalúa la situación del sistema eléctrico y ordena a la central A la subida de energía de 20 MWh entre las 16:00 y las 17:00. Tras realizar esta subida de energía, la central A percibe unos ingresos extraordinarios a precio marginal de 1.027,2 €.

**Tabla 9: Derecho de cobro de la unidad de producción A.**

Unidad de producción A	
Energía ofertada a subir (MWh)	20,00
Precio ofertado (€/MWh)	45,00
Precio Mercado de Gestión de Desvíos (€/MWh)	51,36
Energía adjudicada (MWh)	20,00
Derecho de cobro (€)	1.027,20

#### 4.6.2. Caso 2: Bajada de energía en el mercado de gestión de desvíos

En el caso 2 se plantea una situación en la que, tras el cierre de la 5ª sesión del MI (comprendida entre las 8:00 y las 8:45) REE calcula que la previsión de energía a producir entre las 13:00 y las 14:00 es de 29.700 MWh, mientras que su mejor previsión de la demanda arroja una estimación de 29.000 MWh, con una diferencia generación-consumo de +700 MWh.

Tras evaluar esta situación, REE convoca el mercado de gestión de desvíos, en el que las unidades de consumo de bombeo presentan ofertas de recompra de energía, resultando en una energía a bajar de 720 MWh, con un precio marginal de 53,24 €/MWh.

**Tabla 10: Desvíos y precio marginal del Mercado de Gestión de Desvíos. Caso 2**

Situación del sistema	
Previsión energía a producir (MWh)	29.000,00
Previsión de demanda (MWh)	29.700,00
Diferencia generación-demanda (MWh)	+700,00
Precio Mercado de Gestión de Desvíos (€/MWh)	53,24

La central de bombeo U ha resultado adjudicataria en el mercado de gestión de desvíos, en el que presentó una oferta de recompra de energía de 30 MWh a un precio de 60€/MWh (superior al precio marginal). Llegadas las 12:45, REE evalúa la situación del mercado eléctrico y ordena a la unidad de consumo B el consumo de 30 MWh. Tras realizar esta acción, la unidad de consumo de bombeo recibe una obligación de pago de 1597,2€.

**Tabla 11: Ejemplo de cálculo. Obligación de pago de la unidad de consumo de bombeo U.**

Unidad de consumo de bombeo U	
Energía ofertada a subir (MWh)	30,00
Precio ofertado (€/MWh)	60,00
Precio Mercado de Gestión de Desvíos (€/MWh)	53,24
Energía adjudicada (MWh)	30,00
Derecho de cobro (€)	1.597,20

## 5. BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Red Eléctrica de España, S.A., «Operación del sistema eléctrico,» REE, 15 09 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>.
- [2] European Network of Transmission System Operators for Electricity, "Electricity Balancing in Europe," ENTSO-E, 2018.
- [3] 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.
- [4] Red Eléctrica de España, S.A., «Servicios de ajuste e intercambios internacionales. Avance 2018,» REE, Alcobendas (Madrid), 2019.
- [5] Red Eléctrica de España, S.A., «Sistema de información del operador del sistema,» REE, 20 09 2019. [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>.
- [6] P. Rodilla y C. Batlle, «Empirics of Intraday and Real-time Markets in Europe: Spain,» DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, 2015.
- [7] 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.



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



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



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