



**CNMC**  
COMISSION NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



**e ERSE**  
ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

---

# **INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE Y DE COGENERACIÓN EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Trabajo realizado por el Consejo de Reguladores del MIBEL

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Comisión Nacional del Mercado de Valores

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos



ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>LA PRE EN EL MIBEL .....</b>	<b>7</b>
2.1	Peso relativo e importancia de la PRE .....	7
2.1.1	La generación eléctrica en Portugal, España y MIBEL.....	7
2.1.2	La estructura de la oferta en el mercado diario.....	8
2.1.2.1	Evolución de las ofertas de la PRE en el mercado diario desde 2012 en Portugal y en España .....	8
2.1.2.2	Análisis de la estructura de la producción en el mercado diario desde enero de 2014 hasta diciembre de 2015 en Portugal y en España .....	11
2.2	Resumen del marco regulatorio.....	14
2.2.1	Portugal .....	14
2.2.1.1	Evolución de la capacidad instalada y de la producción por tecnología .....	15
2.2.1.2	Tratamiento comercial de la PRE .....	17
2.2.1.3	Impacto económico y financiación de la PRE .....	18
2.2.2	España .....	19
2.2.2.1	Evolución de la capacidad instalada y de la producción por tecnología .....	20
2.2.2.2	Tratamiento comercial de la PRE .....	22
2.2.2.3	Impacto económico y financiación de la PRE .....	25
2.3	El MIBEL ante otros mercados europeos .....	26
<b>3</b>	<b>INTEGRACIÓN Y EFECTOS DE LA PRE EN EL MIBEL.....</b>	<b>30</b>
3.1	Formación del precio en el mercado diario.....	30
3.2	Previsión y firmeza de la PRE en el MIBEL.....	31
3.2.1	Análisis de la situación portuguesa .....	31
3.2.2	Análisis de la situación española .....	38
3.3	Desvíos globales del sistema y desvíos directamente atribuibles a la PRE .....	44
3.3.1	Desvíos globales del sistema y desvíos directamente atribuibles a la PRE en Portugal .....	44
3.3.2	Desvíos globales del sistema y desvíos directamente atribuibles a la PRE en España ...	46
3.4	Operación de los sistemas eléctricos .....	48
3.4.1	Análisis de la situación portuguesa .....	48
3.4.2	Análisis de la situación española .....	60
3.5	Gestión de la interconexión interna en el MIBEL .....	74
3.5.1	Análisis del efecto de la influencia de la PRE, de la hidráulica y de las importaciones y exportaciones en la formación de los spreads entre Portugal y España .....	74
3.5.2	Análisis de las opciones de gestión de la interconexión en la formación de los spreads.....	76
3.5.2.1	Análisis de los impactos de las alteraciones de la capacidad de interconexión en la formación de los diferenciales de precio entre Portugal y España (spread PT-ES).....	77
3.5.2.2	Análisis de los impactos de las alteraciones de la capacidad de interconexión en la formación de los diferenciales de precio entre España y Portugal (spread ES-PT).....	80
3.5.2.3	Consideraciones sobre las alteraciones de la capacidad de interconexión en la formación de los diferenciales de precio entre Portugal y España (spread PT-ES) .....	84
3.6	Interconexión del MIBEL con otros sistemas eléctricos .....	84
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>88</b>



## **1 INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN**

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) entró en pleno funcionamiento el día 1 de julio de 2007, culminando un trabajo conjunto de las Administraciones portuguesa y española iniciado en 2001, plasmado en los convenios internacionales de Santiago y de Braga<sup>1</sup>, e intensificado en el primer semestre de 2007, tras la cumbre luso-española de Badajoz en noviembre de 2006, en la que ambos Gobiernos definieron un conjunto de objetivos para consolidar el MIBEL.

En la secuencia de la interacción sucesiva entre los reguladores ibéricos y los operadores de transporte ibéricos, Rede Eléctrica Nacional (REN) y Red Eléctrica de España (REE), se identificó la necesidad de elaborar un estudio, cuyo objeto es la armonización regulatoria, sea existente o necesaria, para favorecer la integración de la producción de energía eléctrica procedente de energías renovables no fósiles, como la eólica, la solar y la minihidráulica, de cogeneración de alta eficiencia y de tratamiento de residuos en el ámbito del MIBEL.

En Portugal, la energía procedente de estas energías, excluida la gran hidráulica, se conoce como Producción en Régimen Especial (PRE). En España, estas energías percibían esta misma denominación hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Sin embargo, con objeto de simplificar la redacción se mantiene la nomenclatura de la PRE en el documento para ambos países.

Si bien la normativa es diferente en cada país y se ha modificado en España durante el periodo de análisis, con carácter general, la PRE se refiere a la energía eléctrica producida por ciertas tecnologías a las que la regulación otorga condiciones especiales de funcionamiento y/o retribución, con el objetivo de promover su desarrollo y potenciar los beneficios que aporta a nivel ambiental. En particular, la PRE se enmarca en un régimen retributivo específico regulado dentro de un determinado horizonte temporal, siendo éste alternativo y/o complementario a la retribución obtenida en el mercado mayorista, en competencia con otras tecnologías.

Este documento aborda diversos aspectos relacionados con la PRE y su integración en la operación y funcionamiento de los sistemas y del mercado, sobre la base de los principios rectores de la seguridad de abastecimiento, la eficacia en la concreción de los compromisos asumidos para con la sostenibilidad ambiental y la eficiencia económica impuesta por un entorno económico marcado por la austeridad y la necesaria mejora de la competitividad.

---

<sup>1</sup> Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, firmado en Santiago de Compostela (Convenio de Santiago); y el Convenio que modifica el anterior, firmado en Braga el 18 de enero de 2008 (Convenio de Braga).



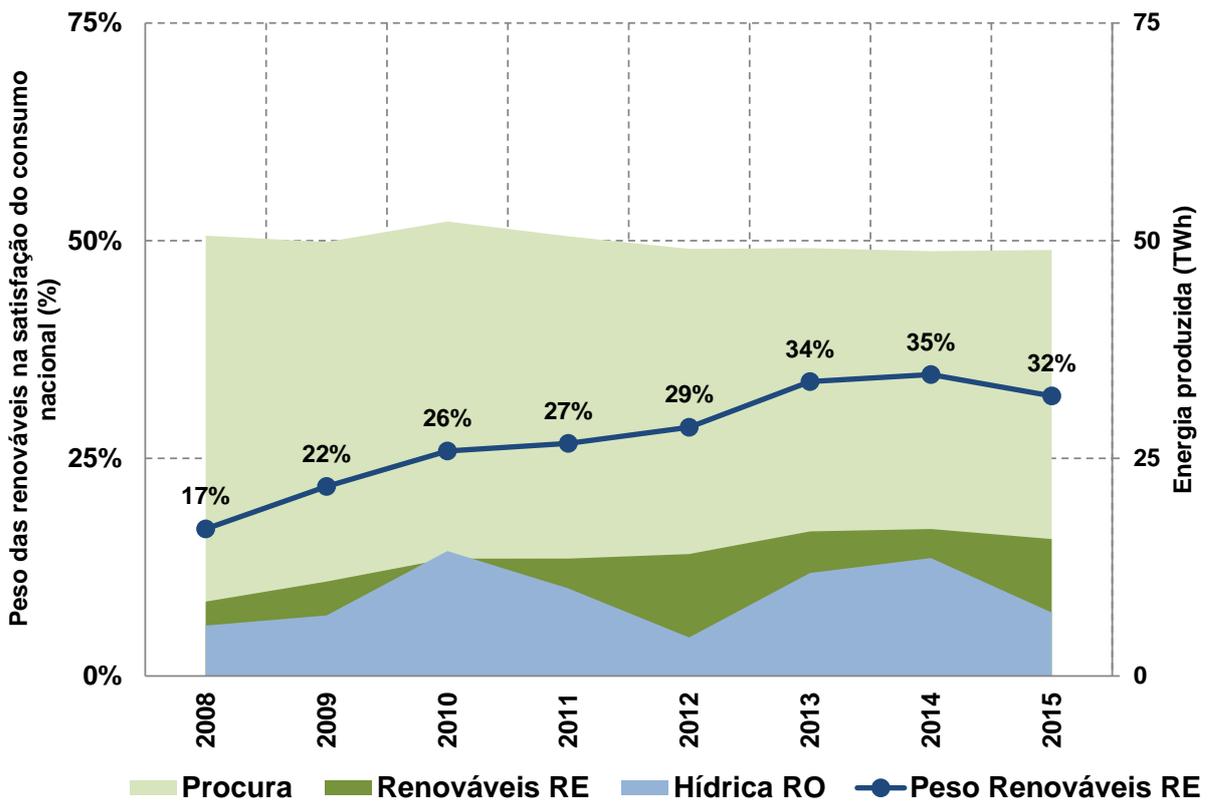
## 2 LA PRE EN EL MIBEL

### 2.1 PESO RELATIVO E IMPORTANCIA DE LA PRE

#### 2.1.1 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN PORTUGAL, ESPAÑA Y MIBEL

En Portugal, el continuo aumento de la potencia instalada de PRE ha conducido a que su contribución a la satisfacción del consumo haya aumentado significativamente en los últimos años, alcanzando un máximo de un 35% en 2014, según se observa en la siguiente figura. El año 2014 fue también el año en que se registró un mayor peso de las renovables, cerca de un 62% del consumo nacional, valor que incluye la energía hidráulica en régimen ordinario y no incluye la cogeneración no renovable. La evolución temporal de la producción renovable es más volátil que la de la PRE, fundamentalmente por la hidraulicidad, que afecta a la producción hidráulica en régimen ordinario de forma plurianual.

Figura 1. Evolución de la producción en régimen especial y satisfacción del consumo (PT)

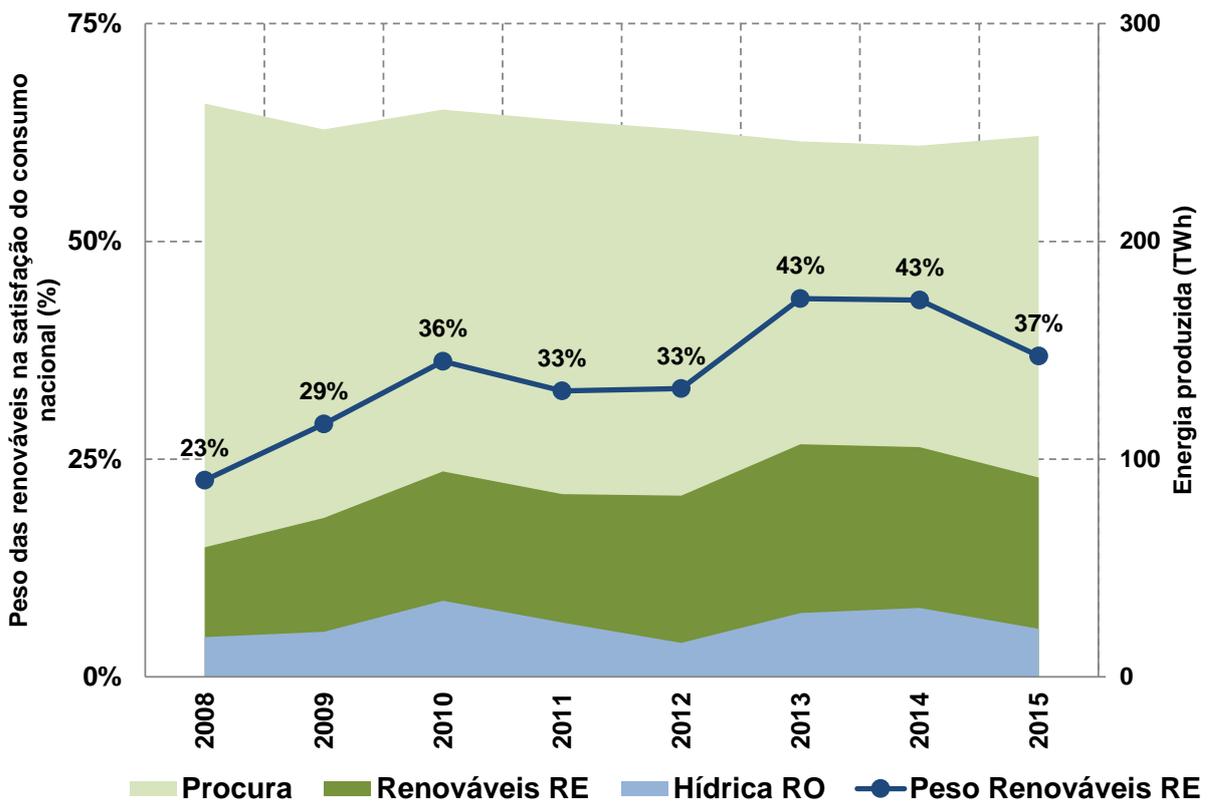


Fuente: REN

En cuanto a España, el crecimiento continuo de la PRE permitió aumentar la contribución de la PRE renovable en la cobertura de la demanda total; esta contribución pasó de valores del orden del 23% en 2008 a niveles de alrededor del 40% en los últimos 3 años.

Teniendo en cuenta la producción renovable, incluyendo la producción hidráulica en régimen ordinario, resulta que su contribución para satisfacer la demanda total pasó de un 29% en 2008 a valores medios de alrededor del 50% en los últimos 3 años. A pesar de que cierto crecimiento se asocia al efecto de la pluviometría en la producción hidráulica en régimen ordinario, en los últimos años, existe una clara tendencia de crecimiento del peso de la producción renovable en la cobertura de la demanda.

**Figura 2. Evolución de la contribución de las energías renovables para satisfacer la demanda en España**



Fuente: CNMC

## 2.1.2 LA ESTRUCTURA DE LA OFERTA EN EL MERCADO DIARIO

### 2.1.2.1 EVOLUCIÓN DE LAS OFERTAS DE LA PRE EN EL MERCADO DIARIO DESDE 2012 EN PORTUGAL Y EN ESPAÑA

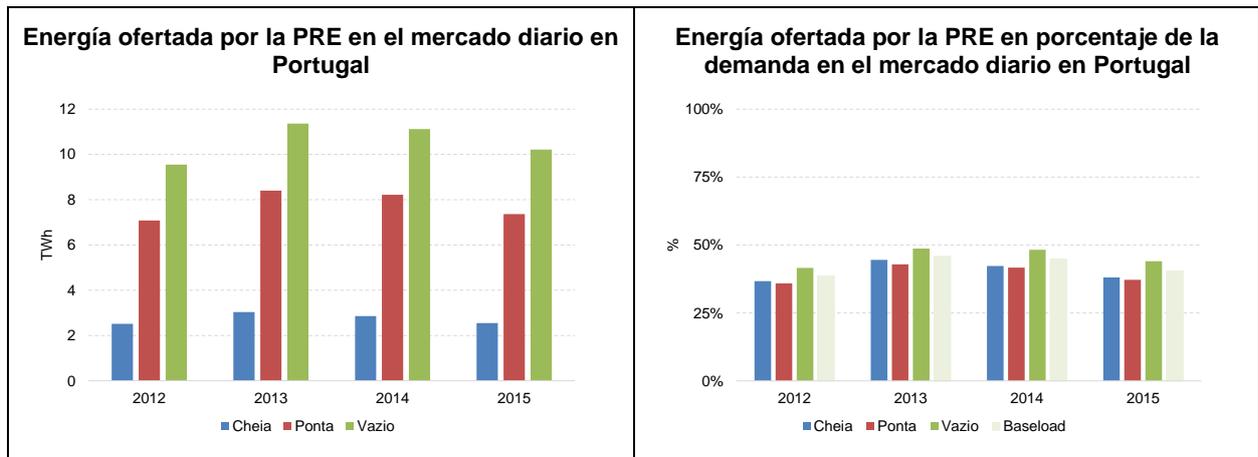
A efectos del análisis de la energía ofertada por la PRE en el mercado diario, se consideraron sólo los datos a partir de 2012, ya que fue el año a partir del cual, en Portugal, la oferta de PRE pasó a ser vendida totalmente en el mercado diario por el comercializador de último recurso. Se excluyó del análisis la negociación en contratación bilateral para facilitar la comparación entre los mercados portugués y español.

Aunque los valores de inyección de PRE renovable en la red y de venta de PRE en el mercado diario no se puedan comparar directamente, ya que en estos últimos la oferta relativa incluye la cogeneración no

renovable, parecen seguir la misma tendencia de crecimiento: el valor relativo de la cogeneración no renovable integrada en la red, que alcanza cerca de un 10% de la demanda nacional, parece explicar bien la diferencia entre los dos indicadores.

En relación con el precio de la oferta de venta, este es igual al precio instrumental de venta a 0 €/MWh que resulta del régimen para la integración de la PRE en el mercado vigente en Portugal, al que está sujeto el comercializador de último recurso. La oferta a precio instrumental de venta garantiza la casación total del volumen ofertado de PRE en el mercado diario.

**Figura 3. Oferta de la PRE en el mercado diario en Portugal**

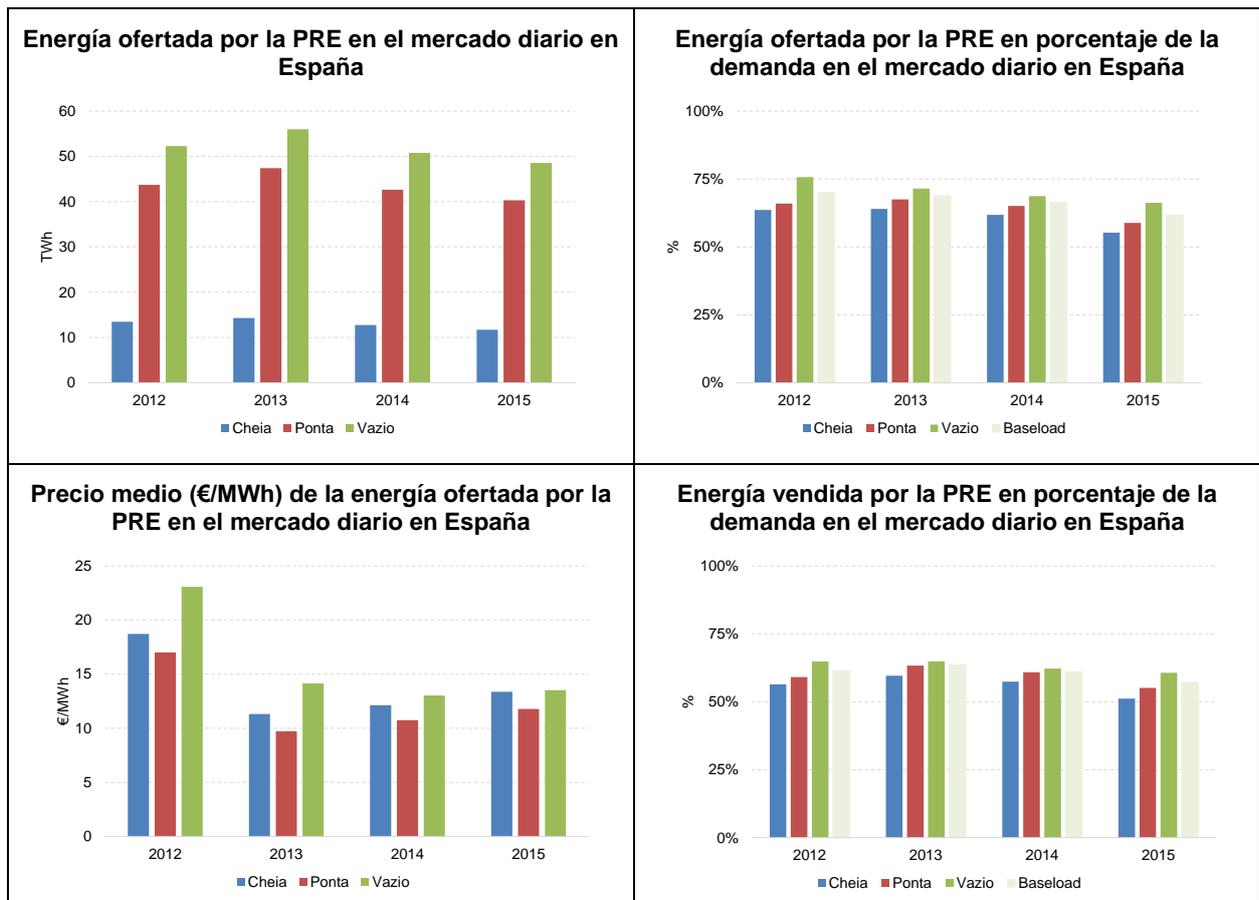


*Fuente: OMIE, Elaboración ERSE*

El volumen de PRE ofertado en el mercado diario en el horario valle es, en términos medios, equivalente a la suma del volumen de PRE ofertado en los horarios llano y punta, lo que se traduce en una oferta media horaria en el período de horas valle de cerca de un 4% por debajo de la oferta media en condiciones de carga base (es decir, para las 24 horas del día) para el período en estudio.

En 2012, el volumen de PRE ofertado en el mercado diario representaba cerca de un 39% de la demanda de este mercado. Ya en 2013 y 2014, cerca de un 45% de la demanda del mercado diario se cubría con la energía ofertada por la PRE, gracias a unas condiciones de eolicidad e hidraulicidad más favorables. En 2015, debido a un año eólico e hidrológico menos favorable, solamente un 41% de la demanda del mercado diario se cubrió con la PRE.

Figura 4. Oferta de la PRE en el mercado diario en España



Fuente: OMIE, Elaboración ERSE

En el caso español, de media, el volumen de PRE ofertado en el mercado diario durante las horas valle es también semejante a la suma del volumen de PRE ofertado en los horarios llano y punta, lo que se traduce en una oferta media horaria en el período valle de cerca de un 7% por debajo de la oferta media en condiciones de carga base (es decir, para las 24 horas del día) durante el período analizado.

En 2012, el volumen de PRE ofertado en el mercado diario representaba cerca de un 70% de la demanda de dicho mercado. En 2015, solamente un 62% de la demanda del mercado diario era cubierta por la PRE.

Como consecuencia de las ofertas de venta presentadas por la PRE, resultó la venta de un volumen de PRE en el mercado diario que en 2012 representaba cerca de un 61% de la demanda en dicho mercado. En 2015, este porcentaje se redujo a un 57% de la demanda del mercado diario.

El precio medio reflejado por la PRE en sus ofertas en 2012 fue de 20,17 €/MWh, aunque se observa una oferta de 23,06 €/MWh durante las horas valle (un 32% superior al precio medio ofrecido durante las horas llano y punta). En 2015, y más o menos en línea con los precios ofertados en 2013 y 2014, el precio medio ofertado por la PRE fue de 12,81 €/MWh, aunque se observa un precio de 13,52 €/MWh en las horas valle (un 11% superior al precio medio ofertado en los períodos llano y punta).

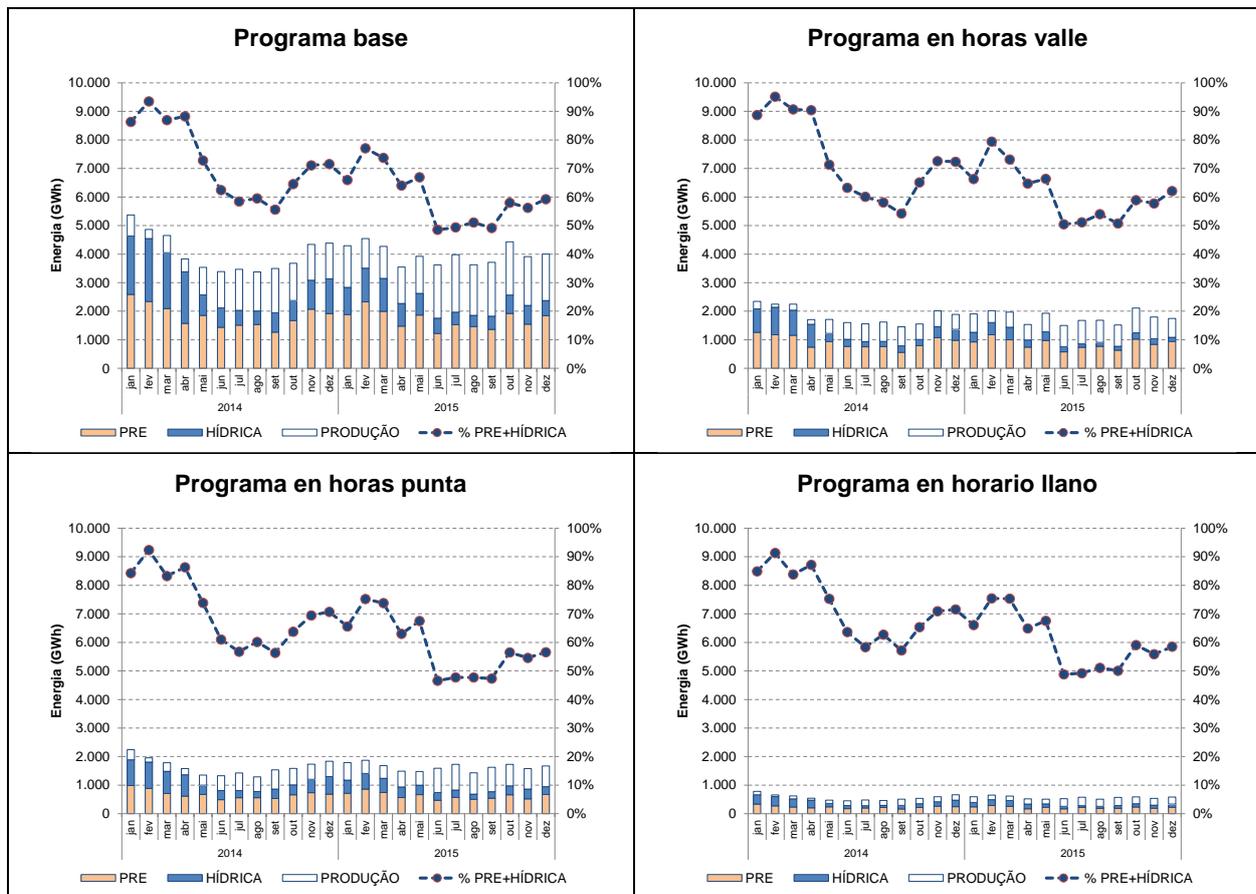
Con la desaparición de las tarifas reguladas (*feed-in tariff* y *feed-in premium*) en 2013 debido a la revisión del mecanismo de remuneración de la PRE (Real Decreto 9/2013, de 12 de julio) y con la entrada en vigor

del nuevo régimen fiscal español (Ley 15/2012, de 27 de diciembre, modificado y actualizado por la Ley 9/2013, de 13 de julio), los productores renovables empezaron a presentar ofertas con un precio tal que les permitiera recuperar los costes asociados con la operación y el mantenimiento, así como la fiscalidad aplicada al sector eléctrico español. Estos hechos estructurales parecen justificar la diferencia de precios ofrecidos por la PRE en el mercado diario entre el año de 2012 y el trienio 2013-2015.

#### 2.1.2.2 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN EN EL MERCADO DIARIO DESDE ENERO DE 2014 HASTA DICIEMBRE DE 2015 EN PORTUGAL Y EN ESPAÑA

En relación con la contribución conjunta de la producción hidráulica y de la producción en régimen especial a la producción total en el mercado diario, se realizó un análisis, presentado en la Figura 5, de las ofertas de las unidades de producción hidráulica y PRE portuguesas por período horario, durante los años 2014 y 2015. De este análisis se comprueba, para el año de 2015, una reducción relevante del peso conjunto de estos medios de producción si se compara con el año de 2014. En efecto, en 2015, la disponibilidad de recursos hidráulicos y de la producción en régimen especial solo les permitió alcanzar una cuota del 60% de la producción total, registrándose para el año de 2014 un valor medio de un 74%. El análisis de la contribución de la producción hidráulica y PRE en el mercado por período horario permite concluir que existe una relativa estabilidad entre los diferentes períodos horarios considerados. La existencia de alguna complementariedad entre hidráulica en régimen ordinario y PRE es uno de los factores que contribuye a la estabilidad de la producción en el mercado entre los diferentes períodos horarios de estas tecnologías. Efectivamente, la producción PRE registra mayor peso durante los períodos valle (en el período 2014-2015, cerca de un 49%) mientras la producción hidráulica en régimen ordinario tiende a tener un peso relativo más significativo en los períodos punta.

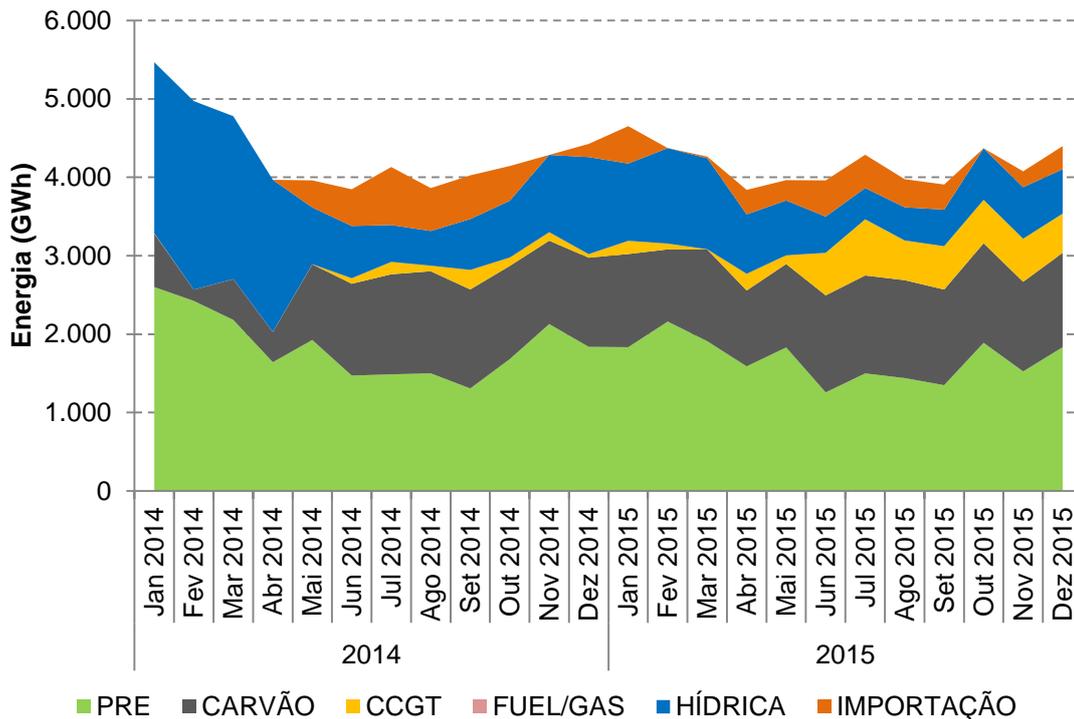
Figura 5. Contribución de la producción hidráulica y de la producción en régimen especial a la producción total en Portugal



Fuente: REN

La menor disponibilidad de recurso hidráulico en 2015 tuvo una repercusión directa en el *mix* de producción en el mercado diario de las unidades portuguesas que actúan en el MIBEL. En concreto, en la Figura 6 se explicita el peso, tanto en valores absolutos como relativos, del total de energía colocada en el mercado, por tecnología, incluyendo la importación. En el período 2014-2015, el *mix* de producción portugués se basó en las siguientes tecnologías: producción en régimen especial, carbón, hidráulica y producción de centrales de ciclo combinado de gas natural. En 2015 se registró un aumento importante de energía producida por centrales de ciclo combinado motivado por la existencia de un régimen hidrológico menos favorable, lo cual redujo ligeramente la energía de importación procedente de España, para satisfacer el consumo nacional.

Figura 6. Mix de producción en el mercado (Portugal)



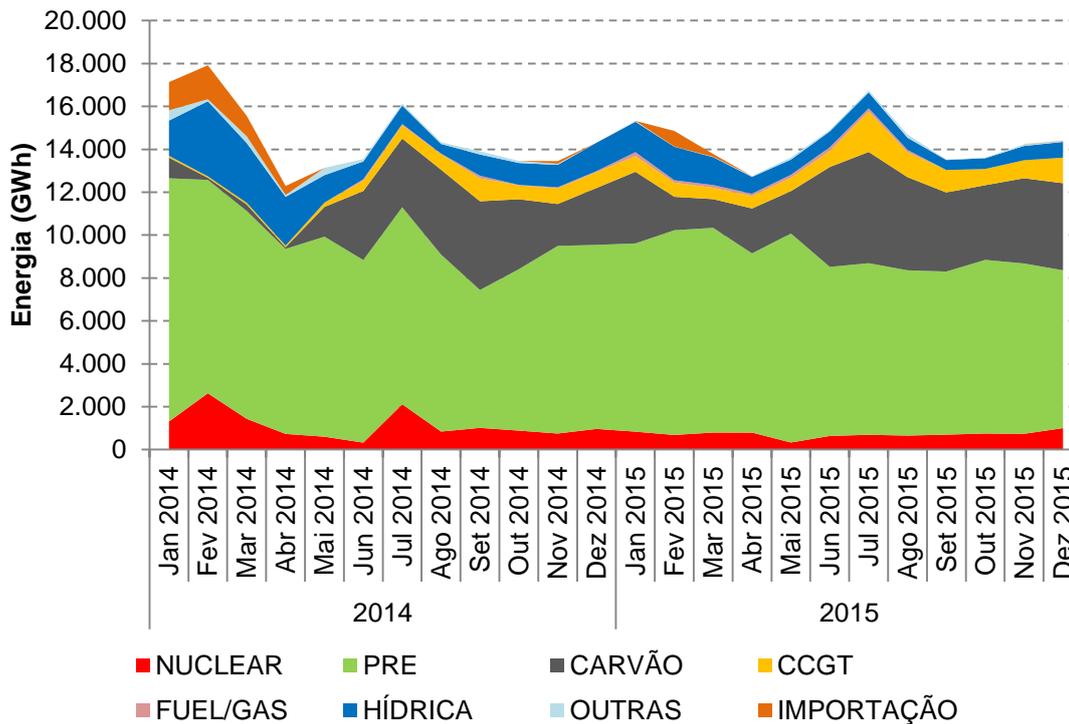
Fuente: OMIE

La comparación de las estructuras de producción entre Portugal (Figura 6) y España (Figura 7) permite identificar semejanzas en cuanto a la contribución de los recursos hidráulicos y de la producción en régimen especial al total de la producción, siendo el peso de la producción hidráulica en el mercado superior en Portugal y el peso de la producción en régimen especial en el mercado proporcionalmente más elevado en España. Esta situación explicita la mayor exposición del sistema eléctrico portugués a la hidraulicidad y a su variabilidad en el tiempo.

Por otro lado, fue notorio el aumento de peso que tuvieron las importaciones desde España hacia Portugal durante el tercer trimestre de 2014.

Cabe decir que una parte significativa de la producción del sistema español, que incluye la procedente de la tecnología nuclear, se suministra a través de mecanismos de contratación bilateral (cerca de un 30% del total), por lo que no aparece reflejada en el mercado diario.

Figura 7. *Mix de producción en el mercado (España)*



Fuente: OMIE

## 2.2 RESUMEN DEL MARCO REGULATORIO

### 2.2.1 PORTUGAL

El Decreto Ley 141/2010, de 31 de diciembre, fija los siguientes objetivos para las energías renovables:

- 2020: un 31% del consumo final bruto<sup>2</sup> de energía y un 10% del consumo total de energía en los transportes debe ser de origen renovable.
- 2011 y 2012: un 22,6% del consumo final bruto de energía.
- 2013 y 2014: un 23,7% del consumo final bruto de energía.
- 2015 y 2016: un 25,2% del consumo final bruto de energía.
- 2017 y 2018: un 27,3% del consumo final bruto de energía.

Los objetivos para la producción de energía eléctrica (para el año 2020), tomando como base fuentes renovables, se encuentran en la Resolución del Consejo de Ministros 20/2013 y en el Plan Nacional de Acción para las Energías Renovables aprobado en virtud de la Directiva 2009/28/CE, que se sintetizan en la Tabla 1.

<sup>2</sup> El consumo final bruto respecto al consumo global de energía primaria.

**Tabla 1. Objetivos de potencia instalada y energía de renovables en 2020**

Fuente/tecnología	Objetivo de potencia instalada (MW)	Objetivo de energía (GWh)
Minihidráulica	400	916
Hidráulica (excepto minihidráulica)	8.540	13.613
Eólica	5.300	11.671
Solar	720	1.139
Undimotriz	6	15
Geotermia	29	226
Biomasa	828	4.719

*Fuente: Plan Nacional de Acción para las Energías Renovables de 2013*

#### 2.2.1.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DE LA PRODUCCIÓN POR TECNOLOGÍA

La definición de producción en régimen especial fue modificada por el Decreto Ley 215-A/2013 y pasó a incluir toda la producción de electricidad a través de recursos endógenos, renovables y no renovables, independientemente de si se benefician o no de regímenes jurídicos especiales de remuneración.

A efectos de este estudio, se entiende por producción en régimen especial toda la producción renovable y en cogeneración que se beneficie de algún tipo de régimen jurídico especial de remuneración, incluyendo:

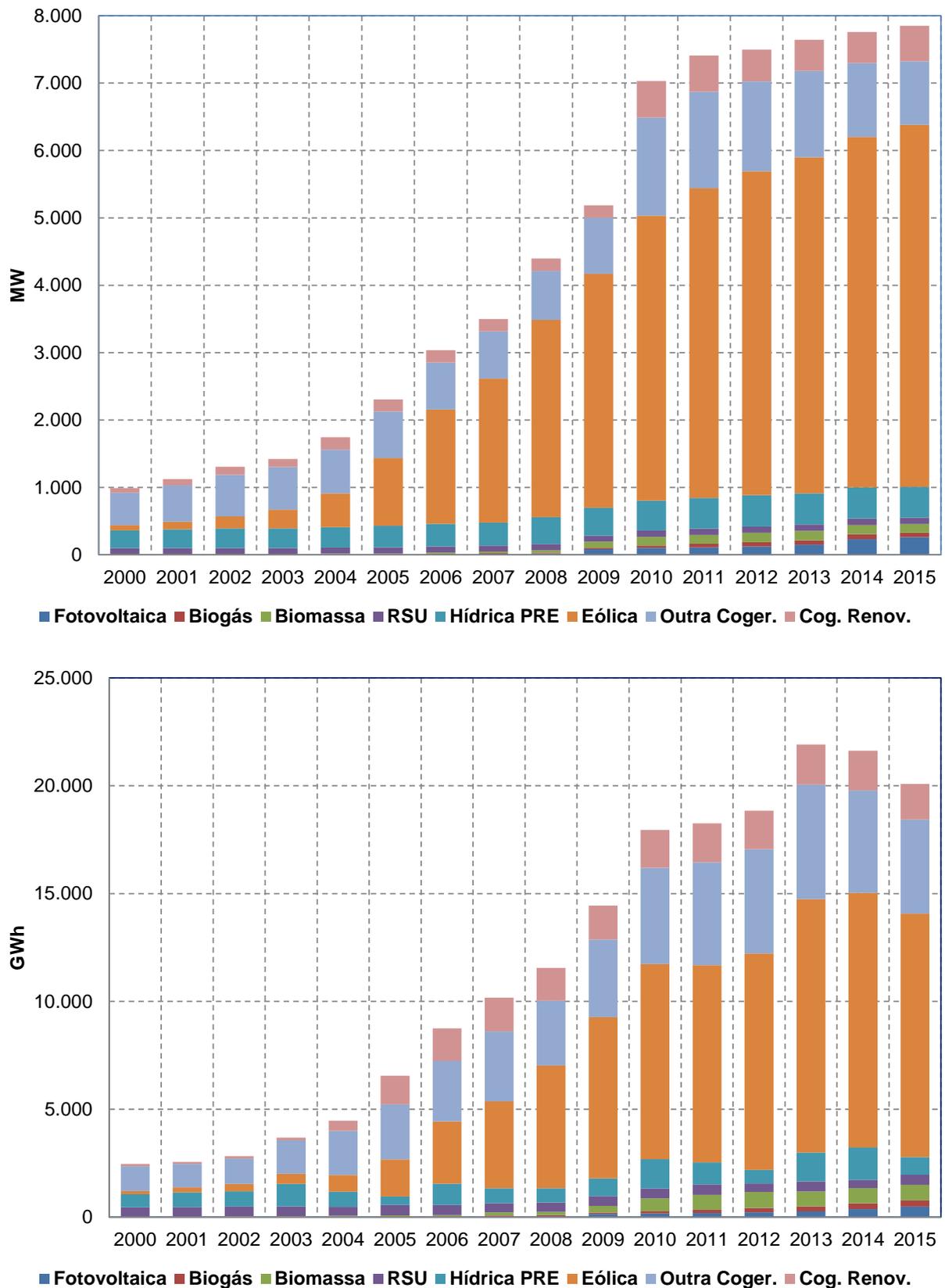
- La producción de energía eléctrica basada en recursos hidráulicos, en la gran mayoría de los casos limitados a 10 MW de potencia instalada.
- La producción de energía eléctrica que utilice otras fuentes de energía renovable, así como a base de residuos (urbanos, industriales y agrícolas).
- La producción de energía eléctrica por micro y miniproducción.<sup>3</sup>
- La producción de energía eléctrica a través de un proceso de cogeneración, en la que se incluye la cogeneración renovable.

La producción en régimen especial ha tenido una evolución muy significativa en los últimos años. En las siguientes figuras se presenta esta evolución en términos de energía y potencia instalada.

---

<sup>3</sup> *Microproducción* es la producción de energía eléctrica con potencia instalada hasta 5,75 kW para instalaciones singulares o 11,04 kW para condominios que integren 6 o más fracciones. *Miniproducción* corresponde a la producción de energía eléctrica con potencia instalada de hasta 250 kW.

Figura 8. Régimen especial en Portugal: potencia instalada y energía producida



Fuente: EDP SU

### 2.2.1.2 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA PRE

En Portugal, el comercializador de último recurso tiene la obligación de comprar toda la energía producida por la PRE; los precios los establece la Administración (*feed-in tariff*).

En cuanto a la cogeneración, se destaca además la posibilidad de que estas instalaciones vendan al comercializador de último recurso toda la producción, incluyendo la que se destina a autoconsumo.

El precio de venta al comercializador de último recurso puede ser uno de los siguientes:

- Precio que resulta de la aplicación de las tarifas publicadas por el Gobierno.
- Precio que resulta de las propuestas presentadas a los concursos de atribución de puntos de interconexión para instalaciones de energía eólica y biomasa. En estos concursos, el descuento sobre las tarifas publicadas por el Gobierno es uno de los factores considerados.

Los precios publicados por el Gobierno actualmente en vigor se basan en una lógica de costes evitados, que busca cuantificar los costes evitados en términos de potencia (inversión en nuevas instalaciones), energía (costes de combustible) y medioambiente (se valoran las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas). Así, la remuneración del productor depende de los siguientes factores:

- Período de entrega de la energía eléctrica a la red.
- Forma del diagrama de producción de energía eléctrica.
- Fuente de energía primaria utilizada.

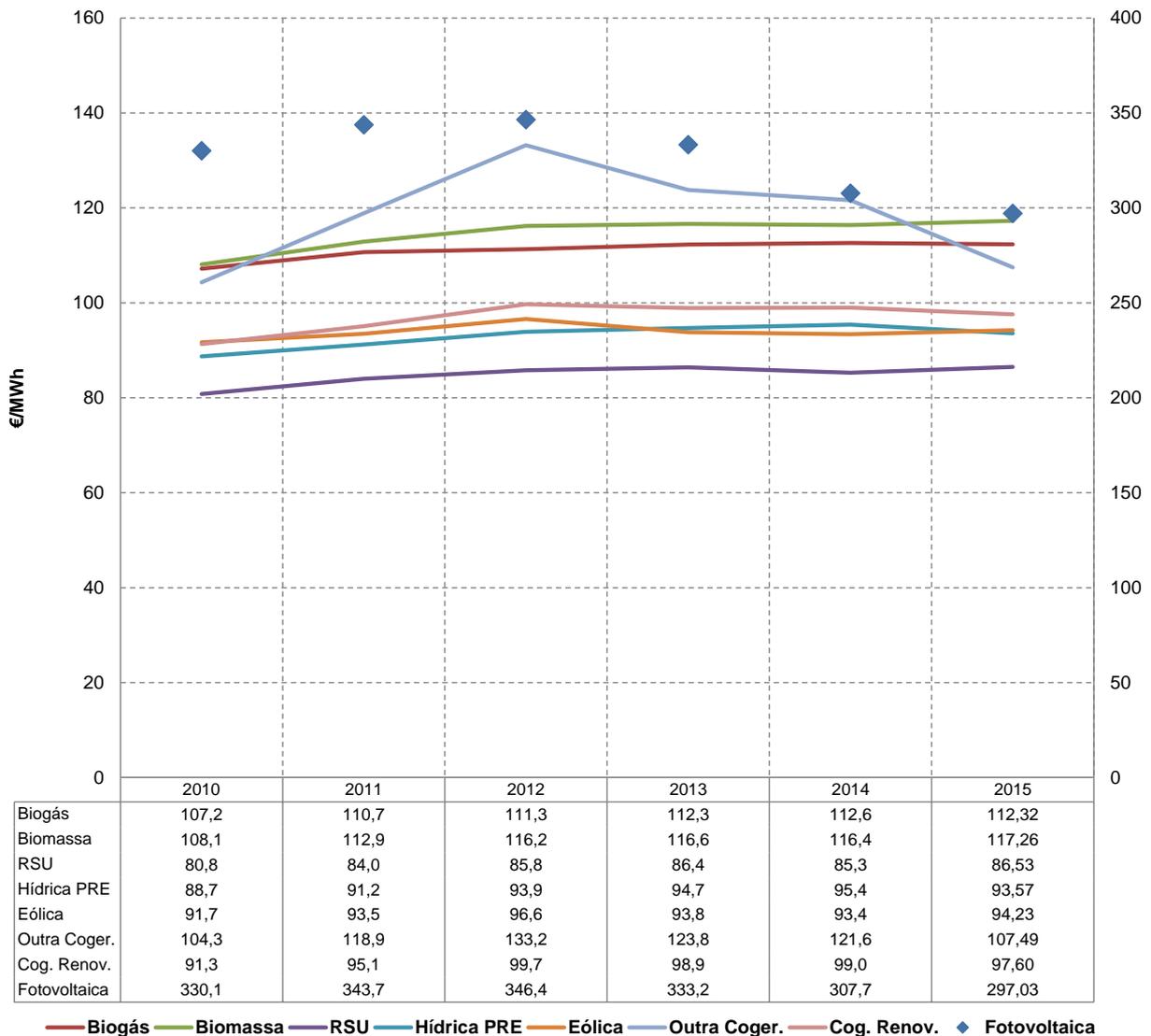
En lo referente a la cogeneración, existen cuatro tarifas para los siguientes tipos de instalación:

- Instalaciones cuya potencia de conexión sea inferior o igual a 10 MW y que no utilicen como combustible fuelóleo o residuos.
- Instalaciones con una potencia de conexión superior a 10 MW y que no utilicen como combustible fuelóleo o residuos.
- Instalaciones que, anualmente, utilicen en una proporción superior al 50% residuos como fuente de energía primaria.
- Instalaciones cuyo combustible utilizado sea fuelóleo.

Las recientes modificaciones de la legislación en cuanto a cogeneración prevén que los cogeneradores puedan optar por una modalidad de autoconsumo con venta de excedentes al comercializador de último recurso, en el caso de cogeneraciones con potencias inferiores a 20 MW, y por una modalidad de autoconsumo con venta de los excedentes en régimen de mercado, en las restantes instalaciones.

En resumen: ya que no es posible indicar un precio por cada unidad de energía producida por el productor en régimen especial y vendida al comercializador de último recurso, dados los múltiples factores de los que depende, la siguiente figura muestra la evolución de los precios medios observados para cada una de las tecnologías.

Figura 9. Evolución de los precios medios por tecnología



Fuente: EDP SU

El comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) adquiere toda la producción de la PRE de acuerdo con las tarifas definidas y presenta en el MIBEL las ofertas de venta correspondientes a la producción prevista, a un precio de 0€/MWh.

Las ofertas de compra que envía el comercializador de último recurso al MIBEL para abastecer su cartera de clientes se realizan por separado e independientemente de la PRE.

### 2.2.1.3 IMPACTO ECONÓMICO Y FINANCIACIÓN DE LA PRE

El sobrecoste de la PRE se calcula como la diferencia entre el valor pagado a los productores y el valor medio de las ventas de la PRE realizadas por el comercializador de último recurso en el MIBEL. Así, es posible determinar el sobrecoste por tecnología y el respectivo sobrecoste unitario, según se presenta en la siguiente tabla.

**Tabla 2. Sobrecoste por tecnología**

<b>Sobrecosto medio por tecnología</b>						
[€/MWh]	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Fotovoltaica	291,36	292,88	302,28	292,20	268,62	246,60
Biogás	68,46	59,88	67,18	71,30	73,52	61,89
Biomassa	69,36	62,08	72,08	75,60	77,32	66,83
RSU	42,06	33,18	41,68	45,40	46,22	36,10
Hídrica PRE	49,96	40,38	49,78	53,70	56,32	43,14
Eólica	52,96	42,68	52,48	52,80	54,32	43,80
Outra Coger.	65,56	68,08	89,08	82,80	82,52	57,06
Cog. Renov.	52,56	44,28	55,58	57,90	59,92	47,17

Fuente: EDP SU

## 2.2.2 ESPAÑA

En España, los objetivos de política energética y medioambiental están recogidos en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020,<sup>4</sup> según el cual en 2020 las energías renovables representarán cerca de un 20% del consumo final bruto de energía y cerca de un 10% en el sector de los transportes. El PANER responde al compromiso exigido a cada Estado miembro de la UE por la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

En particular, en el apartado *Evaluaciones*, el PANER establece la “contribución total previsible de cada tecnología de energía renovable al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en los sectores de la electricidad, la calefacción y refrigeración y el transporte”. La contribución prevista en el PANER de cada tecnología renovable, tanto en potencia neta instalada como en energía producida, ha sido revisada en el documento *Planificación del Sector Eléctrico 2015-2020*<sup>5</sup> y en el Informe de Sostenibilidad Ambiental<sup>6</sup>, de acuerdo con el nuevo marco socioeconómico y la previsión de un menor crecimiento de la demanda energética respecto al que se había considerado en el PANER (Tabla 3).

<sup>4</sup> [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_20100630\\_PANER\\_Espana\\_version\\_final\\_\[1\]\\_cdb842de.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20100630_PANER_Espana_version_final_[1]_cdb842de.pdf)

<sup>5</sup> [http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygasesdesarrollo2015-2020/Documents/Planificación%202015\\_2020%20%202015\\_12\\_03%20VPublicación.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygasesdesarrollo2015-2020/Documents/Planificación%202015_2020%20%202015_12_03%20VPublicación.pdf)

<sup>6</sup> [http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygasesdesarrollo2015-2020/Informesostenibilidad/ISA\\_VERSION\\_WEB\\_E.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygasesdesarrollo2015-2020/Informesostenibilidad/ISA_VERSION_WEB_E.pdf)

**Tabla 3. Contribución prevista en capacidad instalada y energía bruta por tecnología renovable en el sector eléctrico en 2020**

	2020	
	MW	GWh
Eólica	29.479	64.611
Hídrica (sem bombagem)	17.492	32.620
Solar FV	6.030	9.687
Solar CSP	2.511	7.170
Biomassa, biogás, RSU e outras	1.293	7.387
<b>Total</b>	<b>56.805</b>	<b>121.475</b>

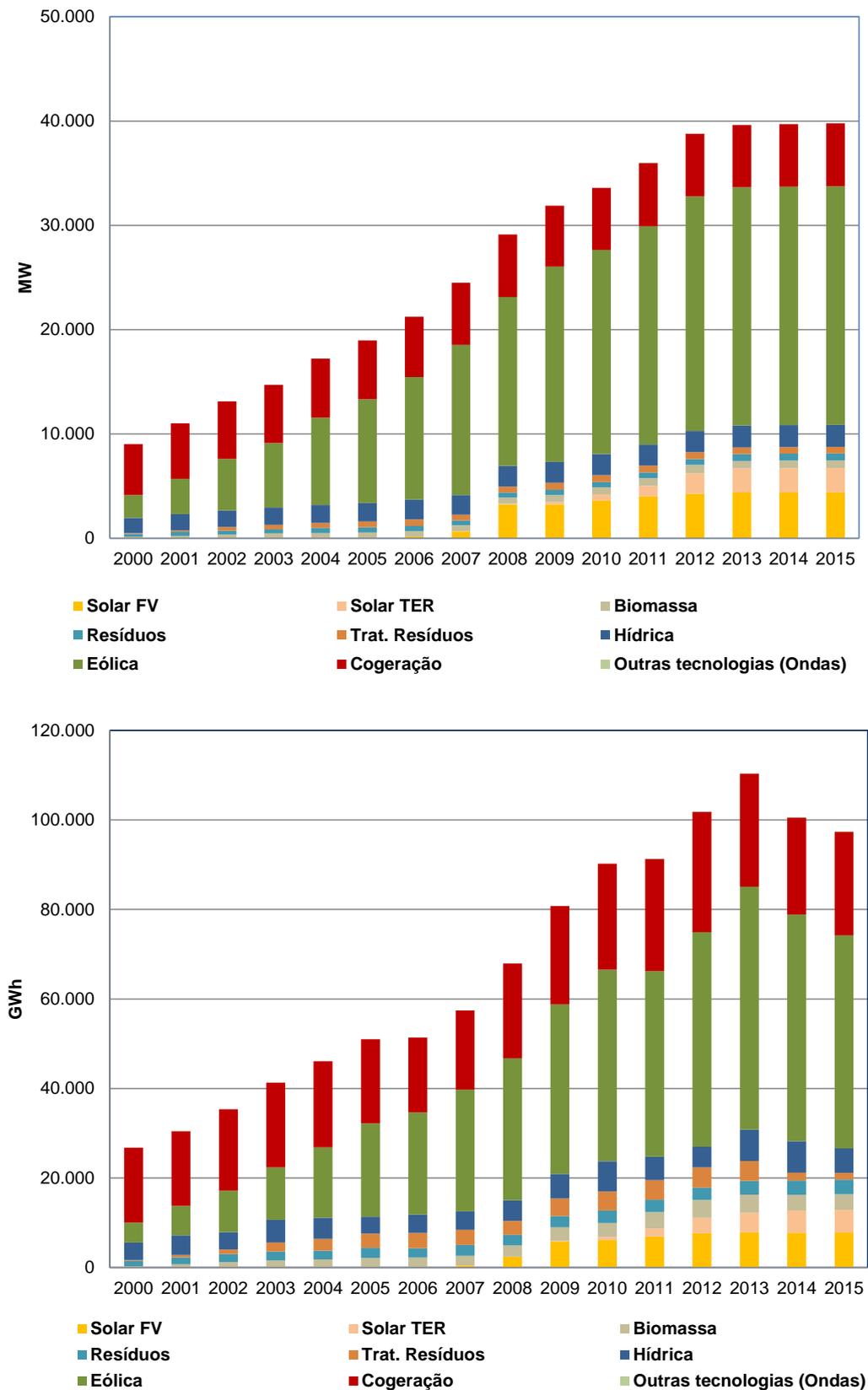
*Fuente: Planificación del Sector Eléctrico 2015-2020*

#### 2.2.2.1 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DE LA PRODUCCIÓN POR TECNOLOGÍA

Los siguientes gráficos muestran la evolución de la producción en régimen especial en España a lo largo de las dos últimas décadas, tanto en potencia instalada como en energía producida.

En España, la producción en régimen especial incluye las tecnologías renovables minihidráulica, eólica, solar, biomasa, geotérmica y de residuos, cuyo desarrollo fue necesario para poder garantizar el cumplimiento de los compromisos medioambientales de ámbito internacional. Estas tecnologías presentan costes más elevados que las tecnologías convencionales, por lo que su implementación no era posible en competencia directa con éstas. Este régimen incluye también ciertas instalaciones térmicas no renovables (cogeneración), ya que considera que su grado de eficiencia en el aprovechamiento energético es igual de beneficioso para el medioambiente, en contraste con las centrales térmicas convencionales. No obstante, quedan fuera de la producción en régimen especial la gran hidráulica (con y sin bombeo) ya que se considera que está en condiciones de afrontar la competencia.

Figura 10. Régimen especial en España: potencia instalada y energía producida



Fuente: CNMC

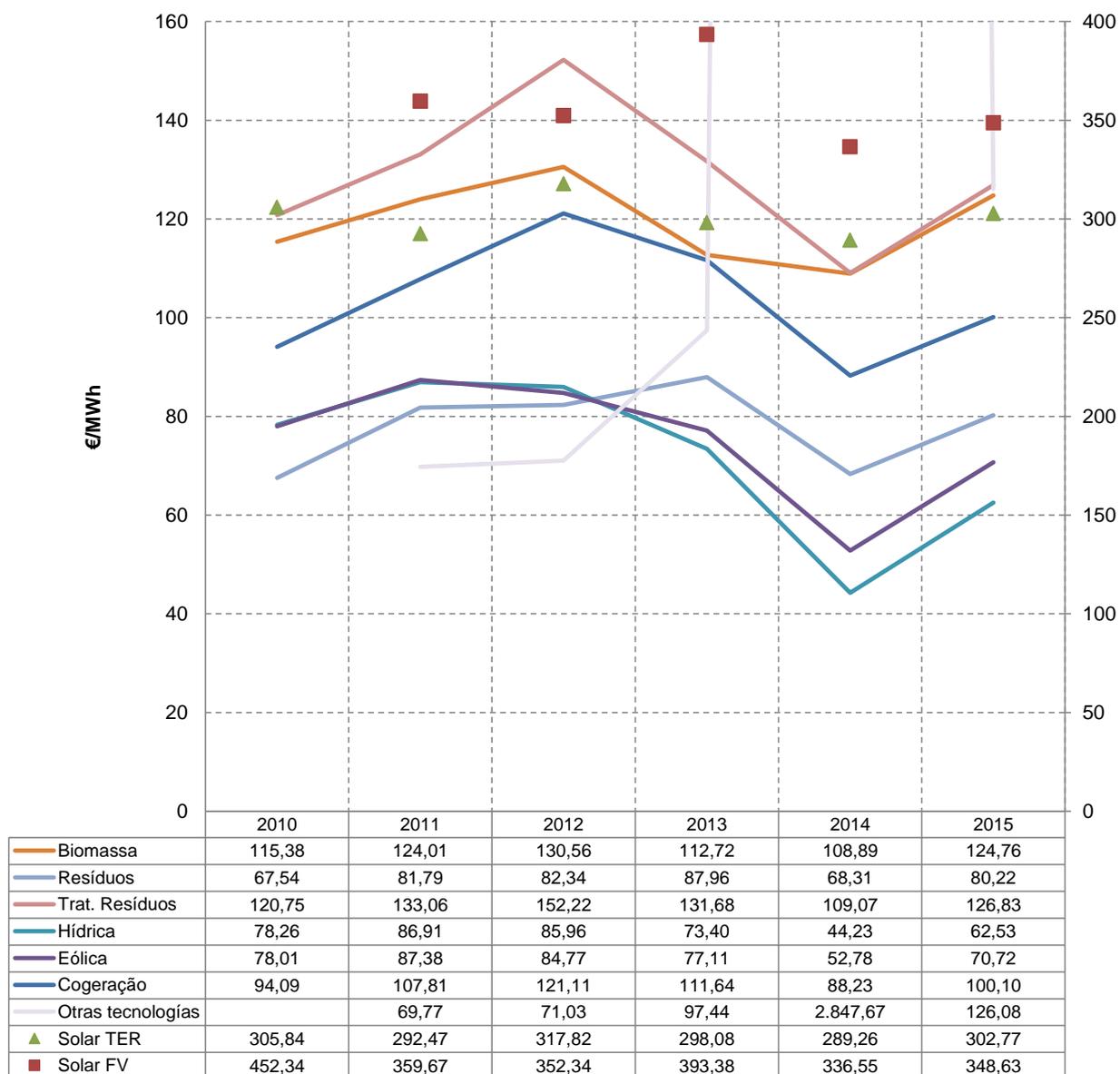
Cabe destacar el extraordinario crecimiento de la energía eólica, que, por sí sola, supera la contribución de todas las demás tecnologías, así como el incremento observado de la solar fotovoltaica desde el 2008. En cambio, la contribución de las tecnologías de biomasa y de residuos es menos significativa, mientras que la cogeneración presenta un crecimiento continuado a lo largo del tiempo. La producción en régimen especial basada en recursos hidráulicos (minihidráulica) está limitada, más que por el marco regulatorio, por la escasez de ubicaciones viables desde el punto de vista medioambiental.

#### 2.2.2.2 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA PRE

Hasta el año 2012, el cuadro jurídico y económico que regulaba la generación de electricidad a partir de fuentes renovables en España adoptó un sistema de remuneración basado en tarifas reguladas (*feed-in tariff*) y en el pago de una bonificación sobre el precio de mercado (*feed-in premium*) con el fin de retribuir a las instalaciones de generación con una tasa de retorno razonable.

El régimen retributivo fue revisado de forma periódica entre 1998 y 2012, a medida que crecían la potencia instalada de producción en régimen especial y el nivel de madurez de las tecnologías incluidas en ese régimen. El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, reguló la actividad de producción en régimen especial entre el período 2010 y 2012, que abarca la primera mitad del periodo de análisis del presente estudio. El objetivo del Real Decreto era reducir la intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad y minimizar el coste imputado al sistema eléctrico por el régimen especial, incentivando la participación del régimen especial en el mercado, en la gestión de los desvíos y en la prestación de servicios de sistema en el caso de las instalaciones de producción gestionables. La diferencia con la regulación anterior se debe al hecho de que este Real Decreto establece para algunas tecnologías una prima variable (*feed-in premium*), ligada al precio del mercado y con límites de precio, tal que garantiza una retribución mínima cuando el precio de mercado es muy bajo (por aplicación de un límite mínimo denominado *floor*) y la eliminación de la prima cuando el precio de mercado es lo suficientemente elevado para garantizar la cobertura de los costes (por aplicación de un límite máximo en el precio).

Figura 11. Evolución de los precios medios de retribución por tecnología



Fuente: CNMC

A partir de julio de 2013, se introdujeron cambios en el sistema de retribución de la generación renovable, mediante la adopción de un pago por unidad de potencia instalada, que cubre los costes asociados a la inversión que no sean recuperables a través del mercado, y una retribución a la operación, que cubre la diferencia entre los costes unitarios de exploración de la instalación y el precio de mercado, a fin de poder competir en el mercado en las mismas condiciones que los generadores convencionales.

La reforma fue motivada por la necesidad de equilibrar los costes e ingresos del sistema eléctrico, haciéndolo más sostenible. Desde 2005, los costes del sistema eléctrico español aumentaron mucho más rápidamente que los ingresos, creando un déficit tarifario que, en 2012, tenía un valor acumulado de 26.000 millones de euros. Los costes referentes al apoyo a la generación basada en fuentes renovables fueron

los que contribuyeron más al déficit, en parte debido a la sobrecapacidad instalada respecto a los objetivos establecidos en el PANER de 2005-2010.

En 2011, el Gobierno español estableció el objetivo de reducir el déficit tarifario en el sector eléctrico. En enero de 2012, la publicación del Real Decreto-Ley 1/2012 suspende la atribución de regímenes de ayuda a futuras plantas de generación de tipo renovable, aunque no a los ya existentes, e introduce un régimen fiscal aplicable al sector eléctrico. La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, estableció la adopción de medidas fiscales que apuntaban a la sostenibilidad del sector energético, con la introducción y modificación de los siguientes impuestos:

- La introducción de:
  - o Un impuesto del 7% aplicado sobre el valor de los ingresos procedentes de la producción de energía eléctrica.
  - o Un impuesto aplicado a los combustibles utilizados en la producción nuclear y a los residuos radiactivos resultantes de esa producción, así como la aplicación de un impuesto al almacenamiento de combustible nuclear utilizado en la generación eléctrica y otros residuos radiactivos, en instalaciones de almacenamiento centralizadas.
  - o Un impuesto de un 22% por el uso de aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Existe una tasa de impuesto reducida de un 2,2% aplicable a las instalaciones de producción con una capacidad instalada igual o inferior a 50 MW y a las centrales hidráulicas de bombeo.
- La modificación de las tasas aplicables a los impuestos especiales establecidos para el gas natural y el carbón.

Las instalaciones de producción renovables, de cogeneración y residuos deben pagar el impuesto sobre el valor de producción, pero no pueden repercutirlo al mercado en su totalidad, ya que estas son en su mayoría tecnologías precio-aceptantes. No obstante, la retribución específica que reciben ya se calculó teniendo en cuenta el pago de los impuestos previstos legalmente, por lo que estos no son soportados por los productores sino más bien financiados a través de las tarifas de acceso, con una mayor retribución específica.

El nuevo sistema de retribución fue introducido en julio por el Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio. Este nuevo sistema garantiza a los productores de energía renovable una tasa de retorno razonable, compuesta por obligaciones del Tesoro del Gobierno español a 10 años y con un margen de incremento, fijado actualmente en 300 puntos base (como mínimo para el primer período de regulación). Este retorno se calcula sobre la base de los costes de una instalación "estándar" a lo largo de su vida útil. Los costes estandarizados pueden variar de acuerdo con la tecnología y año de entrada en operación, y se revisan cada seis años. La remuneración se calcula a través de la diferencia entre el retorno razonable y la valorización obtenida en el mercado mayorista.

Fruto de los cambios estructurales que tuvieron lugar en el sector eléctrico español (cambio del mecanismo de remuneración y régimen fiscal), a partir de 2013, los generadores renovables empezaron a ofertar en el mercado *spot* bloques de energía valorados a precios superiores al mínimo instrumental, en los que el valor mínimo se establecía alrededor de los 4 a 5 €/MWh, a fin de obtener ingresos suficientes para

compensar los costes relacionados con la operación y el mantenimiento, así como con la fiscalidad aplicada al sector eléctrico español a través de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, modificada y actualizada por el Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio.

La publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico y del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, establece la prioridad de despacho de las instalaciones renovables seguidas de la cogeneración de alta eficiencia, en igualdad de condiciones económicas en el mercado.

La Ley 24/2013 también abolió la distinción entre el régimen especial y el régimen ordinario. Sin embargo, las unidades de generación incluidas en el régimen especial (es decir, las que utilicen fuentes renovables con una capacidad instalada inferior a 50 MW) tienen prioridad de despacho frente a las unidades de generación incluidas en el régimen ordinario, a igualdad de condiciones económicas. En el régimen especial la prioridad máxima de despacho es aplicable a las unidades de producción renovable no gestionables (es decir, energías intermitentes como la eólica y la solar), seguida de las unidades de producción renovable gestionables y de la cogeneración de alta eficiencia.

La producción en régimen especial es responsable de programar la energía en el mercado, teniendo una responsabilidad sobre los desvíos de programación similar a la de los productores en régimen ordinario. El Real Decreto 413/2014 abre también la puerta a la participación de la producción en régimen especial en el mercado de servicios de ajuste del sistema, incluyendo las renovables, siempre que estas cumplan las condiciones de habilitación para la prestación del servicio. Las condiciones de habilitación, participación y retribución aplicables son las mismas para todas las tecnologías.

### 2.2.2.3 IMPACTO ECONÓMICO Y FINANCIACIÓN DE LA PRE

La PRE alcanzó ya la dimensión y la complejidad de un sector económico; evaluar su impacto global excede ampliamente el alcance de esta breve caracterización. No obstante, en muchas regiones españolas es evidente su contribución en términos de PIB y creación de empleo, tanto a través de su contribución directa como por el efecto multiplicador en distintas industrias y servicios auxiliares. De esta manera, la PRE contribuye a equilibrar la balanza de pagos y a reducir la dependencia energética de cara al exterior. Existen además otros beneficios incuestionables de carácter ambiental y social (recuperación de la población rural y desarrollo local) difíciles de cuantificar.

La mayor presencia de la PRE, que presenta costes variables muy bajos, contribuye a reducir el precio marginal medio del mercado mayorista; no obstante, este menor coste de la energía supone, generalmente, un aumento del valor de la prima equivalente<sup>7</sup> y, consecuentemente, de las tarifas de acceso que pagan todos los consumidores. En 2015, en términos unitarios, la prima equivalente representó un coste medio de acceso de 28,24 €/MWh; el transporte y la distribución, en conjunto, representaron 28,98 €/MWh.

---

<sup>7</sup> La 'prima equivalente' es la diferencia entre la energía producida efectivamente (producción neta), calculada al precio de la respectiva tarifa regulada, y la liquidación realizada por el operador de mercado y por el operador de sistema.

**Tabla 4. Evolución de la prima equivalente unitaria por tecnología**

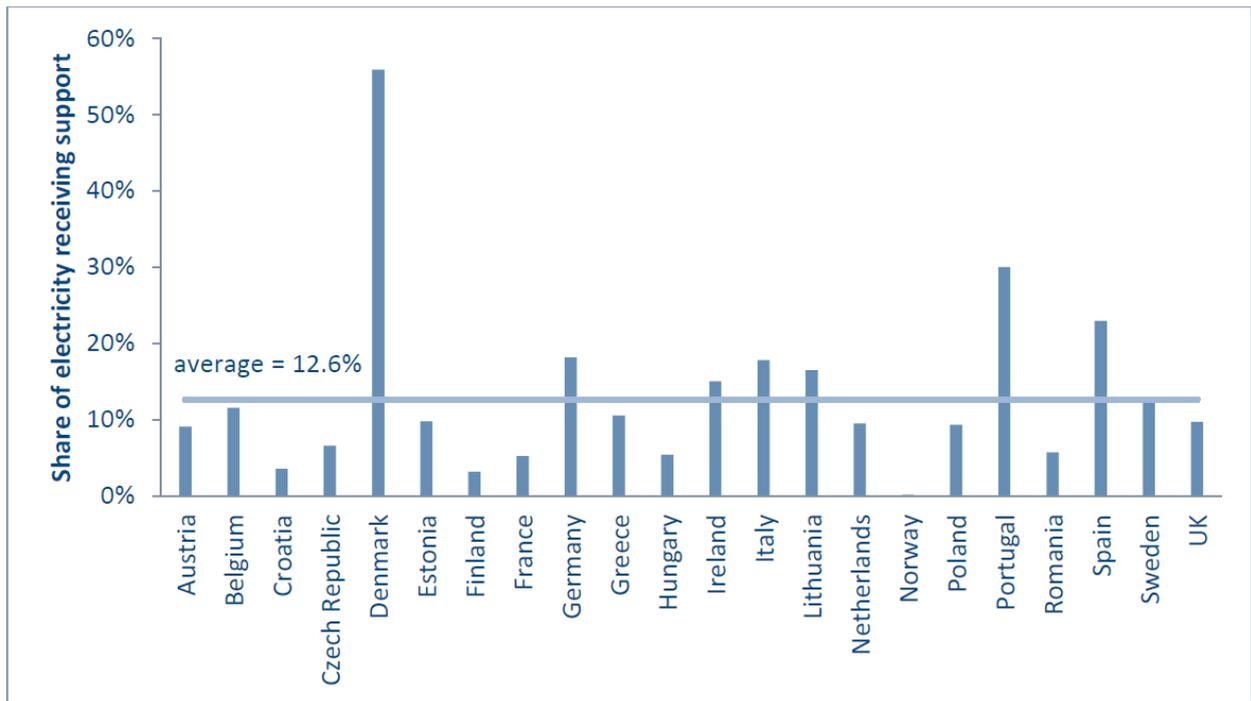
Sobrecosto medio por tecnología [Eur/MWh]	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Cogeração	57,08	57,88	73,88	67,37	46,10	49,77
Solar FV	415,33	309,74	305,11	349,12	294,42	298,30
Solar TER	268,84	242,54	270,59	253,82	247,12	252,45
Eólica	41,00	37,46	37,54	32,85	10,65	20,39
Hídrica	41,25	36,99	38,73	29,14	2,09	12,21
Biomassa	78,37	74,08	83,32	68,45	66,76	74,44
Resíduos	30,53	31,87	35,10	43,70	26,17	29,90
Trat. Resíduos	83,74	83,13	104,99	87,42	66,94	76,51
Otras tecnologías (Ondas)		19,84	23,79	53,18	2805,54	75,75

Fuente: CNMC

### 2.3 EL MIBEL ANTE OTROS MERCADOS EUROPEOS

De acuerdo con el *CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes*, Portugal y España son de los países europeos que registraban, en 2012, los mayores porcentajes de producción de electricidad con retribución garantizada respecto al total de producción, alcanzado el nivel de la PRE un 30% y un 22,9% respectivamente, y situándose solo tras Dinamarca, que registraba un 55,9%. El valor medio europeo es del 12,6%, aproximadamente. Considerando el espacio geográfico del MIBEL, el porcentaje del total de producción de electricidad con retribución garantizada a nivel de la PRE sería un 23,9%.

**Figura 12. Peso de la PRE con remuneración garantizada en relación con la energía total producida**

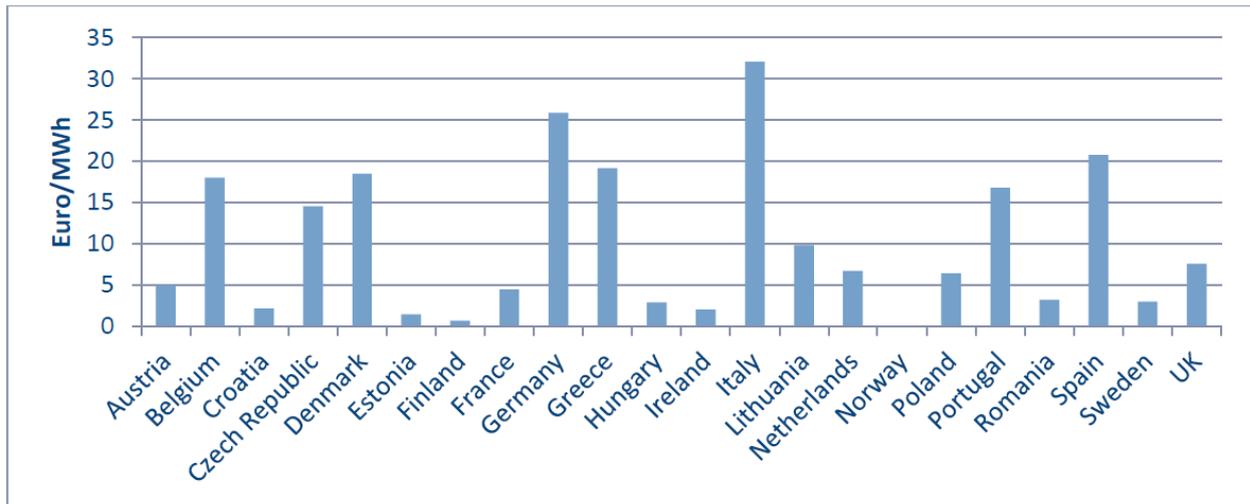


*Fuente: CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes*

En lo que se refiere a la retribución unitaria por MWh de energía total producida (incluyendo todas las centrales de generación, independientemente de si reciben o no retribución garantizada), el mismo informe indica que Portugal y España registraron valores de 16,76 €/MWh y 20,75 €/MWh, respectivamente, por encima de la media europea de 13,68 €/MWh. En 2012, en el ámbito internacional contemplado, existían dos países (Italia y Alemania) que registraban retribuciones unitarias superiores a las de Portugal y España, y otros tres (Grecia, Dinamarca y Bélgica) que registraban retribuciones unitarias superiores a las de Portugal.

Considerando el espacio geográfico del MIBEL, el nivel de retribución unitaria por MWh de la energía total producida sería de 20,18 €/MWh.

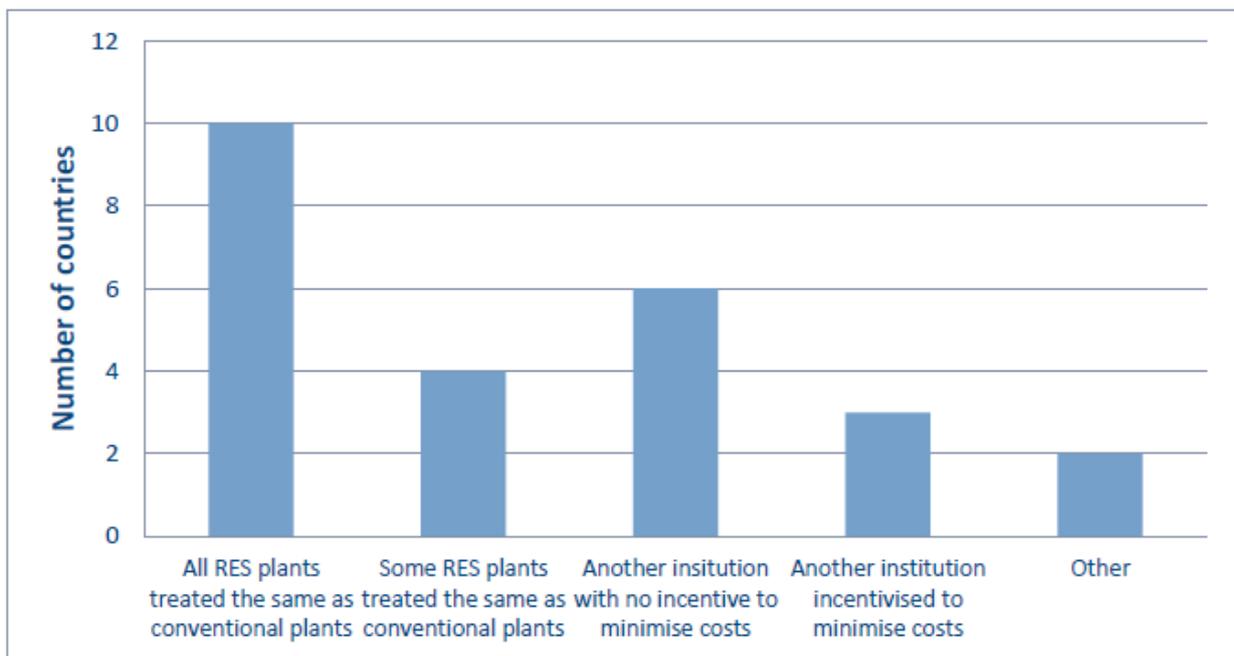
**Figura 13. Ayuda a la PRE por unidad de electricidad producida (datos de 2012)**



Fuente: CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes

La Figura 14 muestran los niveles de responsabilidad en los desvíos de programación por parte de la PRE que se pueden encontrar en los países de la Unión Europea. En la figura se observa una tendencia generalizada a que los productores de energía renovable tengan el mismo nivel de responsabilidad por sus desvíos de programación que presentan los productores convencionales (España incluida). Solamente seis países respondieron que no tenían ningún mecanismo de incentivo para minimizar costes de desvío en vigor (Austria, Dinamarca, Grecia, Lituania, Polonia y Portugal).

**Figura 14. Responsabilidad de los desvíos de programación por parte de la PRE**



Fuente: CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes

En Portugal, la responsabilidad de los desvíos de programación para la PRE la asume EDP SU, en calidad de comercializador de último recurso que suma toda la compra de energía eléctrica procedente de la PRE, y el coste se socializa entre los consumidores, sin que exista incentivo alguno para minimizar los costes por parte de la unidad de producción asociada a la venta de la PRE.

En España, el coste de los desvíos imputados a la PRE los asumen los productores y/o representantes en mercado que agregan la producción procedente de la PRE. La Tabla 5 muestra la evolución de los desvíos que se producen en España por tecnología. En esta evolución es posible constatar el esfuerzo realizado por la producción en régimen especial para reducir el volumen de desvíos y los costes asociados a estos. Se destaca la mejora de la programación en el mercado frente a la producción real durante los últimos años de la producción eólica, fotovoltaica y térmica solar.

**Tabla 5. Evolución de los desvíos por tecnología en España**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Grupos em Área de Balanço	0,8%	0,7%	0,6%	0,9%	0,7%	0,5%
Cogeração (RO)	3,1%	1,6%	2,3%	2,8%	3,4%	1,7%
Eólico (RE)	11,0%	9,9%	8,9%	8,3%	8,2%	7,9%
Fotovoltaico (RE)	11,8%	10,6%	11,8%	10,6%	9,1%	7,2%
Térmica-Solar (RE)	32,6%	18,4%	16,1%	14,6%	15,1%	14,4%
Cogeração (RE)	2,0%	2,2%	2,0%	2,3%	2,5%	1,8%
Hídrica (RE)	4,0%	3,3%	4,8%	6,2%	4,6%	3,7%
RSU (RE)	6,6%	4,5%	5,3%	5,1%	3,7%	2,7%

*Fuente: REE, Elaboración CNMC*

### 3 INTEGRACIÓN Y EFECTOS DE LA PRE EN EL MIBEL

#### 3.1 FORMACIÓN DEL PRECIO EN EL MERCADO DIARIO

Con el objetivo de caracterizar la relación entre los niveles de PRE programados en el mercado diario y el nivel del precio del mercado, se procedió al tratamiento estadístico a través de un análisis de valores medios para distintos intervalos de precio, relativos al período entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2015, que se presentan en la Tabla 6, donde:

$P_{MIBEL}$  corresponde a la media horaria del precio del MIBEL en el mercado diario en €/MWh, calculado como la media ponderada de los precios horarios verificados en el mercado diario en Portugal y España por la demanda horaria satisfecha en el mercado diario en cada uno de los sistemas;

$PROC_{MIBEL}$  corresponde a la media horaria de la demanda en el MIBEL satisfecha en el mercado diario;

$PRE_{MIBEL}$  corresponde a la media horaria de las cantidades de PRE vendidas en el mercado diario del MIBEL;

$PRE_{MIBEL}$  (%) corresponde al nivel porcentual de PRE integrada en el mercado MIBEL resultante para un determinado ratio entre  $PRE_{MIBEL}$  y  $PROC_{MIBEL}$ .

**Tabla 6. Análisis de intervalos de precio formado en el mercado diario**

Intervalo (EUR/MWh)	$P_{MIBEL}$ (EUR/MWh)	$PROC_{MIBEL}$ (GWh)	$PRE_{MIBEL}$ (GWh)	$PRE_{MIBEL}$ (%)	OBS. (%)
[0; 10[	2,84	28,84	18,62	64,55%	4,9%
[10; 20[	14,80	25,30	17,41	68,81%	3,0%
[20; 30[	25,35	24,24	16,28	67,18%	6,6%
[30; 40[	35,41	23,70	14,53	61,31%	13,7%
[40; 50[	45,27	24,99	14,03	56,12%	28,9%
[50; 60[	54,25	27,66	13,83	50,00%	29,2%
[60; 70[	63,82	29,70	12,91	43,48%	11,1%
[70; 80[	72,80	31,39	12,62	40,19%	1,8%
[80; 90[	84,67	31,46	13,43	42,70%	0,4%
[90; 100[	93,90	31,92	13,52	42,37%	0,3%
>100	103,90	32,34	11,11	34,37%	0,1%

*Fuente: OMIE, CNMC, elaboración ERSE*

Del análisis realizado se desprende la existencia de una relación inversa entre el peso relativo de la PRE en el MIBEL y el precio resultante en el mercado diario, es decir, un elevado nivel de penetración de la PRE en la cobertura de la demanda tiene un impacto en la reducción del precio del mercado diario, mientras que un bajo nivel de penetración en la cobertura de la demanda produce un aumento en el precio del mercado diario.

El nivel de representatividad de las observaciones en el intervalo de precio comprendido entre los 30 €/MWh y los 70 €/MWh es de un 82,8%, con un peso relativo de la PRE que varía entre el 61,31% y el 43,48%. Para el intervalo de precio superior a 100 €/MWh, el peso relativo de la PRE es de un 34,37%. En los intervalos de precio inferiores a 30 €/MWh, se constata la existencia de un peso relativo de la PRE entre el 64,55% y el 68,81%.

## 3.2 PREVISIÓN Y FIRMEZA DE LA PRE EN EL MIBEL

Este subcapítulo pretende describir la relación existente entre las previsiones de la PRE y la respectiva programación en el mercado, con la producción real registrada en el MIBEL. Para ello, se analizará la situación portuguesa y española por separado, centrándose en las tecnologías de la PRE intermitentes, especialmente la eólica, a efectos comparativos entre los dos sistemas eléctricos.

Para evaluar la calidad de las previsiones de energía eólica en los dos sistemas, se comparan para el período 2011-2015 las previsiones efectuadas el día anterior,  $d-1$ , con los valores reales de producción del día  $d$ , de acuerdo con la información proporcionada por los operadores del sistema portugués y español y por el comercializador de último recurso en Portugal, utilizando los indicadores de errores de previsión que se describen a continuación.

El error verificado en un momento determinado  $t + k$  para una previsión efectuada en el instante  $t$ , se denomina  $e_{t+k|t}$  y se puede obtener calculando la diferencia entre el valor real  $p_{t+k}$ , medido en  $t + k$ , y el valor previsto en el instante  $t$  para el horizonte  $k$ ,  $P_{t+k|t}$ , como en la siguiente ecuación:  $e_{t+k|t} = p_{t+k} - P_{t+k|t}$ .

A partir de este error, existen distintas formas de cuantificar la precisión de un sistema de previsión, una de ellas a través del error medio absoluto (MAE – *Mean Absolute Error*).

El MAE se utiliza para medir la magnitud media de los errores, y se define de acuerdo con la siguiente ecuación:  $MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n |e_{t+k|t}|$ .

Otra forma de cuantificar la precisión de un sistema de previsión es a través del porcentaje del error medio absoluto (MAPE - *Mean Absolute Percentage Error*) que se obtiene dividiendo el error de previsión por el valor real medido en el instante  $t + k$  y multiplicando el sumatorio por 100:  $MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_{t+k|t}}{p_{t+k}} \right| \cdot 100$ .

Para poder comparar los valores de MAE entre los sistemas portugués y español, hay que normalizarlos con la energía real total de producción eólica en cada uno de los sistemas.

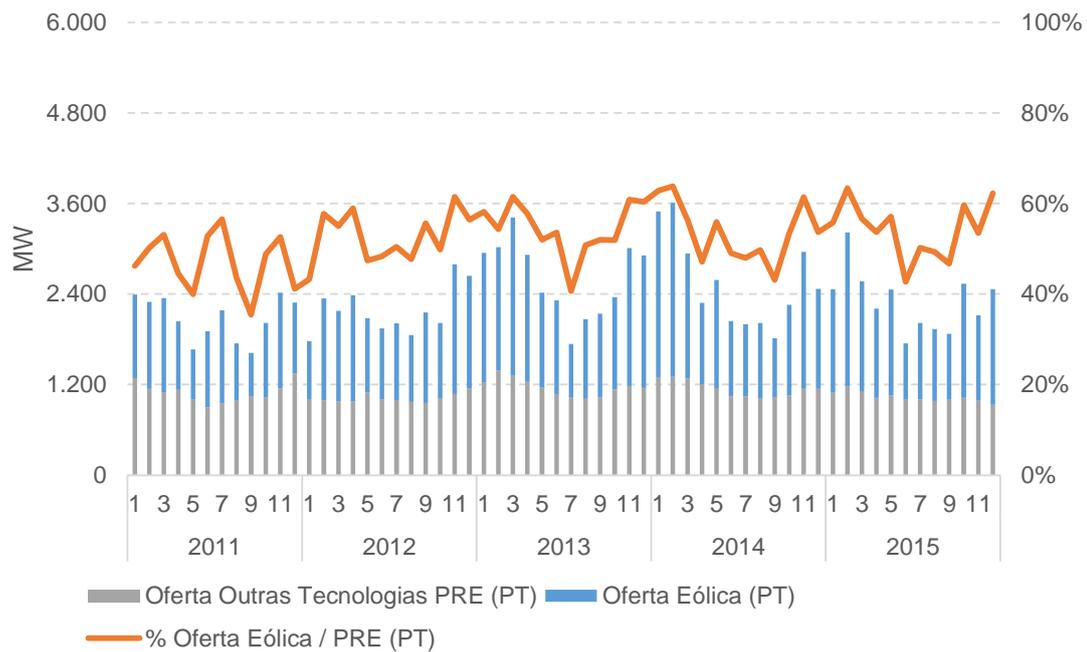
Es importante también observar el efecto de la agregación de la PRE intermitente y no intermitente, comparando el conjunto de sus ofertas “casadas” en el mercado diario con la producción agregada real, midiendo el impacto en la necesidad de servicios de sistema a través de su desvío, en cada uno de los sistemas eléctricos, análisis que se realiza en las siguientes secciones.

### 3.2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN PORTUGUESA

En Portugal, la EDP SU, como comercializador de último recurso, en su función de vendedor de energía, coloca toda la energía procedente de productores en régimen especial con retribución garantizada en el mercado diario. Para ello, realiza previsiones de producción de energía a fin de poder despachar en el mercado la energía que prevé integrar en la red, mediante ofertas de venta a un precio instrumental.

La Figura 15 presenta la evolución de la oferta de venta de energía eólica y de otras tecnologías PRE en Portugal.

**Figura 15. Evolución de la oferta de energía eólica y otras tecnologías PRE en Portugal**

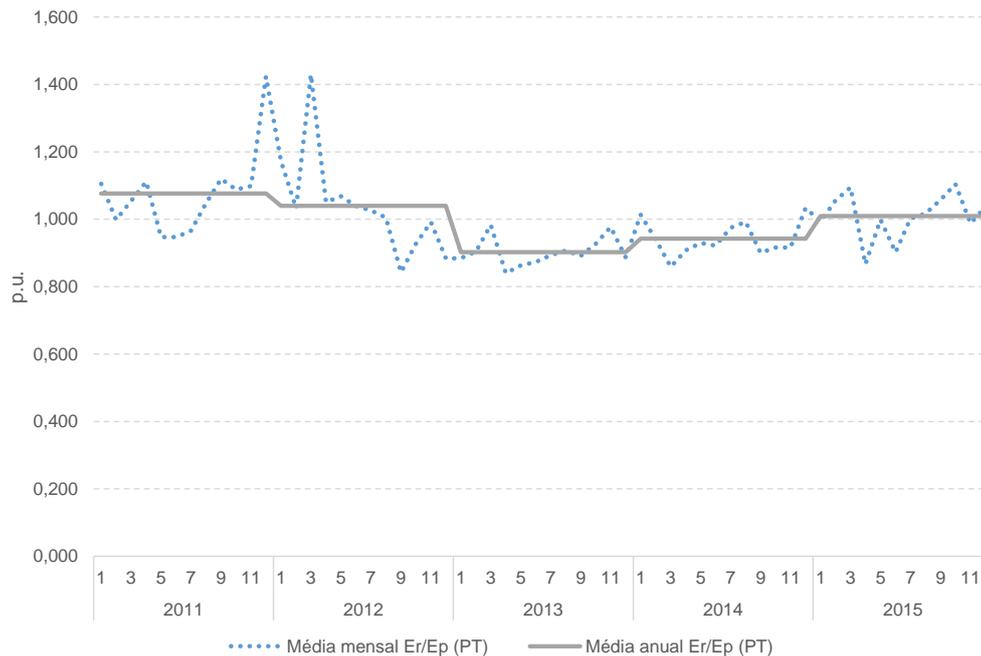


*Fuente: ERSE, EDP SU, REN*

Se constata que la tecnología de generación en régimen especial con un carácter más intermitente es la eólica, la cual representaba, en 2015, cerca de un 55% del volumen total de PRE casado en el mercado diario, resultante de las ofertas de venta de EDP SU.

La Figura 16 presenta la evolución del indicador que resulta de la división entre la energía real producida por la tecnología eólica y la energía eólica prevista en Portugal por la EDP SU (Continental).

**Figura 16. Evolución de la energía real producida y energía eólica prevista en Portugal**



*Fuente: ERSE, EDP SU, REN*

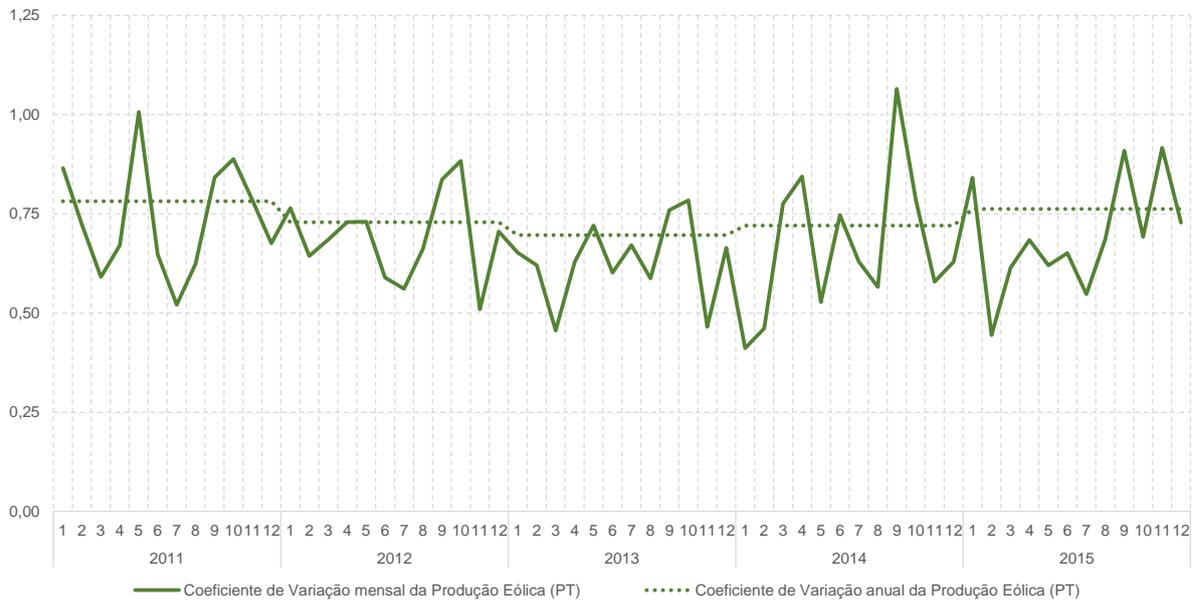
En valores medios, en 2011 y 2012, las previsiones de energía eólica se situaron por debajo de la energía real producida. En 2013 y 2014, las previsiones de energía eólica quedaron por encima de la energía real producida. En 2015, las previsiones de energía eólica fueron similares al total de la energía real producida por esta tecnología. Se denota alguna correlación entre este indicador y las condiciones hidrológicas registradas en la zona Portugal continental<sup>8</sup>.

La Figura 17 muestra la evolución del coeficiente de variación de la energía real producida por la eólica dada por la siguiente ecuación  $Coeficiente\ de\ variación_i = \frac{\sigma_{Energía\ real_i}}{\mu_{Energía\ real_i}}$ , que resulta de la división del desvío típico de la energía real producida por la eólica entre la media de energía real producida por la eólica.

---

<sup>8</sup> Los años 2013 y 2014 fueron hidrológicamente más favorables para la producción de energía hídrica.

**Figura 17. Evolución del coeficiente de variación de la energía real producida por la eólica en Portugal**

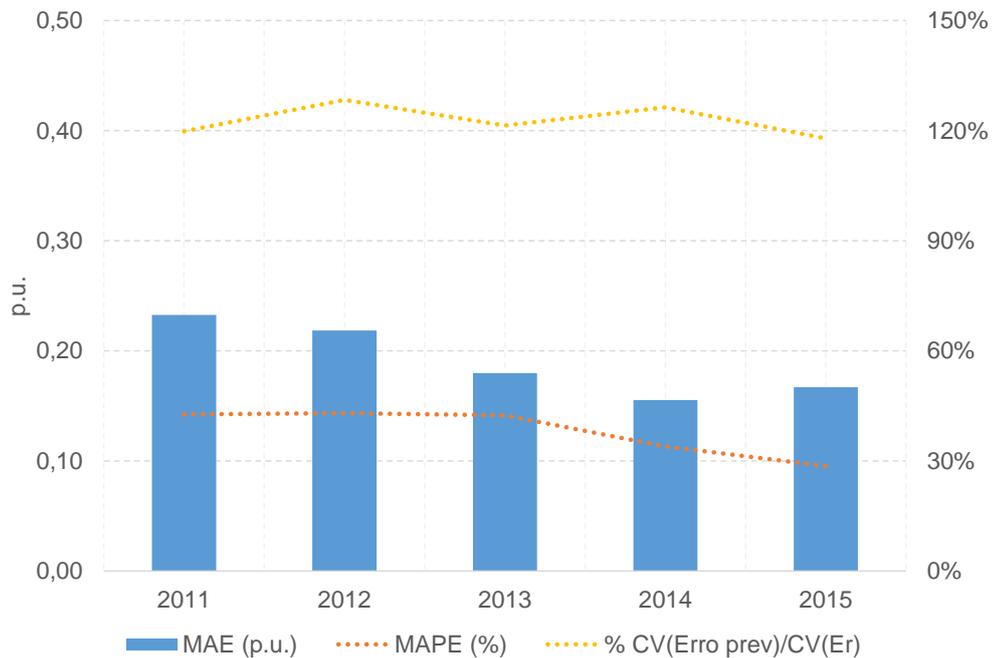


*Fuente: ERSE, REN*

Se aprecia cierta variabilidad de la eólica en Portugal continental con valores medios del coeficiente de variación de la energía real producida de cerca de 0,74.

La Figura 18 presenta la evolución de indicadores de previsión de eólica en Portugal. Los valores de MAE que se observan en todas las horas del año son normalizados por la energía real total de producción eólica en Portugal continental. Se presenta también la evolución del indicador resultante de la división entre el coeficiente de variación del error de previsión ( $CV_{Error\ prev} = \frac{\sigma_{Error\ prev}}{\mu_{Error\ prev}}$ ) y el coeficiente de variación de la energía real producida por la eólica ( $CV_{Er} = \frac{\sigma_{Er}}{\mu_{Er}}$ ), que da una magnitud del peso del nivel de variación del error de previsión frente al nivel de variación de la energía real producida.

**Figura 18. Evolución de indicadores de errores de previsión de eólica en Portugal**



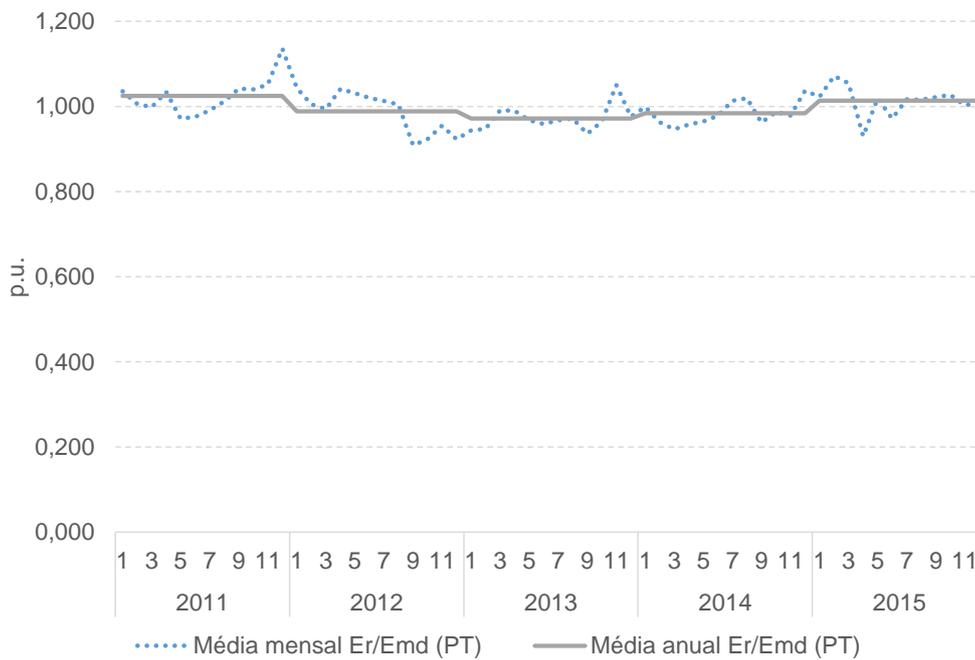
*Fuente: Elaboración ERSE*

A lo largo del período analizado se observa una reducción de todos los indicadores de errores de previsión. El MAPE ha mejorado hasta niveles de cerca del 29%, a pesar de no haberse observado reducción alguna en la magnitud del nivel de la variación del error (por encima del 100%).

Es importante analizar el efecto de la agregación de la PRE intermitente y no intermitente, comparando la agregación de sus ofertas casadas en el mercado diario con a la producción agregada real, midiendo el impacto en la necesidad de servicios de ajuste del sistema a través de su desvío respecto a programa, en cada uno de los sistemas eléctricos.

La Figura 19 presenta la evolución del indicador que resulta de la división entre la energía real producida por la PRE y la energía despachada en el mercado diario en Portugal.

**Figura 19. Evolución de la energía real producida y la energía despachada en el mercado diario de la PRE en Portugal**



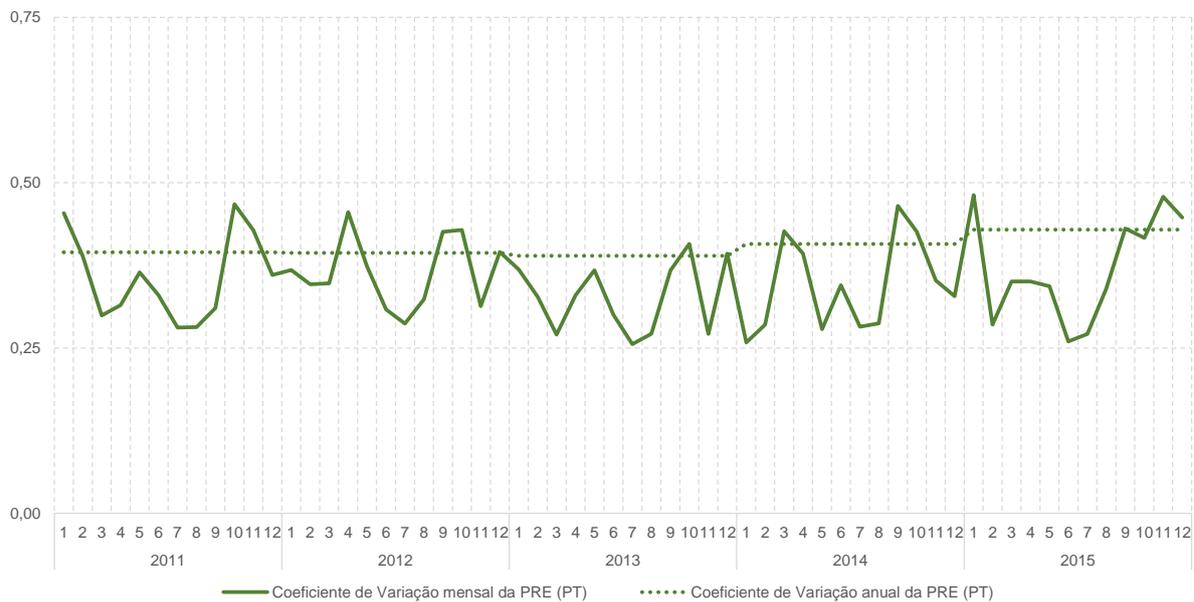
*Fuente: ERSE, REN*

En el período de 2012 a 2014, las ofertas casadas en el mercado diario de la PRE quedaron, de media, ligeramente por encima de la energía real producida. En 2011 y 2015, las ofertas casadas en el mercado diario quedaron por debajo de la energía real producida.

La Figura 20 demuestra la evolución del coeficiente de variación de la energía real producida por la PRE.

Se aprecia una cierta variabilidad de la PRE en Portugal continental con valores medios del coeficiente de variación de la energía real producida de alrededor de 0,40, amortiguada por el hecho de que la unidad agregadora de la PRE contiene tecnologías menos intermitentes, especialmente la cogeneración, que amortigua el efecto de las otras tecnologías de origen renovable de carácter más intermitente (no gestionables, fluyentes), especialmente la eólica.

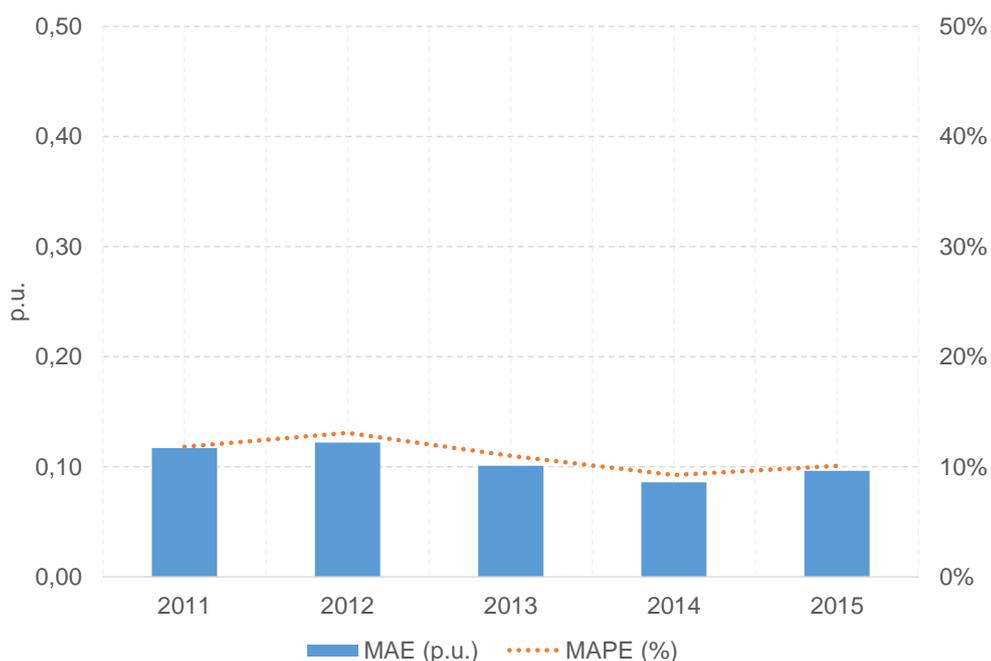
**Figura 20. Evolución del coeficiente de variación de la energía real producida por la PRE en Portugal**



Fuente: ERSE, REN

La Figura 21 presenta la evolución de los indicadores de desvío de la PRE en Portugal, utilizando la misma aproximación metodológica seguida en la valoración de los errores de previsión de la eólica. Los valores de MAE observables todas las horas del año son normalizados por la energía real total producida por la PRE en Portugal continental.

**Figura 21. Evolución de los indicadores de desvío de la PRE en Portugal**



*Fuente: Elaboración ERSE*

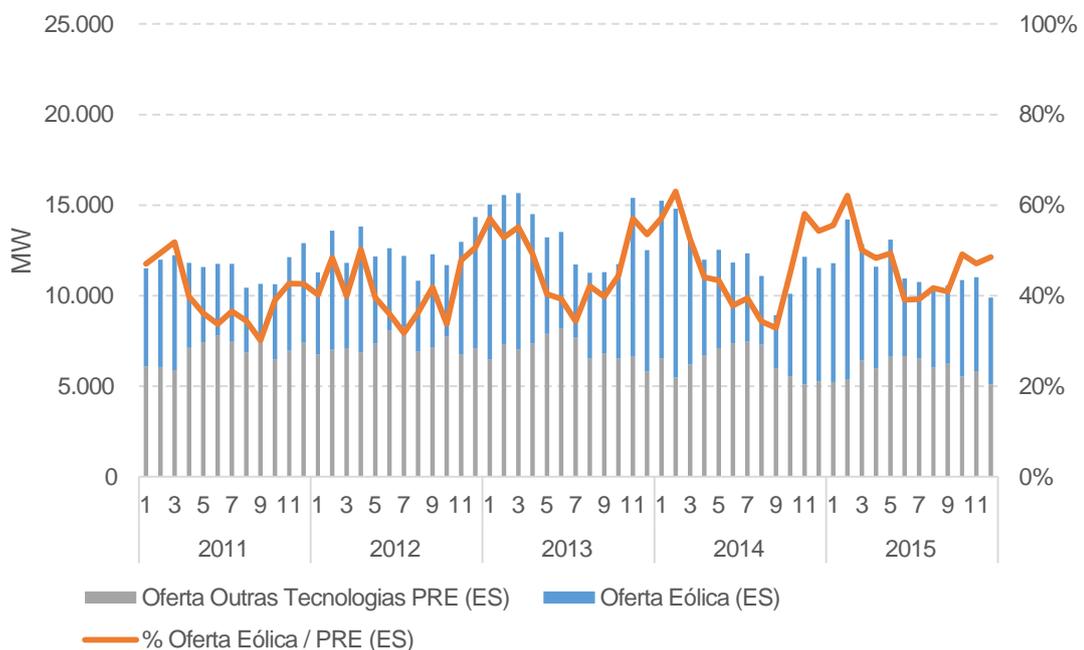
A lo largo del período se observa una tendencia de reducción de todos los indicadores de desvío de la PRE. El MAPE ha mejorado a niveles de alrededor del 10%. Contrastando este valor de MAPE asociado al desvío de la PRE con el valor estimado de MAPE asociado al error de previsión de eólica, se confirma el efecto amortiguador resultante de la agregación de los desvíos entre las diferentes tecnologías de PRE, que reduce el desvío global de los productores con remuneración garantizada frente a su producción real.

### 3.2.2 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ESPAÑOLA

En España, los productores en régimen especial son responsables de llevar a cabo el despacho de la energía en los diferentes segmentos de mercado. La existencia de la figura del representante en mercado permite agregar la producción de diferentes productores para obtener ventajas operativas y de consolidación de errores de previsión de de producción que se trasladan a la programación del despacho en el mercado, minimizando costes inherentes a los desvíos respecto a programa.

La Figura 22 presenta la evolución de la oferta de eólica y de otras tecnologías PRE en España.

**Figura 22. Evolución de la oferta de eólica y otras tecnologías de PRE en España**



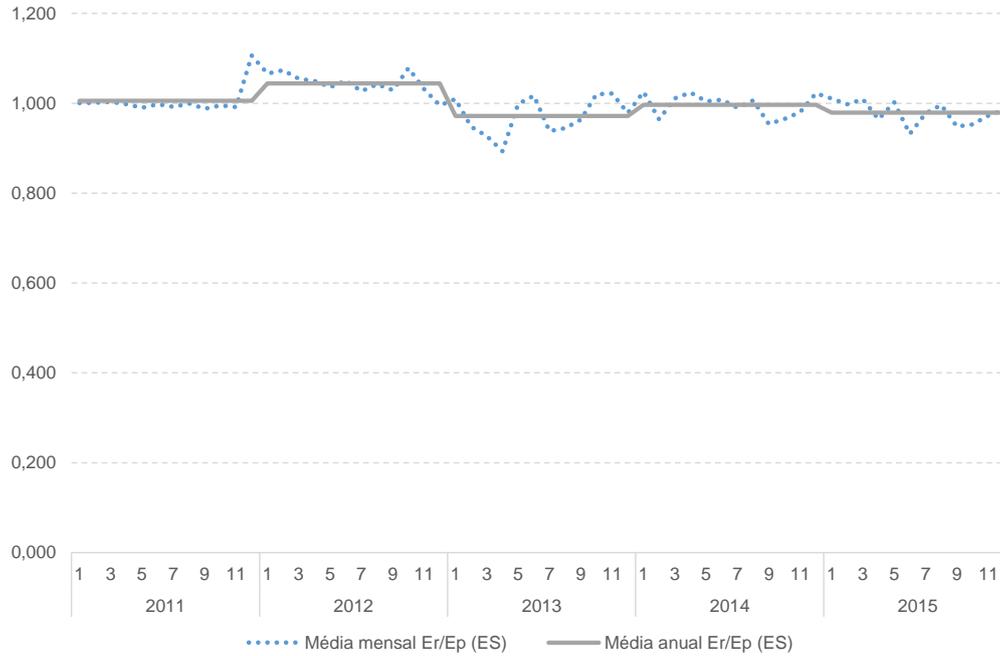
*Fuente: CNMC, REE*

Como en Portugal, se constata también que la tecnología de carácter menos gestionable de la producción en régimen especial es la eólica, que representaba, en 2015, cerca de un 48% del volumen total de PRE casado en el mercado diario, mediante ofertas de venta de los productores eólicos y de los representantes en mercado. No obstante, en España el peso significativo de la producción de origen solar (térmica y

fotovoltaica) es igualmente significativo, lo que se puede observar en el efecto estacional de los picos de producción que transcurren durante los meses más cálidos (primavera y verano).

La Figura 23 presenta la evolución del indicador que resulta de la división entre la energía real producida por la tecnología eólica y la energía eólica prevista en España (peninsular).

**Figura 23. Evolución de la energía real producida y la energía eólica prevista en España**

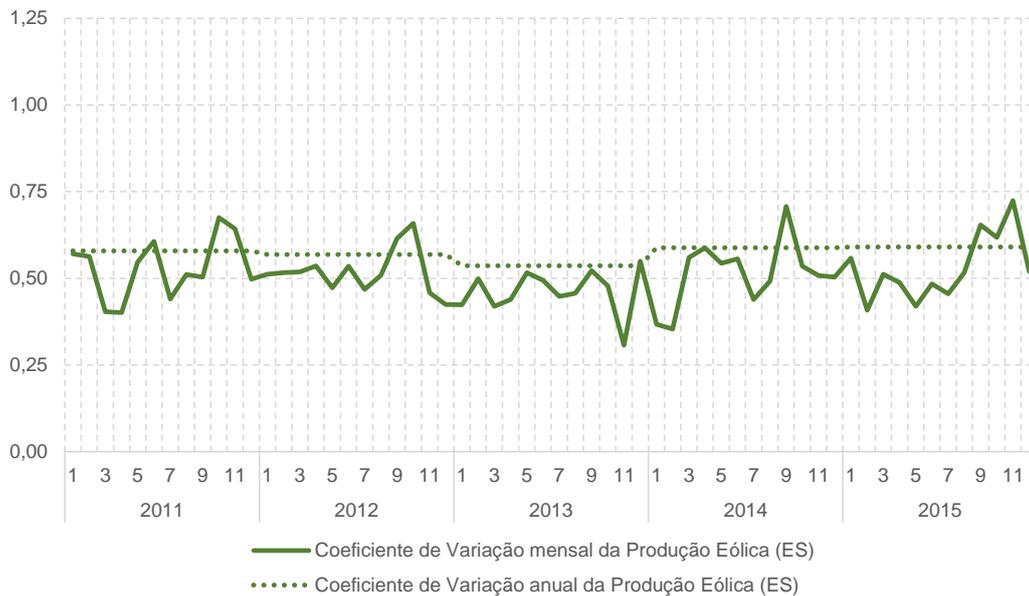


*Fuente: CNMC, REE*

En términos medios, en 2012, las previsiones de energía eólica quedaron por debajo de la energía real producida; ya en 2013 y 2015, las previsiones de energía eólica se situaron por encima de la energía real producida, en 2011 y 2014, las previsiones de energía eólica fueron muy similares al total de energía real producida por esta tecnología.

La Figura 24 demuestra la evolución del coeficiente de variación de la energía real producida por la eólica en España.

**Figura 24. Evolución del coeficiente de variación de la energía real producida por la eólica en España**

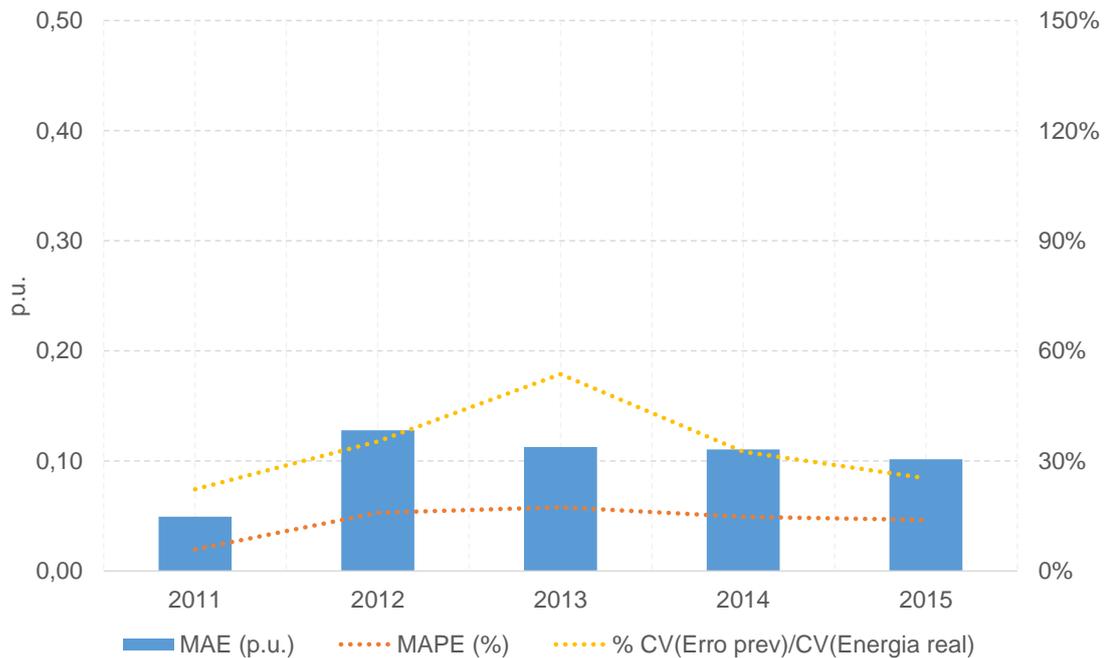


*Fuente: CNMC, REE*

Se observa una variabilidad de la eólica en la España peninsular con valores medios del coeficiente de variación de la energía real producida de alrededor de 0,57 durante el período 2011-2015, valor bastante inferior en comparación con la situación portuguesa, lo que demuestra la existencia de una mayor incertidumbre en las previsiones de energía eólica efectuadas en Portugal, motivada por la propia volatilidad de la energía eólica, que posiblemente se traduce en una menor precisión de la previsión efectuada en Portugal.

La Figura 25 presenta la evolución de los indicadores de previsión de eólica en España. Al igual que en el caso portugués, los valores de MAE observables en todas las horas del año son normalizados por la energía real total de producción eólica en España.

**Figura 25. Evolución de los indicadores de errores de previsión de eólica en España**



Fuente: Elaboración ERSE

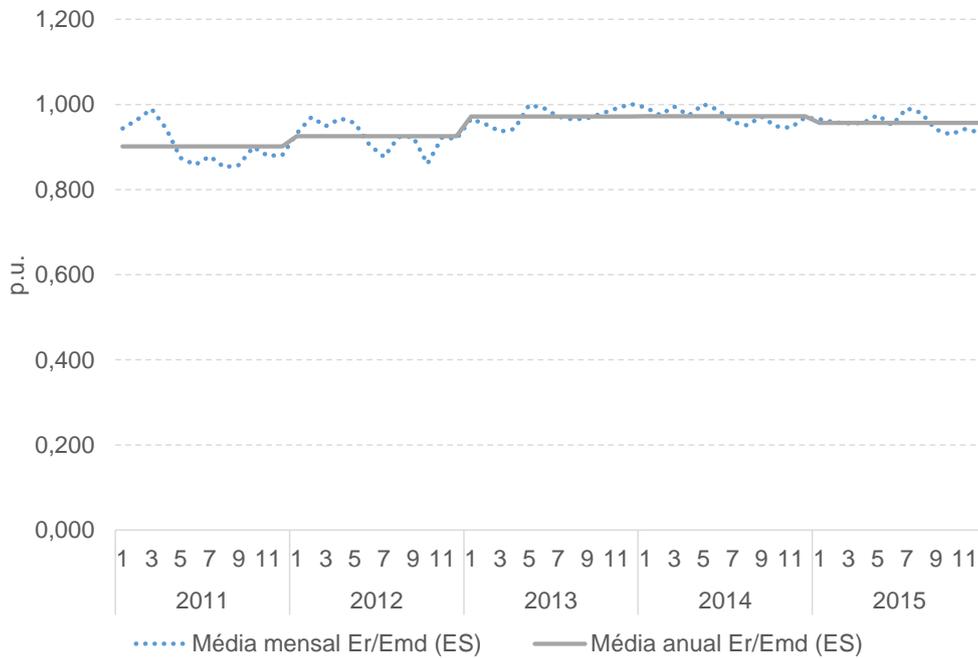
Desde 2012 el MAPE presenta valores medios alrededor del 15%, bastante por debajo del MAPE asociado al error de previsión de la energía eólica en Portugal. Contrariamente a la situación portuguesa, la magnitud del nivel de variación del error de previsión frente a la variación de la energía real producida por la eólica en España está bastante por debajo del 100%, lo que también encaja con una menor volatilidad de la energía eólica española.

Es importante analizar el efecto de la agregación de la PRE intermitente y no intermitente (gestionable y no gestionable), comparando la agregación de sus ofertas casadas en el mercado diario y la contratación bilateral con la producción agregada real, midiendo el impacto en la necesidad de servicios de ajuste del sistema a través de su desvío respecto a programa, en cada uno de los sistemas eléctricos. Para su análisis, se consideró la información horaria<sup>9</sup> proporcionada por la CNMC durante el período de 2011 a 2015.

La Figura 26 presenta la evolución del indicador que resulta de la división entre la energía real producida por la PRE y la energía despachada en el mercado diario (incluye la contratación bilateral) en España.

<sup>9</sup> La agregación de las ofertas casadas en el mercado diario y la contratación bilateral resulta de la información procedente de los ficheros PDBF proporcionados por la REE a la CNMC.

**Figura 26. Evolución de la energía real producida y la energía despachada en el mercado diario de PRE en España**



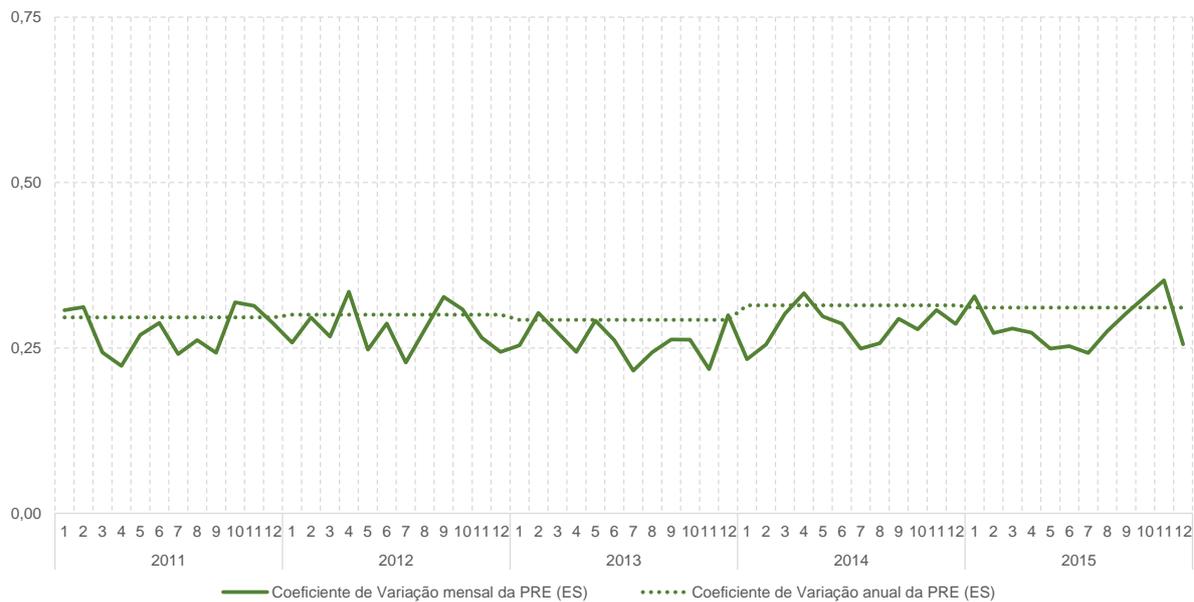
*Fuente: CNMC, REE*

Durante el período analizado se constata que el agregado de las ofertas casadas en el mercado diario y la contratación bilateral de la PRE se situó, en promedio, por encima de la energía real producida.

La Figura 27 demuestra la evolución mensual del coeficiente de variación de la energía real producida por la PRE.

Se observa cierta variabilidad de la PRE en la España peninsular con valores medios del coeficiente de variación de la energía real producida de 0,30. Este valor es inferior al que se ha verificado en el caso portugués (0,43), debido a un menor peso de la eólica (48% en el caso español y 55% en el caso portugués) y de su nivel de volatilidad reducido (59% en el caso español y 76% en el caso portugués).

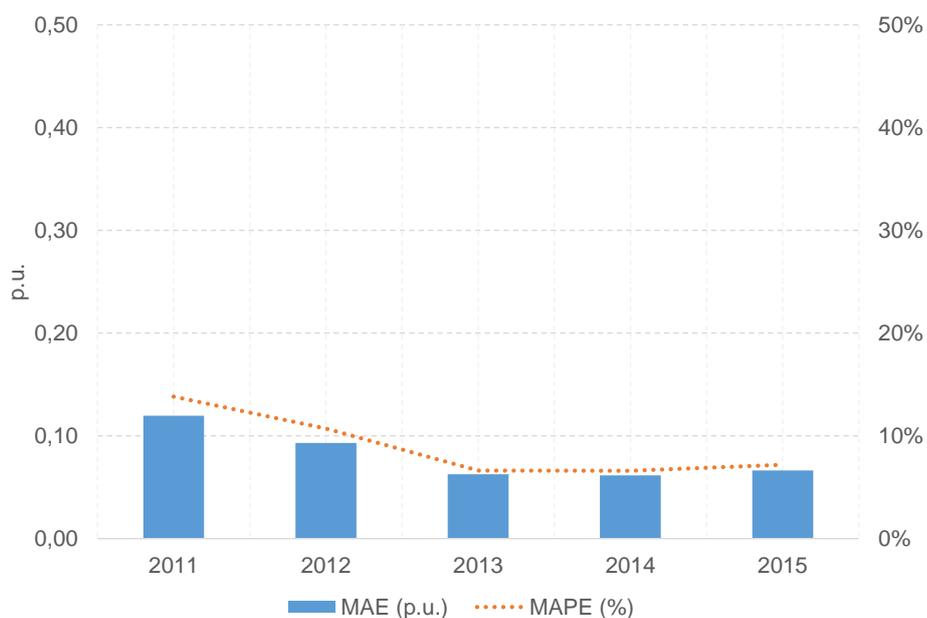
**Figura 27. Evolución del coeficiente de variación de la energía real producida por la PRE en España**



Fuente: CNMC, REE

La Figura 28 presenta los indicadores del desvío de la PRE en España, utilizando el mismo enfoque metodológico seguido en la valoración de los errores de previsión de la eólica. Los valores de MAE observables en todas las horas del año son normalizados por la energía real total de la PRE en la España peninsular.

**Figura 28. Evolución de indicadores de desvío de PRE en España**



Fuente: Elaboración ERSE

A lo largo del período se observa una tendencia de reducción de todos los indicadores de desvío de la PRE. El MAPE ha mejorado hasta llegar a niveles de cerca del 7%. Contrastando este valor de MAPE asociado al desvío de la PRE con el valor estimado de MAPE asociado al error de previsión de la eólica, se verifica el efecto amortiguador resultante de la agregación de los desvíos entre las diferentes tecnologías de la PRE.

Contrastando el MAPE portugués con el MAPE español, parece haber indicios de que el incentivo introducido por el pago del coste de los desvíos por parte de los productores en régimen especial ha reducido los errores asociados a la previsión, mediante la mejora de las previsiones y una mejor actuación en el mercado de los productores en régimen especial.

Se destaca que en el modelo español existe la figura del representante en mercado que permite la consolidación de las carteras de producción, y que coexisten múltiples entidades que ofrecen esta prestación de servicio, por lo que se reducen estadísticamente los desvíos generados.

El efecto escala referente a la dispersión geográfica de los productores en régimen especial y a la dimensión de la energía procedente de PRE, especialmente la producción de origen eólico, parece justificar también la reducción de los desvíos y de la volatilidad en el sistema español frente al sistema portugués.

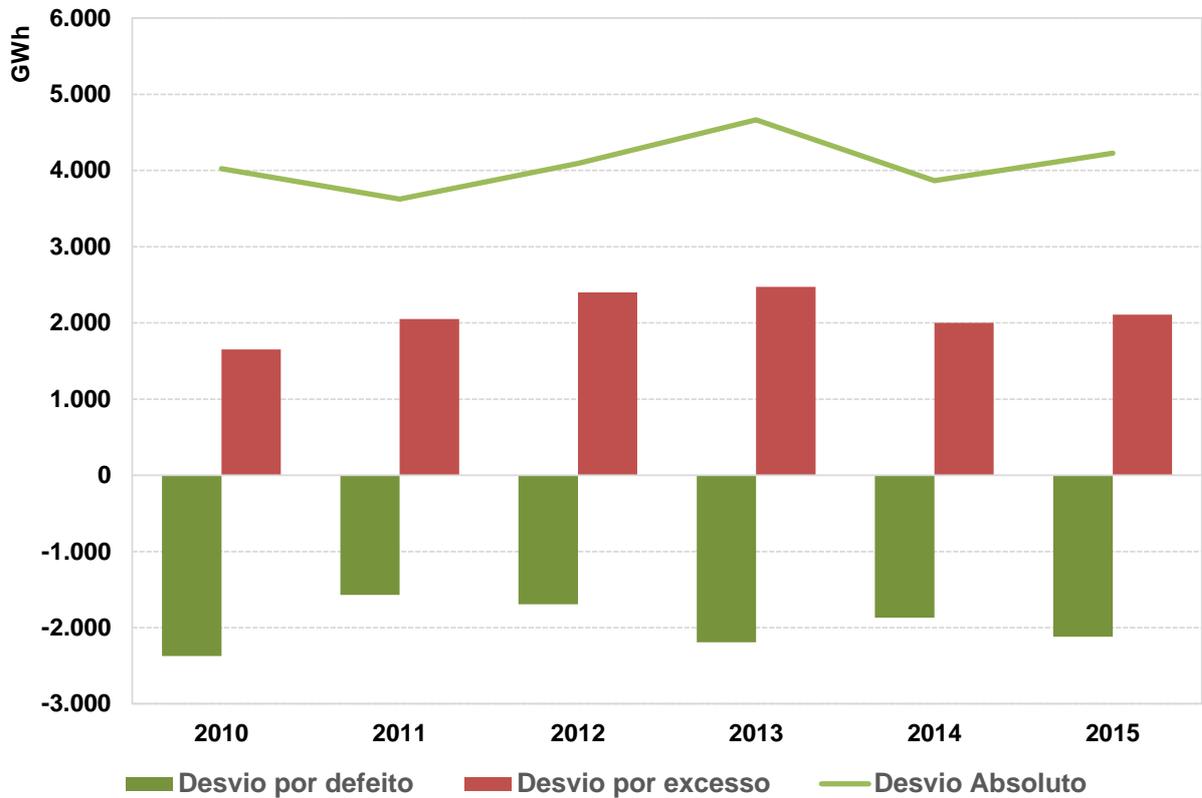
### **3.3 DESVÍOS GLOBALES DEL SISTEMA Y DESVÍOS DIRECTAMENTE ATRIBUIBLES A LA PRE**

#### **3.3.1 DESVÍOS GLOBALES DEL SISTEMA Y DESVÍOS DIRECTAMENTE ATRIBUIBLES A LA PRE EN PORTUGAL**

En Portugal, los desvíos globales del sistema corresponden a la energía subyacente a la movilización de energía de regulación secundaria y de reserva de regulación. En efecto, éstos son los mecanismos que contribuyen a anular los desvíos de los agentes en tiempo real.

La Figura 29 presenta la evolución de 2010 a 2015 de los desvíos globales en el sistema eléctrico portugués, que comprende los desvíos por exceso (a subir) y por defecto (a bajar) de los agentes en el lado de la producción y los desvíos por defecto (a subir) y por exceso (a bajar) de los agentes en el lado del consumo.

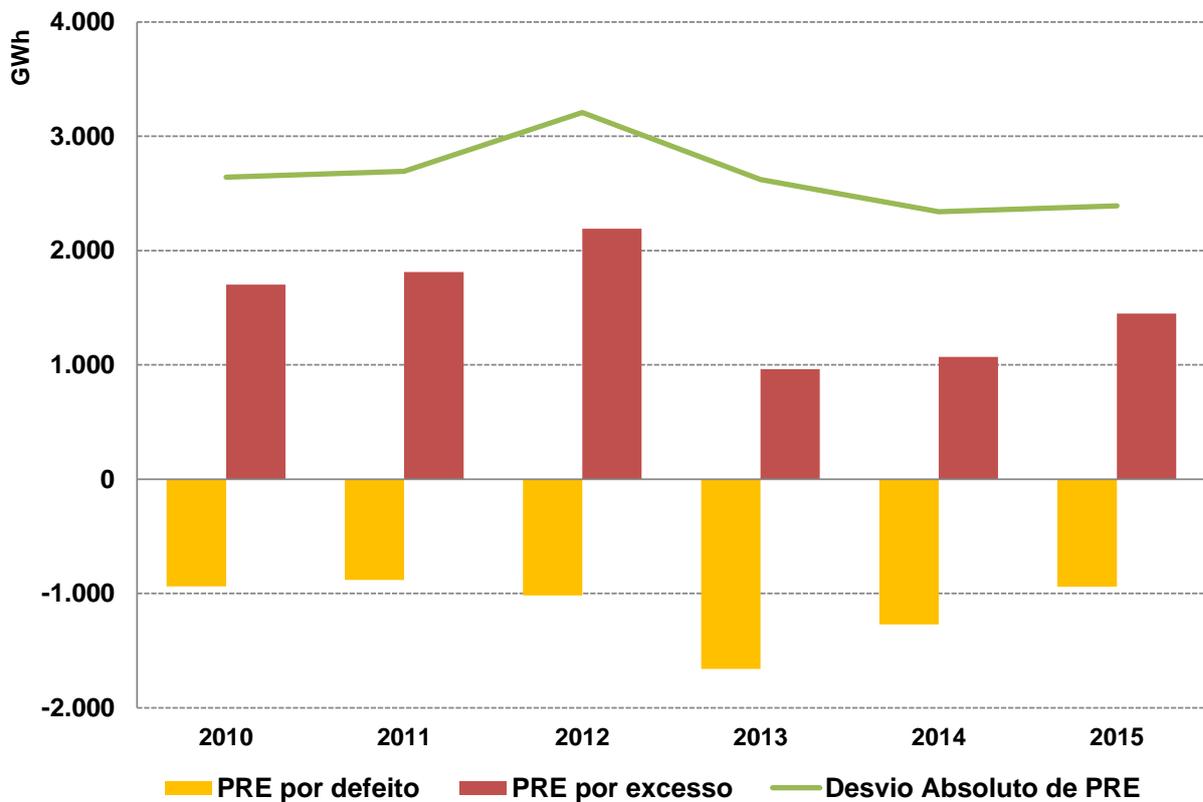
Figura 29. Desvíos globales en el sistema portugués



Fuente: REN

La Figura 30 presenta los valores de los desvíos entre la previsión inicial de producción en régimen especial y el programa de producción real que finalmente se concretizó. Se observa una tendencia decreciente del volumen absoluto de desvíos entre 2013 y 2015, esencialmente motivado por la reducción de los desvíos por defecto. En 2012 se verificó el valor máximo del desvío absoluto de la PRE, correspondiente a 3.208 GWh (media horaria de 365 MWh), representando el desvío por exceso cerca de un 68% del desvío absoluto. En 2015, el valor del desvío absoluto de PRE correspondió a 2.391 GWh (media horaria de 237 MWh), representando el desvío por exceso cerca de un 61% del desvío absoluto.

Figura 30. Desvíos de previsión de la PRE frente al programa real de producción



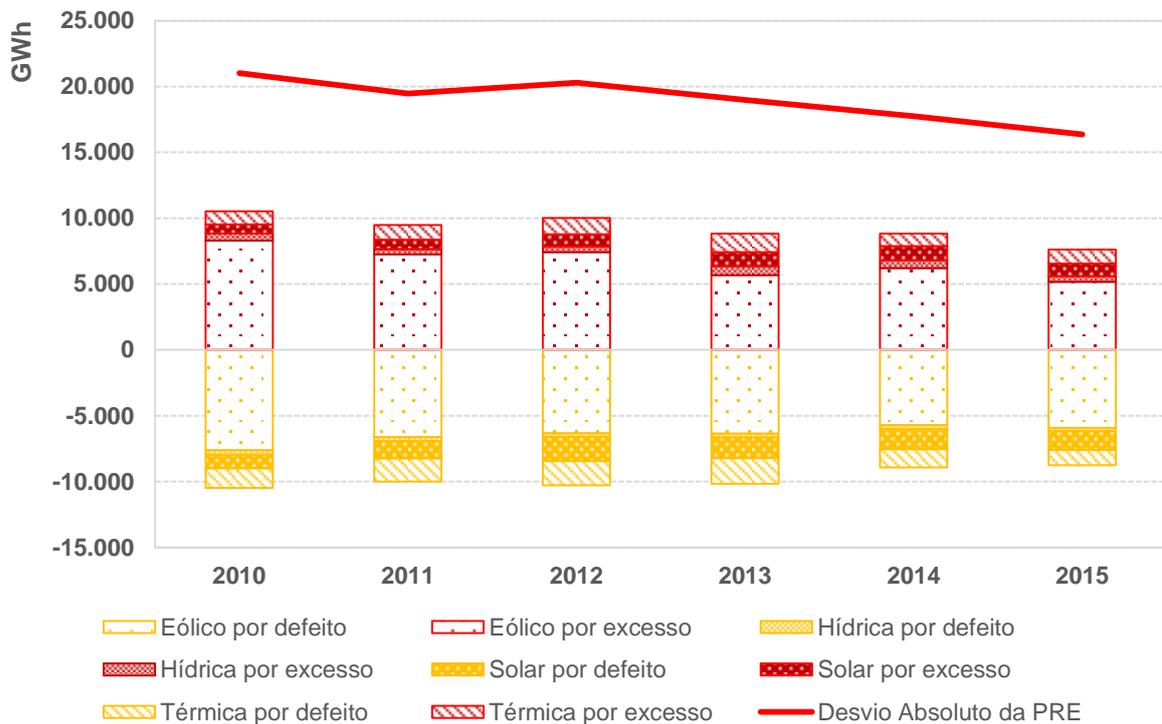
Fuente: Elaboración ERSE

### 3.3.2 DESVÍOS GLOBALES DEL SISTEMA Y DESVÍOS DIRECTAMENTE ATRIBUIBLES A LA PRE EN ESPAÑA

En España, el desvío de cada unidad de programación se determina como la diferencia entre la energía medida de generación o consumo y el programa horario de liquidación (PHL). El programa horario de liquidación comprende la energía incluida en el programa operativo (P48), detraídos los desvíos comunicados por los agentes de mercado al operador del sistema y las reducciones en la demanda ordenadas por el operador del sistema en el ámbito de régimen ininterrumpible.

La siguiente figura muestra los desvíos medidos para las unidades de producción en régimen especial, en valor agregado anual. Se observa que los mayores desvíos corresponden a la producción eólica, que es la tecnología que presenta mayor potencia instalada. También se observa cierto equilibrio entre los desvíos a subir (producción real mayor que la producción programada) y los desvíos a bajar (producción real menor que la producción programada), aunque se observan períodos en el tiempo en que domina uno de los sentidos del desvío.

Figura 31. Desvíos medidos de la PRE en España

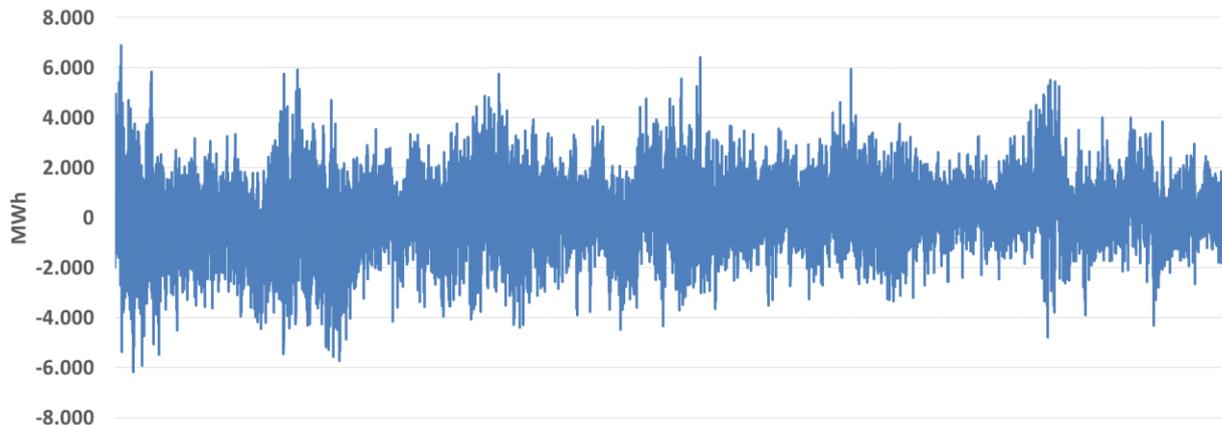


Fuente: REE y CNMC

Se puede apreciar una tendencia descendente del volumen absoluto de los desvíos entre 2012 y 2015. En 2010 se registró el valor máximo del desvío absoluto de la PRE, correspondiente a 21.007 GWh (media horaria de 2.398 MWh). En 2015, el valor del desvío absoluto de PRE correspondió a 16.359 GWh (media horaria de 1.867 MWh).

El efecto que estos desvíos puedan llegar a tener sobre el sistema eléctrico en cada hora dependerá del valor neto resultante y del desvío del resto de las unidades del sistema. El desvío global del sistema se calcula a través del saldo neto horario de las energías a subir y a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, de regulación terciaria, de regulación secundaria y de servicios transfronterizos de balance entre sistemas.

**Figura 32. Desvío neto horario de España**



*Fuente: REE y CNMC*

### **3.4 OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

#### **3.4.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN PORTUGUESA**

El mercado de producción organizado engloba un conjunto de mecanismos destinados a conciliar la libre competencia en la producción de energía eléctrica con la necesidad de disponer de un abastecimiento que cumpla con los criterios de seguridad y calidad definidos. Este conjunto de mecanismos se centra en dos aspectos fundamentales: la resolución de restricciones técnicas y la gestión de los servicios de sistema.

El proceso de resolución de restricciones técnicas transcurre en tres fases distintas: mercado diario, mercado intradiario y tiempo real. Este proceso pretende garantizar, fundamentalmente, tanto la ejecutabilidad física de los programas resultantes de los mercados diario e intradiario como la operación del sistema en tiempo real, basándose en las ofertas presentadas por los agentes del mercado.

Ya en el ámbito de los servicios de sistema, se consideran dos conjuntos: los servicios de sistema obligatorios y los servicios de sistema complementarios.

Por servicios de sistema obligatorios se entienden aquellos que cualquier unidad de producción en régimen ordinario debe garantizar, como la regulación de la tensión o la regulación primaria de la frecuencia. Estos servicios de sistema no son, en el actual modelo, susceptibles de remuneración.

Los restantes servicios de sistema –complementarios– son susceptibles de remuneración y se deben contratar basándose en mecanismos transparentes y no discriminatorios que fomenten la eficiencia económica. El modelo adoptado establece una separación implícita entre los servicios de sistema complementarios a los que el sistema recurre de un modo regular y aquellos que solo son necesarios puntualmente. Los primeros, que abarcan la regulación secundaria de frecuencia y la reserva de regulación, son contratados en mercados de ofertas, mientras los segundos, como la compensación síncrona o el arranque autónomo, se basan en la contratación bilateral.

### RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Se entiende por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de las actividades de producción, transporte o distribución que, por el hecho de afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del abastecimiento, requiere la modificación de los programas de energía eléctrica.

El proceso de resolución de restricciones técnicas lo gestiona el operador del sistema; tiene como objetivo resolver las restricciones técnicas internas (dado que las restricciones técnicas en la interconexión se resuelven a través de un mecanismo diferente denominado Acciones Coordinadas de Balance), y se realiza en tres fases distintas:

- **Validación del programa resultante del mercado diario:** este proceso de validación transcurre inmediatamente después de encontrar ofertas en el ámbito del mercado diario, tomando como base ofertas específicas presentadas por los agentes del mercado. Cada oferta utilizada es valorada al respectivo precio de oferta (*pay-as-bid*). Los costes resultantes de la asignación de ofertas en cada período horario son soportados por todo el consumo de los agentes del mercado.
- **Validación de los programas resultantes del mercado intradiario:** este proceso de validación transcurre inmediatamente después de cada sesión de casación de ofertas del mercado intradiario. Las restricciones técnicas identificadas se solucionan a través de la eliminación de las ofertas que las originan, sin que resulte de este proceso ningún coste adicional.
- **Operación:** las restricciones técnicas identificadas en el ámbito de la operación del sistema eléctrico en tiempo real se solucionan a través de la asignación de ofertas de reserva de regulación. Cada oferta asignada se valora al respectivo precio de oferta (*pay-as-bid*), y no es considerada para la obtención del precio marginal de la reserva de regulación. Los costes resultantes de la asignación de ofertas en cada período horario son soportados por todo el consumo de los agentes del mercado.

### REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

En presencia de perturbaciones de frecuencia en el sistema eléctrico, el control primario<sup>10</sup> puede evitar la ocurrencia de grandes variaciones de frecuencia. Sin embargo, esta función de control es incapaz, por sí sola, de devolver la frecuencia a su valor nominal (ya que se trata de una función de control que no es integral, sino proporcional). Para ello, el sistema recurre a la regulación secundaria de frecuencia que, adicionalmente, responde al objetivo de mantener los intercambios de energía eléctrica en la interconexión en los valores programados.

La regulación secundaria de frecuencia consiste en establecer una banda de regulación (intervalo de variación de la potencia del grupo generador alrededor del punto de funcionamiento en que se encuentra en cada instante) y el aumento o la disminución del suministro de energía, de acuerdo con lo solicitado por el gestor del sistema.

---

<sup>10</sup> La regulación primaria de frecuencia es un servicio de sistema obligatorio y no remunerado.

Al establecer la banda de regulación necesaria para operar el sistema en cada hora, el gestor del sistema tiene en cuenta el criterio publicado por ENTSO-E<sup>11</sup> para la banda de regulación secundaria a subir, dado por la siguiente expresión:

$$BRS_{Subir} = p \times \sqrt{a \times L_{m\acute{a}x} + b^2} - b$$

En la anterior ecuación, los valores de  $a$  y  $b$ , establecidos empíricamente, son, respectivamente, 10 MW y 150 MW, siendo  $L_{m\acute{a}x}$  el valor máximo del consumo previsto para la hora en cuestión. El valor de  $p$ , también establecido empíricamente, varía en un intervalo entre 1,2 y 1,6 según la hora del día. De esta manera, se supedita la contratación de la banda de regulación a la previsión de demanda elaborada que, además, impacta también en la utilización de energía asociada a los mercados de servicios de sistema y, por tanto, en los costes incurridos por los agentes.

La banda de regulación secundaria a bajar se obtiene según la siguiente expresión:

$$BRS_{Bajar} = \frac{BRS_{Subir}}{2}$$

El coste del servicio de regulación secundaria de frecuencia se compone de dos tramos:

- **Coste de la banda de regulación secundaria:** la banda de regulación secundaria horaria atribuida a cada unidad de producción (unidad física) es valorada al precio de la última oferta aceptada de banda de regulación en cada hora.
- **Coste de la energía de regulación secundaria:** la energía de regulación secundaria utilizada se valora al precio de la última oferta de energía de reserva de regulación utilizada en cada hora, tanto a subir como a bajar.

En el caso que no existan ofertas de banda de regulación secundaria suficientes para atender a las necesidades del sistema, el Gestor del Sistema puede reasignar banda de regulación secundaria, en los términos del mecanismo excepcional establecido en el Manual de Procedimientos de la Gestión Global del Sistema. De acuerdo con este mecanismo, la banda de potencia extraordinaria que sea necesaria para obtener la banda requerida se valorará a un 115% del precio marginal de la banda de regulación secundaria en esa hora.

La banda de regulación, incluyendo la extraordinaria, constituye un coste fijo de operación del sistema, por lo que es financiado por todo el consumo de los agentes de mercado; la energía horaria de regulación secundaria la pagan todos los agentes de mercado que incurren en desvíos en cada hora.

#### **CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA EN PORTUGAL (PERÍODO 2010-2015)**

En términos medios, durante el período 2010-2015, se constata una tendencia descendente en la amplitud media de la banda de regulación secundaria<sup>12</sup> asignada por el operador del sistema eléctrico portugués.

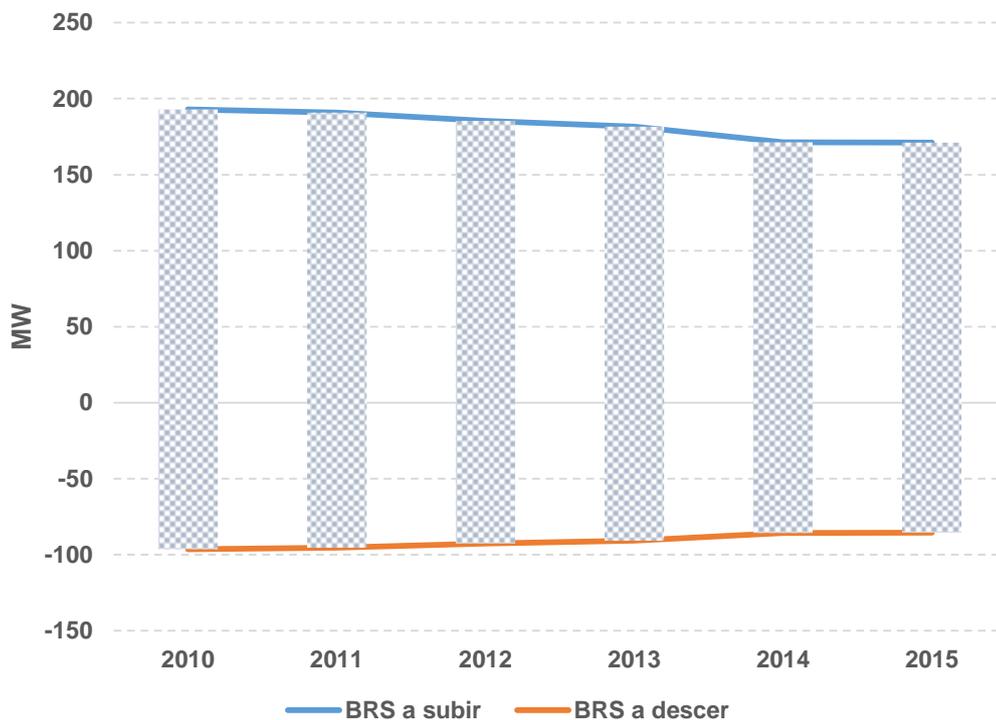
---

<sup>11</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>12</sup> Calculada a través de la suma de la banda de regulación secundaria a subir y la banda de regulación secundaria a bajar.

En 2010 el valor de la amplitud media horaria era de 289 MW (193 MW de banda de regulación secundaria a subir y 96 MW de banda de regulación secundaria a bajar, como media horaria). En 2015 el valor de la amplitud media horaria era de 257 MW (171 MW de banda de regulación secundaria a subir y 86 MW de banda de regulación secundaria a bajar, como media horaria). La reducción de la amplitud de la banda de regulación secundaria se debió sobre todo a la reducción media de las necesidades de banda de regulación secundaria a subir, habiéndose observado una disminución de un 11% en las necesidades medias de banda de regulación secundaria entre 2010 y 2015.

**Figura 33. Banda de regulación secundaria asignada en Portugal (media horaria)**



Fuente: REN

En el capítulo 3.1, referente a la previsión y firmeza de la PRE en el MIBEL, en el subcapítulo que analiza la situación portuguesa, la reducción de los errores de previsión asociados a la eólica y su impacto en la reducción de los errores de previsión de la cartera agregada de PRE parece justificar, en parte, la reducción media de las necesidades de contratación de banda de regulación secundaria.

Teniendo en cuenta la caracterización de la relación de la previsión de demanda, utilizando para ello el referencial de programación de la demanda en el mercado diario, con la asignación de banda de regulación secundaria por el operador del sistema eléctrico portugués, se efectuaron dos regresiones con estas dos variables, utilizando los datos disponibles entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2015, con el modelo 1 (intersección nula) y modelo 2 (intersección no nula):

**Modelo 1:**  $Amplitud\ BRS_{PT} = a + b \times Demanda\ MD_{PT}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Amplitud\ BRS_{PT} = a + b \times Demanda\ MD_{PT}, a \neq 0$

donde

*Amplitud*  $BRS_{PT}$  corresponde a la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada por el operador del sistema eléctrico portugués, en MW, calculada como la suma de la banda de regulación secundaria a subir y la banda de regulación secundaria a bajar; y

*Demanda*  $MD_{PT}$  corresponde a la demanda casada en el mercado diario en la zona de precio portuguesa, en MWh.

Los resultados del modelo 1 apuntan a una relación entre el nivel de demanda despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,047 MW.

Este modelo tiene un elevado valor explicativo, dado el valor significativo de la estadística  $R^2$ .

**Figura 34. Estadística de la regresión del modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,988
Quadrado de R	0,977
Quadrado de R ajustado	0,977
Erro-padrão	42,192
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	3.989.359.696	3.989.359.696	2.241.033	0
Residual	52583	93.605.288	1.780		
Total	52584	4.082.964.984			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura MD	0,047	0,000	1497,008	0,000	0,047	0,047	0,047	0,047

Los resultados del modelo 2 apuntan a una relación entre el nivel de demanda despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,036 MW.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística  $R^2$ .

**Figura 35. Estadística de la regresión del modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,658
Quadrado de R	0,433
Quadrado de R ajustado	0,433
Erro-padrão	40,745
Observações	52584

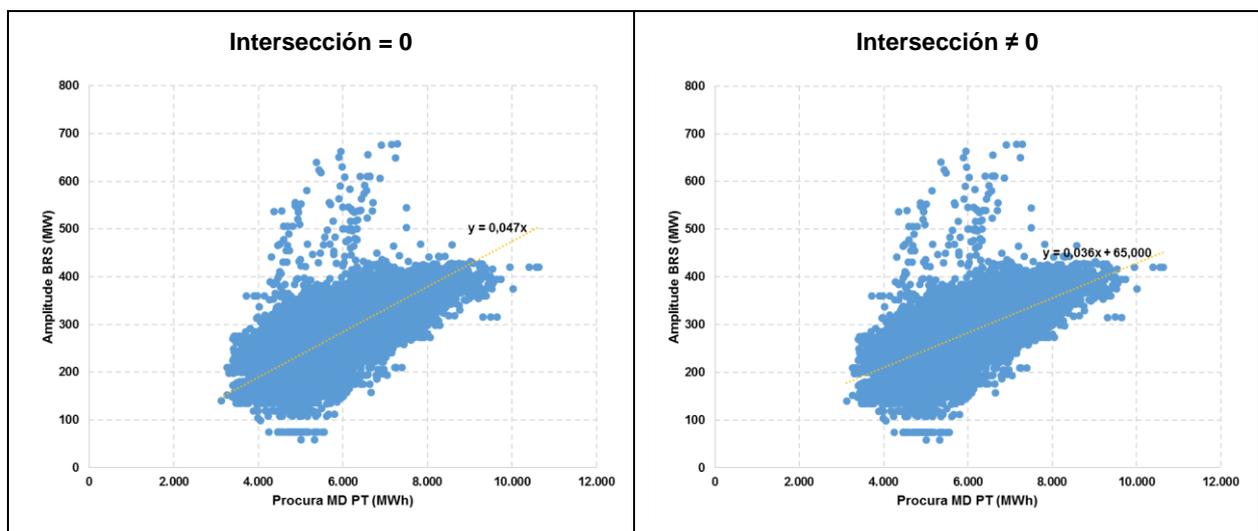
ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	66.732.532	66.732.532	40.196	0
Residual	52582	87.294.558	1.660		
Total	52583	154.027.090			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	65,000	1,054	61,654	0,000	62,933	67,066	62,933	67,066
Procura MD	0,036	0,000	200,490	0,000	0,036	0,037	0,036	0,037

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos que apuntan a la relevancia de todas las variables.

La Figura 36 muestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones correspondientes a los modelos 1 y 2.

**Figura 36. Regresiones de la amplitud BRS en función de la demanda del mercado diario**



Se repitió el ejercicio anterior, para el mismo período de análisis, sustituyendo la variable de demanda en el mercado diario por la demanda residual en el mercado diario, que resulta de aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Demanda residual } MD_{PT} = \text{Demanda } MD_{PT} - \text{Oferta } PRE \text{ } MD_{PT}.$$

Los nuevos modelos de regresión estimados fueron:

**Modelo 1\*:**  $\text{Amplitud } BRS_{PT} = a + b \times \text{Demanda residual } MD_{PT}, a = 0$

**Modelo 2\*:**  $\text{Amplitud } BRS_{PT} = a + b \times \text{Demanda residual } MD_{PT}, a \neq 0$

*INTEGRAÇÃO DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE Y DE COGENERACIÓN EN EL MIBEL  
Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

Los resultados del modelo 1\* apuntan a una relación entre el nivel de demanda residual despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,073 MW.

Este modelo tiene también un elevado valor explicativo, dado el valor significativo de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 37. Estadística de la regresión del modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,957
Quadrado de R	0,916
Quadrado de R ajustado	0,916
Erro-padrão	80,857
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	3.739.186.068	3.739.186.068	571.930	0
Residual	52583	343.778.916	6.538		
Total	52584	4.082.964.984			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura Residual MD	0,073	0,000	756,261	0,000	0,073	0,074	0,073	0,074

Los resultados del modelo 2\* apuntan a una relación entre el nivel de demanda residual despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,021 MW.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 38. Estadística de la regresión del modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,467
Quadrado de R	0,218
Quadrado de R ajustado	0,218
Erro-padrão	47,853
Observações	52584

ANOVA

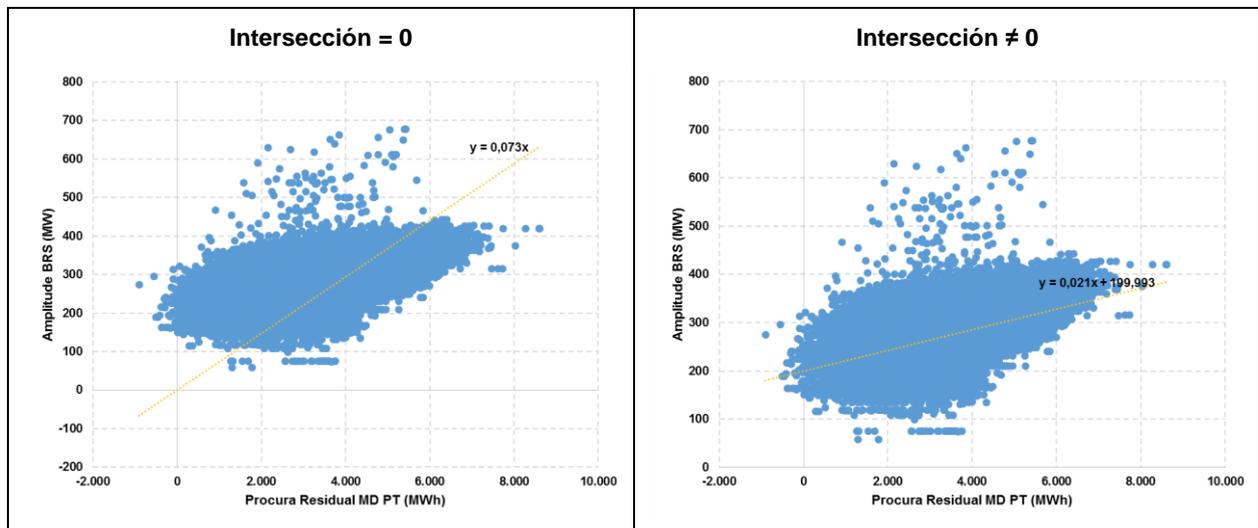
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	33.618.223	33.618.223	14.681	0
Residual	52582	120.408.867	2.290		
Total	52583	154.027.090			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	199,993	0,640	312,321	0,000	198,738	201,248	198,738	201,248
Procura Residual MD	0,021	0,000	121,165	0,000	0,021	0,022	0,021	0,022

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos que apuntan a la relevancia de todas las variables.

La Figura 39 muestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones correspondientes a los modelos 1\* y 2\*.

**Figura 39. Regresiones de la amplitud BRS en función de la demanda residual del mercado diario**



Del análisis de las regresiones realizadas, la variable Demanda del mercado diario es aquella que, estadísticamente, justifica mejor las necesidades de asignación de banda de regulación secundaria por el operador del sistema eléctrico portugués. La evolución de la banda de regulación secundaria está mejor correlacionada con la demanda del mercado diario (coeficiente de correlación de 0,66).

Aunque se ha identificado la presencia de autocorrelación y heteroscedasticidad de los errores en cada uno de los modelos estimados, a través de la aplicación del test de Breusch-Godfrey y del test de White, los errores asociados al modelo se corrigieron aplicando el modelo de estimación HAC (Newey-West), que no alteró la relevancia estadística de los coeficientes estimados, utilizando un intervalo de confianza de un 95%.

### RESERVA DE REGULACIÓN

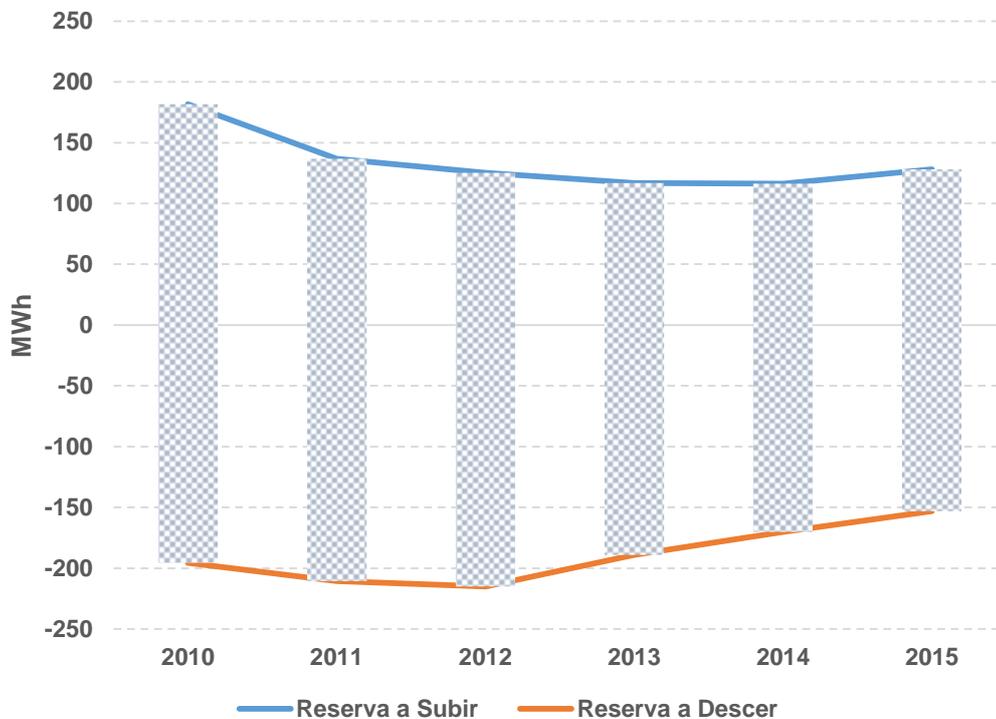
La reserva de regulación va dirigida, especialmente, a la restitución de la regulación secundaria utilizada, la respuesta a una pérdida máxima de producción predefinida y la cobertura del consumo, siempre que existan diferencias significativas entre los valores previstos y los resultantes de los mercados de producción.

La reserva de regulación se contrata y se retribuye mediante mecanismos de mercado, y se valora al precio marginal de las ofertas asignadas, en cada sentido de regulación. Igual que la energía de regulación secundaria, la reserva de regulación horaria la pagan los agentes de mercado que incurren en desvíos en esa franja horaria.

### CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE RESERVA DE REGULACIÓN EN PORTUGAL (PERÍODO 2010-2015)

En términos medios, durante el período 2010-2015, se constata una tendencia descendente de la energía de reserva de regulación<sup>13</sup> utilizada por el operador del sistema eléctrico portugués. En 2010 el valor de la energía de reserva de regulación media horaria era de 377 MWh (182 MWh de energía de reserva de regulación a subir y 196 MWh de energía de reserva de regulación a bajar, en media horaria). En 2015 el valor de la energía de reserva de regulación horaria era de 281 MWh (128 MWh de energía de reserva de regulación a subir y 153 MWh de energía de reserva de regulación a bajar, en media horaria). La reducción de la energía de reserva de regulación se debió a la reducción media de las energías de reserva de regulación a subir y a bajar, habiéndose observado un decremento de un 25% en las necesidades medias de banda de regulación secundaria entre 2010 y 2015.

Figura 40. Energía de reserva de regulación en Portugal (media horaria)



Fuente: REN

En el capítulo 3.1, referente a la previsión y firmeza de la PRE en el MIBEL, en el subcapítulo 3.2.1, que analiza la situación portuguesa, la reducción de los errores de previsión asociados a la eólica y su impacto en la reducción de los errores de previsión de la cartera agregada de PRE parece justificar, en parte, la reducción media de la utilización de energía de reserva de regulación.

<sup>13</sup> Calculada a través de la suma de la energía de reserva de regulación a subir y la energía de reserva de regulación a bajar.

Teniendo en cuenta la caracterización de la relación del error de previsión de PRE, dado por el  $MAE PRE_{PT}$ , con la utilización de la energía de reserva de regulación por el operador del sistema eléctrico portugués se efectuaron dos regresiones de estas dos variables, utilizando los datos disponibles entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2015, con el modelo 1 (intersección nula) y el modelo 2 (intersección no nula):

**Modelo 1:**  $Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{PT} = a + b \times MAE\ PRE_{PT}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{PT} = a + b \times MAE\ PRE_{PT}, a \neq 0$

donde

$Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{PT}$  corresponde a la energía de reserva de regulación utilizada por el operador del sistema eléctrico portugués, en MWh, calculada a través de la suma de la energía de reserva de regulación a subir y la energía de reserva de regulación a bajar; y

$MAE\ PRE_{PT}$  corresponde a la magnitud media de los errores de previsión de la PRE, tomando como referencial la producción despachada en el mercado diario (incluida la contratación bilateral), en MWh.

Los resultados del modelo 1 apuntan a una relación entre el error medio absoluto de la PRE y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de PRE adicional contribuya a un aumento de la asignación de energía de reserva de regulación en 0,923 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor de la estadística  $R^2$ .

**Figura 41. Estadística de la regresión del modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,758
Quadrado de R	0,574
Quadrado de R ajustado	0,574
Erro-padrão	257,008
Observações	52584

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	4.679.458.558	4.679.458.558	70.844	0
Residual	52583	3.473.274.450	66.053		
Total	52584	8.152.733.008			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE PRE	0,923	0,003	266,165	0,000	0,917	0,930	0,917	0,930

Los resultados del modelo 2 apuntan a una relación entre el error medio absoluto de la PRE y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de PRE adicional contribuye a un aumento de la necesidad de energía de reserva de regulación en 0,403 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística  $R^2$ .

**Figura 42. Estadística de la regresión del modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,388
Quadrado de R	0,150
Quadrado de R ajustado	0,150
Erro-padrão	207,489
Observações	52584

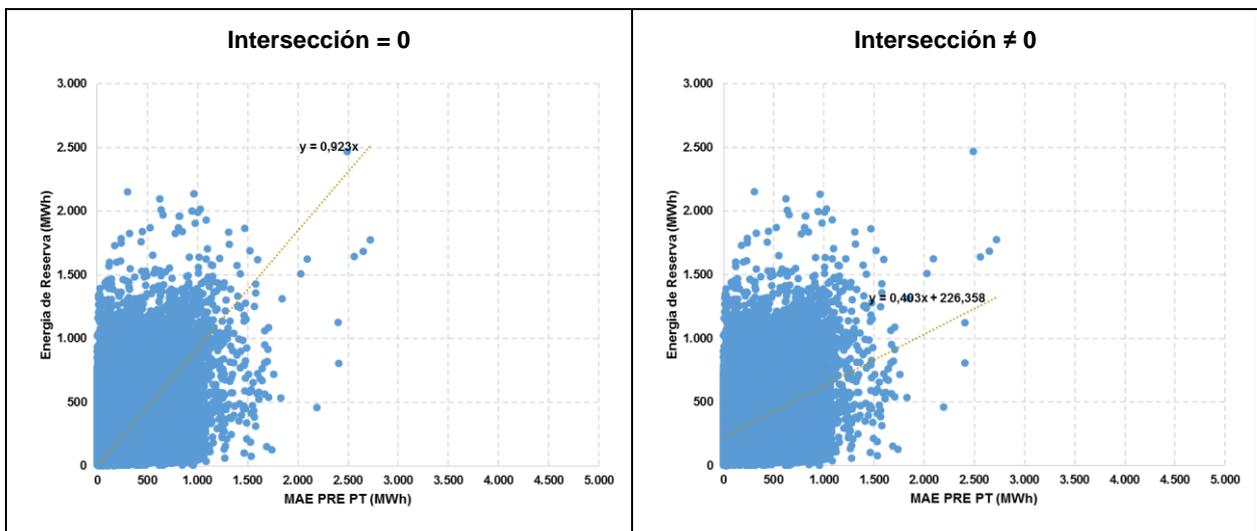
ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	400.640.766	400.640.766	9.306	0
Residual	52582	2.263.740.115	43.052		
Total	52583	2.664.380.881			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	226,358	1,350	167,616	0,000	223,711	229,005	223,711	229,005
MAE PRE	0,403	0,004	96,468	0,000	0,395	0,411	0,395	0,411

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos, lo cual apunta a la relevancia de todas las variables.

La Figura 43 demuestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones referentes a los modelos 1 y 2.

**Figura 43. Regresiones de la energía de reserva de regulación en función del MAE de la PRE**



Se repitió el ejercicio anterior, para el mismo período de análisis, sustituyendo la variable de  $MAE\ PRE_{PT}$  por el error medio absoluto de la demanda residual, que resulta de aplicar la siguiente fórmula:  
 $MAE\ demanda\ residual_{PT} = |demanda\ residual\ real_{PT} - demanda\ residual\ MD_{PT}|$ .

Los nuevos modelos de regresión estimados fueron:

**Modelo 1\*:**  $Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{PT} = a + b \times MAE\ demanda\ residual_{PT}, a = 0$

**Modelo 2\*:**  $Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{PT} = a + b \times MAE\ demanda\ residual_{PT}, a \neq 0$

*INTEGRAÇÃO DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE Y DE COGENERACIÓN EN EL MIBEL  
Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

Los resultados del modelo 1\* apuntan a una relación entre el error medio absoluto de la demanda residual y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de la demanda residual adicional contribuye a un aumento de la necesidad de energía de reserva de regulación en 0,6 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 44. Estadística de la regresión del modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,766
Quadrado de R	0,587
Quadrado de R ajustado	0,587
Erro-padrão	252,975
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	4.787.612.801	4.787.612.801	74.811	0
Residual	52583	3.365.120.207	63.996		
Total	52584	8.152.733.008			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE Procura Residual	0,600	0,002	273,515	0,000	0,596	0,605	0,596	0,605

Los resultados del modelo 2\* apuntan a una relación entre el error medio absoluto de la demanda residual y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de la demanda residual adicional contribuye a un aumento de la necesidad de energía de reserva de regulación en 0,284 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 45. Estadística de la regresión del modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,439
Quadrado de R	0,193
Quadrado de R ajustado	0,193
Erro-padrão	202,257
Observações	52584

ANOVA

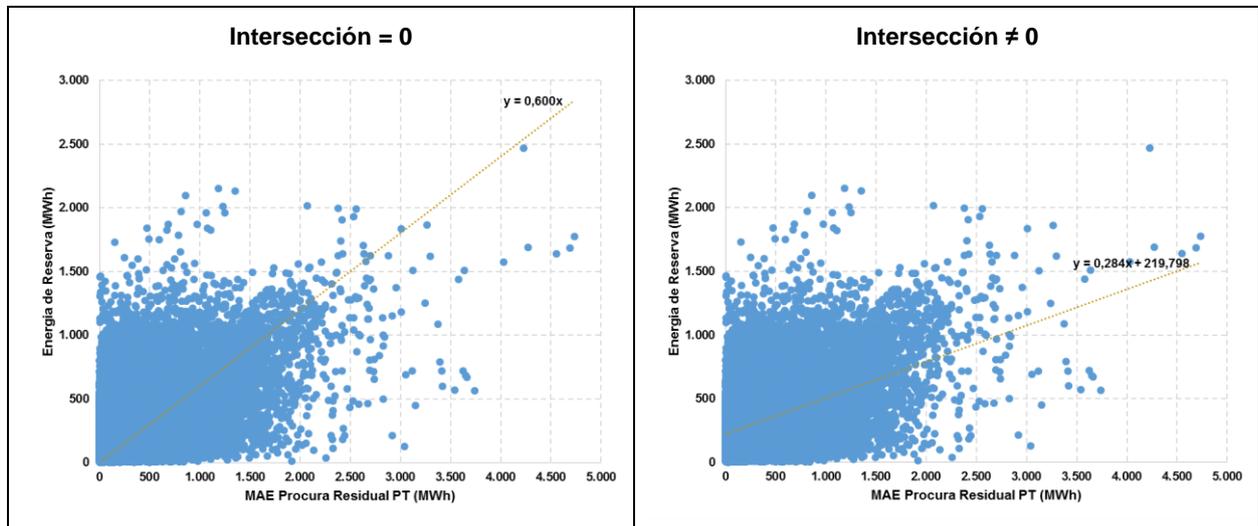
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	513.351.796	513.351.796	12.549	0
Residual	52582	2.151.029.086	40.908		
Total	52583	2.664.380.881			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	219,798	1,276	172,275	0,000	217,297	222,298	217,297	222,298
MAE Procura Residual	0,284	0,003	112,022	0,000	0,279	0,289	0,279	0,289

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos, lo cual apunta a la relevancia de todas las variables.

La Figura 46 demuestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones referentes a los modelos 1\* y 2\*.

**Figura 46. Regresiones de la energía de reserva de regulación en función del MAE de la demanda residual**



Del análisis de las regresiones realizadas, a pesar de los valores poco significativos de la estadística  $R^2$ , la variable de error medio absoluto de la demanda residual es aquella que, estadísticamente, justifica mejor la movilización de energía de reserva de regulación por el operador del sistema eléctrico portugués. La evolución de la energía de reserva de regulación está mejor correlacionada con el error medio absoluto de la demanda residual (coeficiente de correlación de 0,44).

Aunque se ha identificado la presencia de autocorrelación y heteroscedasticidad de los errores en cada uno de los modelos estimados, a través de la aplicación del test de Breusch-Godfrey y del test de White, los errores asociados al modelo se corrigieron aplicando el modelo de estimación HAC (Newey-West), que no alteró la relevancia estadística de los coeficientes estimados, utilizando un intervalo de confianza de un 95%.

### 3.4.2 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ESPAÑOLA

La normativa española vigente define el mercado de producción de energía eléctrica como aquel que integra un conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. El mercado de producción de energía eléctrica está constituido por los siguientes mercados: mercado diario, mercado intradiario, mercado a plazo, mercados de servicios de sistema y mercados no organizados.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen por los siguientes procesos:

- La resolución de restricciones técnicas identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y de los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que se producen durante la operación en tiempo real.
- Los servicios complementarios, que incluyen los siguientes procesos:
  - a) Reserva de potencia adicional a subir
  - b) Regulación frecuencia-potencia (regulación primaria, secundaria y terciaria)
  - c) Control de tensión
  - d) Reposición del servicio
- El proceso de gestión de los desvíos entre la generación y el consumo, como medio para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda.

Los mercados de servicios de ajuste gestionados por el operador del sistema tienen por objeto adaptar los programas de las unidades de producción, resultantes de la participación de los agentes de mercado en las diferentes plataformas de contratación de energía, con el fin de garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas en el suministro de energía eléctrica.

Los servicios de ajuste del sistema permiten disponer también de reservas de potencia activa y reactiva necesarias para asegurar la seguridad y la fiabilidad requeridas para la adecuada operación del sistema eléctrico.

El ámbito temporal de aplicación de los mercados de servicios de ajuste del sistema es:

- i. Horizonte diario (resolución de restricciones técnicas del programa diario de producción, reserva de potencia adicional a subir y asignación de la banda de regulación secundaria).
- ii. Horizonte intradiario y tiempo real (utilización, en tiempo real, de las energías de regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos, resolución de restricciones tras el mercado intradiario y en tiempo real, y variación de consignas de tensión en tiempo real).

#### **RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS**

Se distinguen varios procesos, en función del horizonte temporal en el que sean identificadas y resueltas las restricciones técnicas:

##### *Resolución de restricciones técnicas del Programa diario base de funcionamiento (PDBF)*

Sobre la base del programa diario base de funcionamiento (PDBF), que integra los contratos bilaterales con entrega física cuya ejecución ha sido nominada diariamente por los sujetos del mercado y los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario, el Operador del Sistema inicia el proceso de análisis y solución de restricciones técnicas, analizando los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica se pueda realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad.

Para este proceso, además de disponer de las previsiones de demanda y de producción eólica y solar, y de la información de las indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas de las unidades de producción y de los elementos de la red de transporte, el operador del sistema solicita a los sujetos del

mercado, para el adecuado análisis e identificación de las posibles restricciones técnicas, la desagregación en unidades físicas de los programas de energía de cada unidad de programación.

Las principales características de este proceso de resolución de restricciones técnicas son:

- Los proveedores son las unidades de programación asociadas a instalaciones de producción y de consumo de bombeo.
- Se basa en un sistema de ofertas específicas de energía a subir y a bajar para la resolución de restricciones técnicas. De esta forma, el operador del sistema, en condiciones de igualdad de criterios técnicos, puede aplicar criterios económicos para seleccionar, de entre las ofertas de resolución de restricciones técnicas presentadas, las que garanticen el menor coste para el sistema.
- El proceso se divide en dos fases, siendo el objeto de la primera la resolución de las restricciones técnicas identificadas, y la segunda, el restablecimiento del equilibrio generación-demanda sin generar nuevas restricciones técnicas.

#### *Resolución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario*

Tras cada una de las sesiones del mercado intradiario se realiza un análisis de seguridad que evalúa el efecto de los cambios en la programación de las unidades que participan en este mercado y las posibles variaciones en las previsiones de demanda, de producción eólica y solar, así como cualquier indisponibilidad en la red de transporte o en la generación.

Si se identifica alguna restricción técnica que impida la ejecución del programa resultante en cada sesión del mercado intradiario en las condiciones de seguridad y funcionamiento requeridas, el operador del sistema debe solucionar dicha restricción, seleccionando la retirada de la oferta o el conjunto de ofertas que causen las restricciones técnicas identificadas, restableciendo, a posteriori, el equilibrio entre la generación y la demanda, tomando para ello como base la orden de prioridad económica de las ofertas casadas en cada sesión del mercado intradiario, divulgado por el operador de mercado (OMIE). Como se trata de anulaciones de programa, las unidades afectadas no reciben retribución y no se generan costes para el sistema. Este tipo de restricciones se producen solo una o dos veces al año.

En el futuro se prevé la desaparición del mecanismo, ya que este no es compatible con la implementación del mercado intradiario continuo.

#### *Resolución de restricciones técnicas en tiempo real*

El operador del sistema analiza permanentemente el estado de seguridad real y previsto para el sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detecta las restricciones técnicas que se puedan producir en cada período de programación.

Para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real se realizan los redespachos de energía a subir o a bajar en las unidades de programación de generación y de consumo de bombeo, que resulten necesarios para garantizar la seguridad del sistema. Estos redespachos son remunerados al precio de la oferta de terciaria presentada por la unidad de programación o, a falta de esta, por el precio

de la oferta específica de restricciones; en este caso a posteriori no se establece un procedimiento sistemático de reequilibrio entre la generación y la demanda. Los posibles desequilibrios en el sistema se resuelven como desvíos, mediante el uso de los servicios de ajuste del sistema (regulación y balance).

#### **REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA**

El servicio de regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo gestionado mediante mecanismos competitivos de mercado y que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo el desvío instantáneo en las interconexiones respecto al programa neto de intercambio, y el desvío de la frecuencia del sistema respecto al valor de consigna establecido (normalmente 50 Hz). Su horizonte temporal se extiende desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

Este servicio es prestado por las zonas de regulación (también denominadas zonas de control) en respuesta a los requerimientos del regulador maestro del operador del sistema. A este regulador maestro se le conoce con las siglas RCP (*Regulación Compartida Peninsular*).

Este servicio es retribuido por dos conceptos:

- Disponibilidad (banda de potencia)
- Utilización (energía)

Diariamente, el operador del sistema publica los requerimientos de reserva de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para cada período horario correspondiente a la programación del día siguiente. Al igual que en el sistema portugués, el operador del sistema español determina las necesidades de banda sobre la base de las recomendaciones de la UCTE<sup>14</sup>, que establece el mínimo de reserva indexado a la demanda prevista en el área de control, en este caso, el sistema peninsular español.

Las unidades de programación habilitadas para participar en este servicio envían sus ofertas de banda de regulación secundaria y el servicio es asignado (con respeto de la hora límite establecida en los procedimientos de operación) hasta cubrir las necesidades del sistema, aplicando criterios de mínimo coste y respetando las limitaciones de programa establecidas por seguridad en el proceso de solución de restricciones del PDBF, estableciéndose un precio marginal de banda de regulación secundaria en cada hora.

En tiempo real, las zonas de regulación son comandadas por el RCP, sistema que se constituye como el regulador maestro de esta jerarquía de control, y que es gestionado por el operador del sistema. El requerimiento de respuesta dinámica de cada zona de regulación es el correspondiente a una constante de tiempo de 100 segundos.

La utilización de energía de regulación secundaria se realiza de forma automática por parte de la RCP, distribuyéndose los requerimientos de regulación secundaria entre las diferentes zonas de regulación, de

---

<sup>14</sup> Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

acuerdo con la asignación de banda de regulación secundaria resultante de la asignación de ofertas en el mercado para el día D.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía de regulación secundaria.

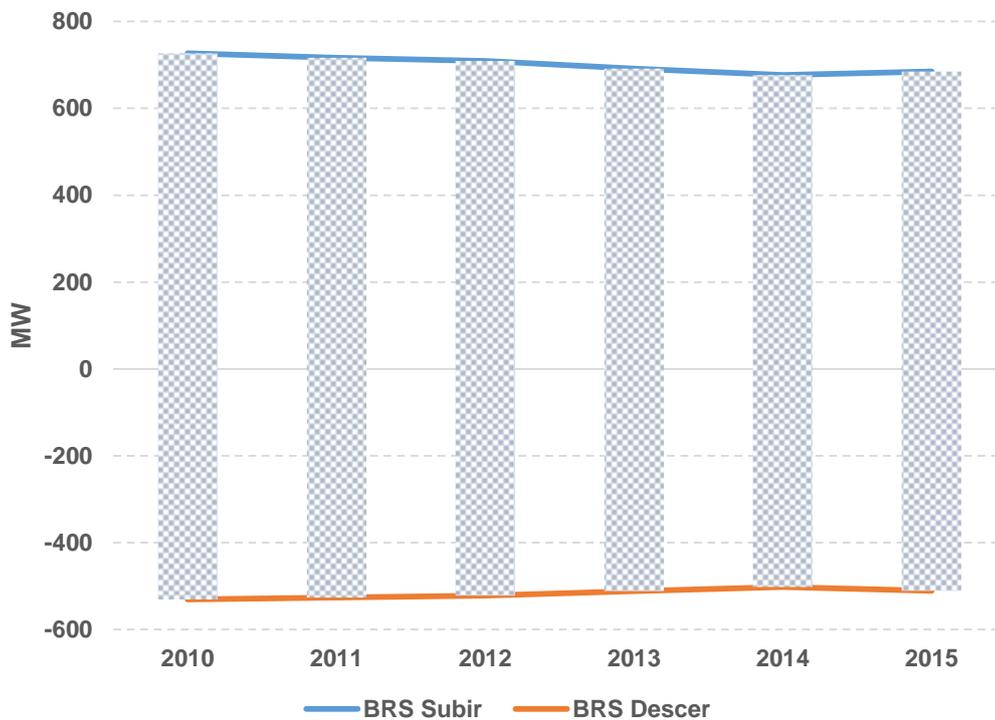
#### **CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE BANDA DE REGULACIÓN SECUNDARIA EN ESPAÑA (PERÍODO 2010-2015)**

En términos medios, durante el período 2010-2015, se constata una ligera tendencia decreciente en la amplitud media de la banda de regulación secundaria<sup>15</sup> asignada por el operador del sistema eléctrico español. En 2010 el valor de la amplitud media horaria era de 1.258 MW (727 MW de banda de regulación secundaria a subir y 531 MW de banda de regulación secundaria a bajar, en media horaria). En 2015 el valor de la amplitud media horaria era de 1.196 MW (685 MW de banda de regulación secundaria a subir y 511 MW de banda de regulación secundaria a bajar, en media horaria). La reducción de la amplitud de la banda de regulación secundaria se debió a la reducción media de las necesidades de banda de regulación secundaria a subir y a bajar, habiéndose observado un decremento de un 5% en las necesidades medias de banda de regulación secundaria entre 2010 y 2015. Esta disminución de las necesidades de banda de regulación secundaria es coherente con la evolución de la demanda, que también presenta una reducción del orden del 5% en el período analizado.

---

<sup>15</sup> Calculada a través de la suma de la banda de regulación secundaria a subir y la banda de regulación secundaria a bajar.

Figura 47. Banda de regulación secundaria asignada en España (media horaria)



Fuente: REE

En el capítulo 3.2, referente a la previsión y firmeza de la PRE en el MIBEL, en el subcapítulo 3.2.2 que analiza la situación española, se constató la reducción de los errores de previsión asociados a la eólica y su impacto en la reducción de los errores de previsión de la cartera agregada de PRE, lo que parece guardar relación con la reducción media de las necesidades de contratación de banda de regulación secundaria.

Teniendo en cuenta la caracterización de la relación entre la previsión de demanda, dada por el referencial de programación de la demanda en el mercado diario, y la asignación de banda de la regulación secundaria por el operador del sistema eléctrico español, se efectuaron dos regresiones de ambas variables, utilizando los datos disponibles entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2015, con el modelo 1 (intersección nula) y modelo 2 (intersección no nula):

**Modelo 1:**  $Amplitud\ BRS_{ES} = a + b \times Demanda\ MD_{ES}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Amplitud\ BRS_{ES} = a + b \times Demanda\ MD_{ES}, a \neq 0$

donde

$Amplitud\ BRS_{ES}$  corresponde a la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada por el operador del sistema eléctrico español, en MW, calculada como la suma de la banda de regulación secundaria a subir y la banda de regulación secundaria a bajar; y

*Demanda MD<sub>ES</sub>* corresponde a la demanda casada en el mercado diario en la zona de precio española, en MWh.

Los resultados del modelo 1 apuntan a la existencia de una relación entre el nivel de demanda despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,043 MW.

Este modelo tiene un elevado valor explicativo, dado el valor significativo de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 48. Estadística de la regresión del modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,987
Quadrado de R	0,974
Quadrado de R ajustado	0,974
Erro-padrão	198,711
Observações	52584

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	77.685.876.824	77.685.876.824	1.967.431	0
Residual	52583	2.076.289.623	39.486		
Total	52584	79.762.166.447			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura MD	0,043	0,000	1402,651	0,000	0,043	0,043	0,043	0,043

Los resultados del modelo 2 apuntan a la existencia de una relación entre el nivel de demanda despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,018 MW.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 49. Estadística de la regresión del modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,460
Quadrado de R	0,212
Quadrado de R ajustado	0,212
Erro-padrão	159,679
Observações	52584

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	360.651.185	360.651.185	14.145	0
Residual	52582	1.340.707.802	25.497		
Total	52583	1.701.358.987			

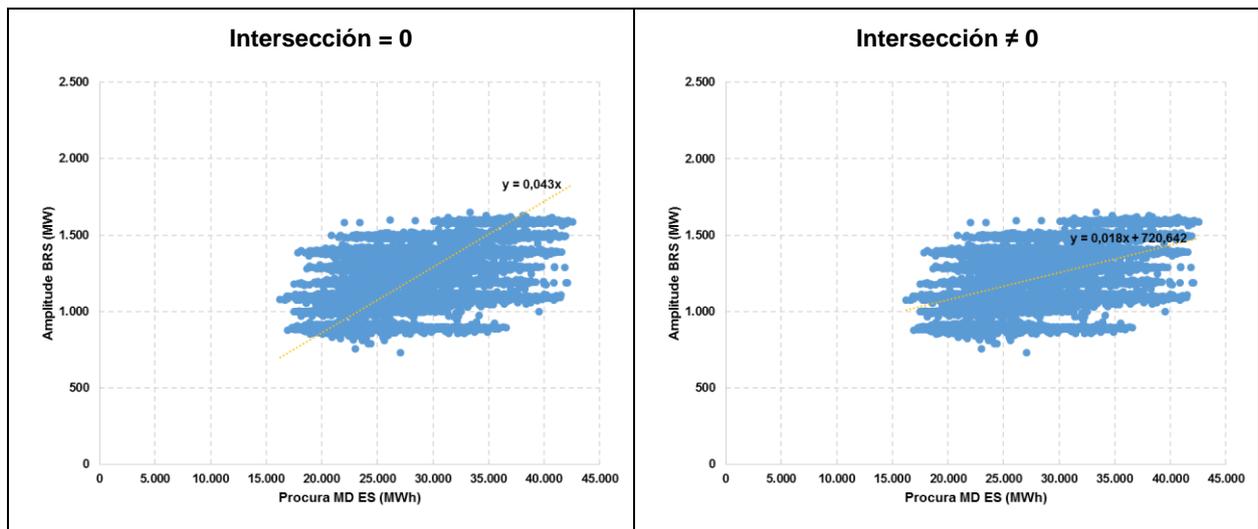
  

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	720,642	4,243	169,851	0,000	712,326	728,958	712,326	728,958
Procura MD	0,018	0,000	118,931	0,000	0,018	0,018	0,018	0,018

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos, lo que apunta a la relevancia de todas las variables.

La Figura 50 muestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones referentes a los modelos 1 y 2.

**Figura 50. Regresiones de la amplitud BRS en función de la demanda del mercado diario**



Se repitió el ejercicio anterior, para el mismo período de análisis, sustituyendo la variable de demanda en el mercado diario por la demanda residual en el mercado diario, que resulta de aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Demanda residual } MD_{ES} = \text{Demanda } MD_{ES} - \text{Oferta } PRE \text{ } MD_{ES}.$$

Los nuevos modelos de regresión estimados fueron:

**Modelo 1\*:**  $\text{Amplitud } BRS_{ES} = a + b \times \text{Demanda residual } MD_{ES}, a = 0$

**Modelo 2\*:**  $\text{Amplitud } BRS_{ES} = a + b \times \text{Demanda residual } MD_{ES}, a \neq 0$

Los resultados del modelo 1\* apuntan a la existencia de una relación entre el nivel de demanda residual despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,073 MW.

Este modelo tiene también un elevado valor explicativo, dado el valor significativo de la estadística  $R^2$ .

**Figura 51. Estadística de la regresión del modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,970
Quadrado de R	0,940
Quadrado de R ajustado	0,940
Erro-padrão	300,991
Observações	52584

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	74.998.373.489	74.998.373.489	827.836	0
Residual	52583	4.763.792.958	90.596		
Total	52584	79.762.166.447			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura Residual MD	0,073	0,000	909,855	0,000	0,072	0,073	0,072	0,073

Los resultados del modelo 2\* apuntan a una relación entre el nivel de demanda residual despachada en el mercado diario y la amplitud de la banda de regulación secundaria asignada. Se estima que cada unidad de energía adicional de demanda en el mercado contribuye a un aumento de la amplitud de la banda de regulación secundaria en 0,017 MW.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 52. Estadística de la regresión del modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,426
Quadrado de R	0,181
Quadrado de R ajustado	0,181
Erro-padrão	162,761
Observações	52584

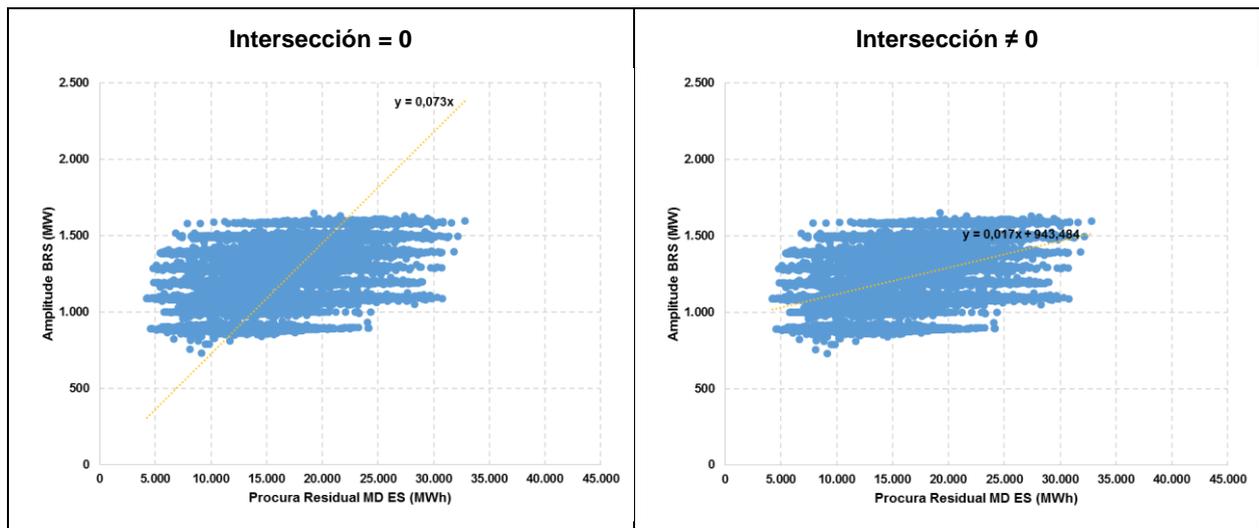
ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	308.409.182	308.409.182	11.642	0
Residual	52582	1.392.949.805	26.491		
Total	52583	1.701.358.987			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	943,484	2,645	356,714	0,000	938,300	948,668	938,300	948,668
Procura Residual MD	0,017	0,000	107,898	0,000	0,017	0,018	0,017	0,018

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos, apuntando así a la relevancia de todas las variables.

La Figura 53 muestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones referentes a los modelos 1\* y 2\*.

Figura 53. Regresiones de la amplitud BRS en función de la demanda residual del mercado diario



Del análisis de las regresiones realizadas, se obtiene que la variable de la demanda del mercado diario es aquella que, estadísticamente, justifica mejor las necesidades de asignación de banda de regulación secundaria por parte del operador del sistema eléctrico español. La evolución de la banda de regulación secundaria está mejor correlacionada con la demanda del mercado diario (coeficiente de correlación de 0,46).

Aunque se ha identificado la presencia de autocorrelación y heteroscedasticidad de los errores en cada uno de los modelos estimados, a través de la aplicación del test de Breusch-Godfrey y del test de White, los errores asociados al modelo se corrigieron aplicando el modelo de estimación HAC (Newey-West), que no alteró la relevancia estadística de los coeficientes estimados, utilizando un intervalo de confianza de un 95%.

### RESERVA DE REGULACIÓN

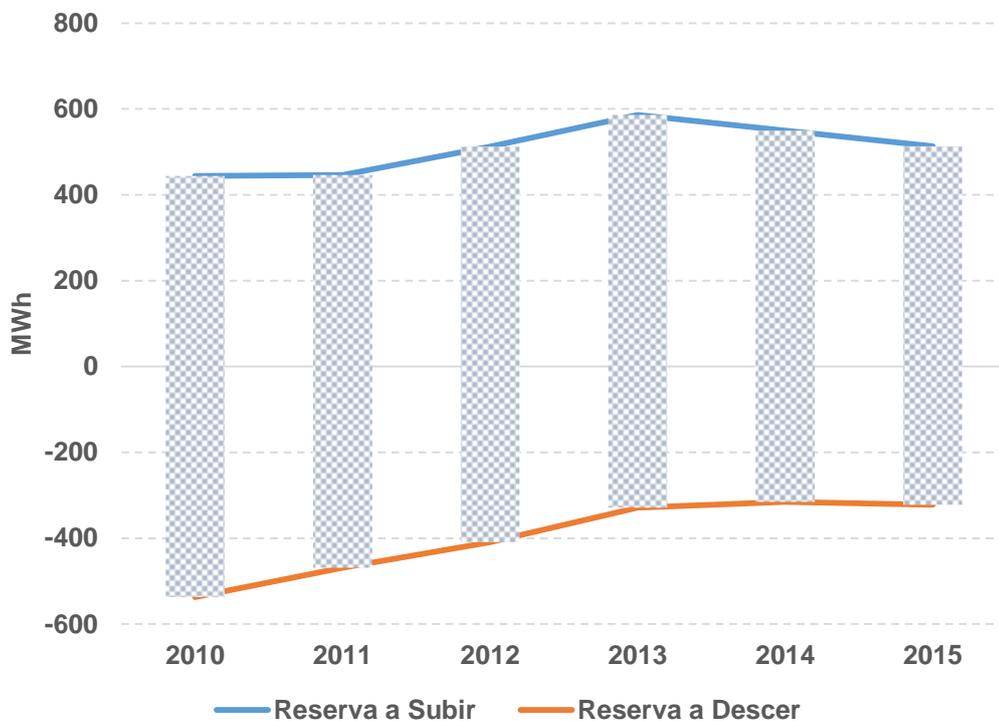
La reserva de regulación va dirigida, especialmente, a la restitución de la regulación secundaria utilizada, la respuesta a una pérdida máxima de producción predefinida y la cobertura del consumo, siempre que existan diferencias significativas entre los valores previstos y los resultantes de los mercados de producción.

La reserva de regulación se contrata y se retribuye mediante mecanismos de mercado, y se valora al precio marginal de las ofertas asignadas, en cada sentido de regulación. En cada hora, la reserva de regulación la pagan los agentes de mercado que incurren en desvíos en esa franja horaria.

### CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE RESERVA DE REGULACIÓN EN ESPAÑA (PERÍODO 2010-2015)

En términos medios, durante el período 2010-2015, se constata una tendencia decreciente de la energía de reserva de regulación<sup>16</sup> utilizada por el operador del sistema eléctrico español. En 2010 el valor de la energía de reserva de regulación en media horaria era de 981 MWh (444 MWh de energía de reserva de regulación a subir y 537 MWh de energía de reserva de regulación a bajar, en media horaria). En 2015 el valor de la energía de reserva de regulación horaria era de 835 MWh (513 MWh de energía de reserva de regulación a subir y 322 MWh de energía de reserva de regulación a bajar, en media horaria). La reducción de la energía de reserva de regulación se debió sobre todo a la reducción media de la energía de reserva de regulación a bajar (reducción de un 40% observado entre 2010 y 2015), habiéndose observado una disminución de un 15% en las necesidades medias de banda de regulación secundaria entre 2010 y 2015.

Figura 54. Energía de reserva en España (media horaria)



Fuente: REE

En el capítulo 3.2, referente a la previsión y firmeza de la PRE en el MIBEL, en el subcapítulo 3.2.2, que analiza la situación española, se constató la reducción de los errores de previsión asociados a la eólica y su impacto en la reducción de los errores de previsión de la cartera agregada de PRE, lo que parece guardar relación con la reducción media de la utilización de energía de reserva de regulación.

<sup>16</sup> Calculada a través de la suma de la energía de reserva de regulación a subir y la energía de reserva de regulación a bajar.

Teniendo en cuenta la caracterización de la relación entre el error de previsión de PRE, dado por el  $MAE PRE_{ES}$ , y el volumen utilizado de energía de reserva de regulación por el operador del sistema eléctrico español, se efectuaron dos regresiones de ambas variables, utilizando los datos disponibles entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2015, con el modelo 1 (intersección nula) y modelo 2 (intersección no nula):

**Modelo 1:**  $Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{ES} = a + b \times MAE\ PRE_{ES}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{ES} = a + b \times MAE\ PRE_{ES}, a \neq 0$

donde

$Energía\ de\ reserva\ de\ regulación_{ES}$  corresponde a la energía de reserva de regulación utilizada por el operador del sistema eléctrico español, en MWh, calculada a través de la suma de la energía de reserva de regulación a subir y la energía de reserva de regulación a bajar; y

$MAE\ PRE_{ES}$  corresponde a la magnitud media de los errores de previsión de la PRE, tomando como referencial la producción despachada en el mercado diario (incluye contratación bilateral), en MWh.

Los resultados del modelo 1 apuntan a la existencia de una relación entre el error medio absoluto de la PRE y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de PRE adicional contribuye a un aumento de la movilización de energía de reserva de regulación en 0,616 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor de la estadística  $R^2$ .

**Figura 55. Estadística de la regresión del modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,702
Quadrado de R	0,493
Quadrado de R ajustado	0,493
Erro-padrão	757,283
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	29.326.108.056	29.326.108.056	51.137	0
Residual	52583	30.155.156.366	573.477		
Total	52584	59.481.264.422			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE PRE	0,616	0,003	226,136	0,000	0,611	0,622	0,611	0,622

Los resultados del modelo 2 apuntan a la existencia de una relación entre el error medio absoluto de la PRE y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de PRE adicional contribuye a un aumento de la movilización de energía de reserva de regulación en 0,085 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística  $R^2$ .

**Figura 56. Estadística de la regresión del modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,115
Quadrado de R	0,013
Quadrado de R ajustado	0,013
Erro-padrão	554,437
Observações	52584

ANOVA

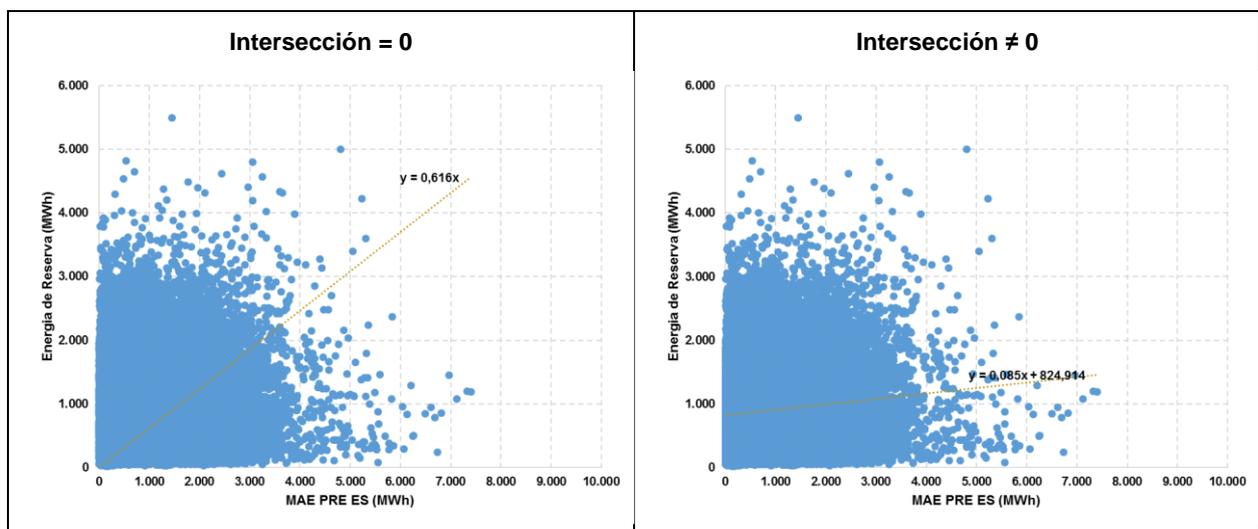
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	218.346.073	218.346.073	710	1,8679E-155
Residual	52582	16.163.700.096	307.400		
Total	52583	16.382.046.169			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	824,914	3,867	213,344	0,000	817,335	832,493	817,335	832,493
MAE PRE	0,085	0,003	26,651	0,000	0,079	0,091	0,079	0,091

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos, los cuales apuntan a la relevancia de todas las variables.

La Figura 57 muestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones referentes a los modelos 1 y 2.

**Figura 57. Regresiones de la energía de reserva de regulación en función del MAE de la PRE**



Se repitió el ejercicio anterior, para el mismo período de análisis, sustituyendo la variable de  $MAE PRE_{ES}$  por el error medio absoluto de la demanda residual, que resulta de aplicar la siguiente fórmula:  $MAE Demanda residual_{ES} = |Demanda residual real_{ES} - Demanda residual MD_{ES}|$ .

Los nuevos modelos de regresión estimados fueron:

**Modelo 1\*:**  $Energía de reserva de regulación_{ES} = a + b \times MAE Demanda residual_{ES}, a = 0$

**Modelo 2\*:**  $Energía de reserva de regulación_{ES} = a + b \times MAE Demanda residual_{ES}, a \neq 0$

Los resultados del modelo 1\* apuntan a la existencia de una relación entre el error medio absoluto de la demanda residual y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de la demanda residual adicional contribuye a un aumento de la movilización de energía de reserva de regulación en 0,327 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 58. Estadística de la regresión del modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,763
Quadrado de R	0,582
Quadrado de R ajustado	0,582
Erro-padrão	687,469
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	34.629.815.561	34.629.815.561	73.273	0
Residual	52583	24.851.448.861	472.614		
Total	52584	59.481.264.422			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE Procura Residual	0,327	0,001	270,690	0,000	0,325	0,329	0,325	0,329

Los resultados del modelo 2\* apuntan a la existencia de una relación entre el error medio absoluto de la demanda residual y la energía de reserva de regulación utilizada. Se estima que cada unidad de error de previsión de la demanda residual adicional contribuye a un aumento de la movilización de energía de reserva de regulación en 0,070 MWh.

Este modelo tiene un bajo valor explicativo, dado el valor reducido de la estadística R<sup>2</sup>.

**Figura 59. Estadística de la regresión del modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,170
Quadrado de R	0,029
Quadrado de R ajustado	0,029
Erro-padrão	550,068
Observações	52584

ANOVA

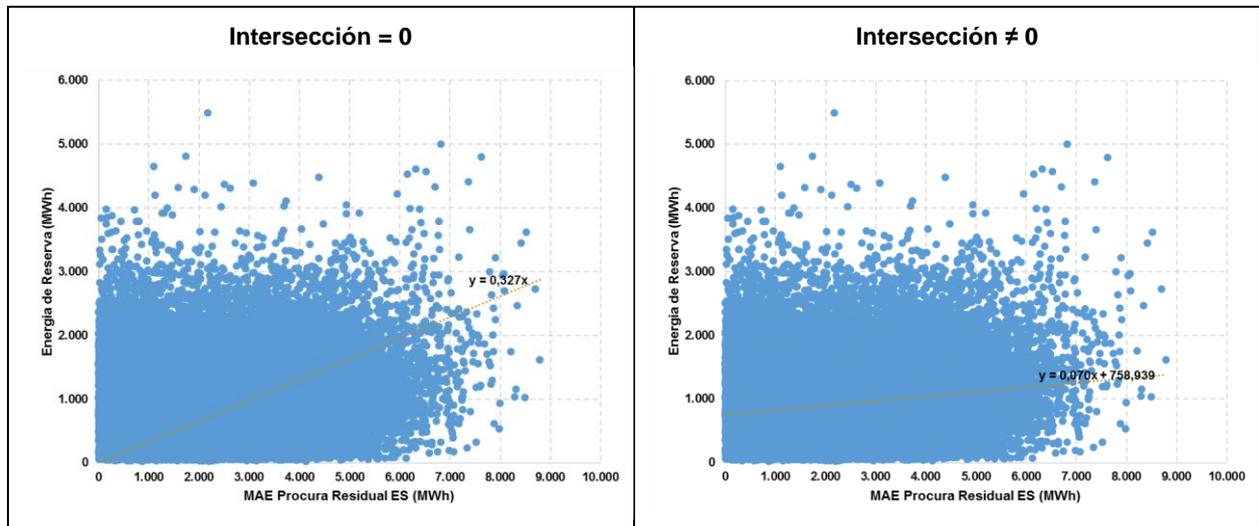
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	472.039.395	472.039.395	1.560	0
Residual	52582	15.910.006.774	302.575		
Total	52583	16.382.046.169			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	758,939	4,415	171,904	0,000	750,286	767,592	750,286	767,592
MAE Procura Residual	0,070	0,002	39,498	0,000	0,067	0,074	0,067	0,074

En ambos modelos, el *p-value* relativo a cada uno de los coeficientes de la regresión presentó siempre valores nulos o prácticamente nulos, los cuales apuntan a la relevancia de todas las variables.

La Figura 60 muestra gráficamente la nube de observaciones y los resultados de las regresiones referentes a los modelos 1\* y 2\*.

**Figura 60. Regresiones de la energía de reserva de regulación en función del MAE de la demanda residual**



Del análisis de las regresiones realizadas, a pesar de los valores poco significativos de la estadística  $R^2$ , resulta que la variable de error medio absoluto de la demanda residual es aquella que, estadísticamente, justifica mejor la movilización de energía de reserva de regulación por el operador del sistema eléctrico español. La evolución de la energía de reserva de regulación está mejor correlacionada con el error medio absoluto de la demanda residual (coeficiente de correlación de 0,17).

Aunque se ha identificado la presencia de autocorrelación y heteroscedasticidad de los errores en cada uno de los modelos estimados, a través de la aplicación del test de Breusch-Godfrey y del test de White, los errores asociados al modelo se corrigieron aplicando el modelo de estimación HAC (Newey-West), que no alteró la relevancia estadística de los coeficientes estimados, utilizando un intervalo de confianza de un 95%.

### 3.5 GESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN INTERNA EN EL MIBEL

#### 3.5.1 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA INFLUENCIA DE LA PRE, DE LA HIDRÁULICA Y DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN LA FORMACIÓN DE LOS SPREADS ENTRE PORTUGAL Y ESPAÑA

Con el objetivo de caracterizar la relación entre los niveles de PRE programados para el mercado diario y la aparición de *spreads*, así como el efecto de la producción hidráulica en Portugal y los valores de importación y exportación registrados, se procedió al tratamiento estadístico a través de un análisis de

*INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE Y DE COGENERACIÓN EN EL MIBEL  
Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

valores medios para distintos intervalos de *spreads*, relativos al período entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2015, que se presentan en la Tabla 7.

**Tabla 7. Análisis de intervalos de *spreads***

Spread	Freq.[%]	Spread €/MWh	PRE (% Procura) (% Procura MIBEL)	Hídrica PT (% Procura PT)	IMP PT MW	EXP PT MW	Saldo EXP-IMP MW	Cap. IMP PT MW	Cap. EXP PT MW
≤ -5	1,8%	-14,61	55%	46%	0	1.193	1.193	1.346	1.193
] -5;-2]	0,7%	-3,39	52%	43%	0	1.264	1.264	1.362	1.264
] -2;-1]	0,3%	-1,44	53%	44%	0	1.310	1.310	1.321	1.310
] -1;0[	0,4%	-0,52	55%	42%	0	1.424	1.424	1.314	1.424
= 0	90,3%	0,00	55%	22%	560	215	-345	1.882	2.011
] 0;1[	0,9%	0,48	54%	13%	1.275	0	-1.275	1.275	1.725
] 1;2[	0,8%	1,46	53%	14%	1.391	0	-1.391	1.391	1.714
] 2;5[	1,8%	3,37	54%	13%	1.336	0	-1.336	1.336	1.741
≥ 5	2,9%	12,76	62%	12%	1.035	0	-1.035	1.035	1.754

Del análisis realizado, no parece que exista una relación directa entre el peso relativo de la PRE en el MIBEL y el *spread* PT-ES. No se puede decir lo mismo en relación con el nivel del peso relativo de la producción hidráulica en Portugal, dado que el análisis parece demostrar que, tal como sería de esperar, niveles elevados de hidráulica tienden a coincidir con *spreads* negativos y bajos pesos de hidráulica en Portugal coinciden con *spreads* positivos.

En términos de capacidades de interconexión y respectiva utilización, la principal conclusión a la que se puede llegar es que los intervalos con los *spreads* más amplios coinciden con valores de capacidad de exportación (cuando el *spread* es negativo) y de importación (cuando el *spread* es positivo) por debajo de los registrados en los demás intervalos. También se observa que las capacidades de importación y exportación presentan los valores más elevados en los momentos en que el *spread* es cero.

Este análisis indica, por tanto, que el peso de la hidráulica en Portugal y los valores de capacidad disponible de importación y exportación parecen tener alguna influencia en la definición del *spread* PT-ES.

No obstante, se ha construido una matriz de correlaciones entre todas las variables del modelo, la cual se presenta en la siguiente tabla, en la que se confirma que el peso de la PRE en el MIBEL tiene una baja relación con la formación de los *spreads*. Por otro lado, los programas de intercambio parecen influenciar más a los *spreads* que las capacidades disponibles para el intercambio.

**Tabla 8. Matriz de correlaciones de variables de influencia en la formación de los *spreads***

	Sp.PT-ES	PESO PRE MIBEL	PESO HID PT	IMPORT (ES->PT)	EXPORT (PT->ES)	SALDO EXP-IMP	CAP IMPORT (ES->PT)	CAP EXPORT (PT->ES)
Sp.PT-ES	1,000							
PESO PRE MIBEL	0,087	1,000						
PESO HID PT	-0,199	-0,138	1,000					
IMPORT (ES->PT)	0,163	-0,017	-0,471	1,000				
EXPORT (PT->ES)	-0,246	0,067	0,511	-0,503	1,000			
SALDO EXP-IMP	-0,229	0,044	0,562	-0,902	0,826	1,000		
CAP IMPORT (ES->PT)	-0,110	-0,208	-0,101	0,239	-0,218	-0,264	1,000	
CAP EXPORT (PT->ES)	0,064	0,142	-0,329	0,102	-0,017	-0,075	0,331	1,000

Basándose en este análisis preliminar, se realizó una regresión para el modelo  $Spread = a + b_1 \times PRE_{MIBEL} + b_2 \times HID_{PT} + b_3 \times IMP + b_4 \times EXP$  con los resultados que se pueden consultar en la siguiente

tabla. Las estadísticas de la regresión apuntan al hecho de que, a pesar que las variables del modelo sean significativas, el modelo presenta un bajo poder explicativo ( $R^2$  de 0,076, lo que indica que deben existir otras variables fuera del ámbito de este análisis que pueden influir en el nivel de *spread* PT-ES).

**Figura 61. Estadística de la regresión del modelo *Spread***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,276
Quadrado de R	0,076
Quadrado de R ajustado	0,076
Erro-padrão	3,471
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	4	52194,44474	13048,61119	1082,968136	0
Residual	52579	633520,8812	12,04893363		
Total	52583	685715,3259			

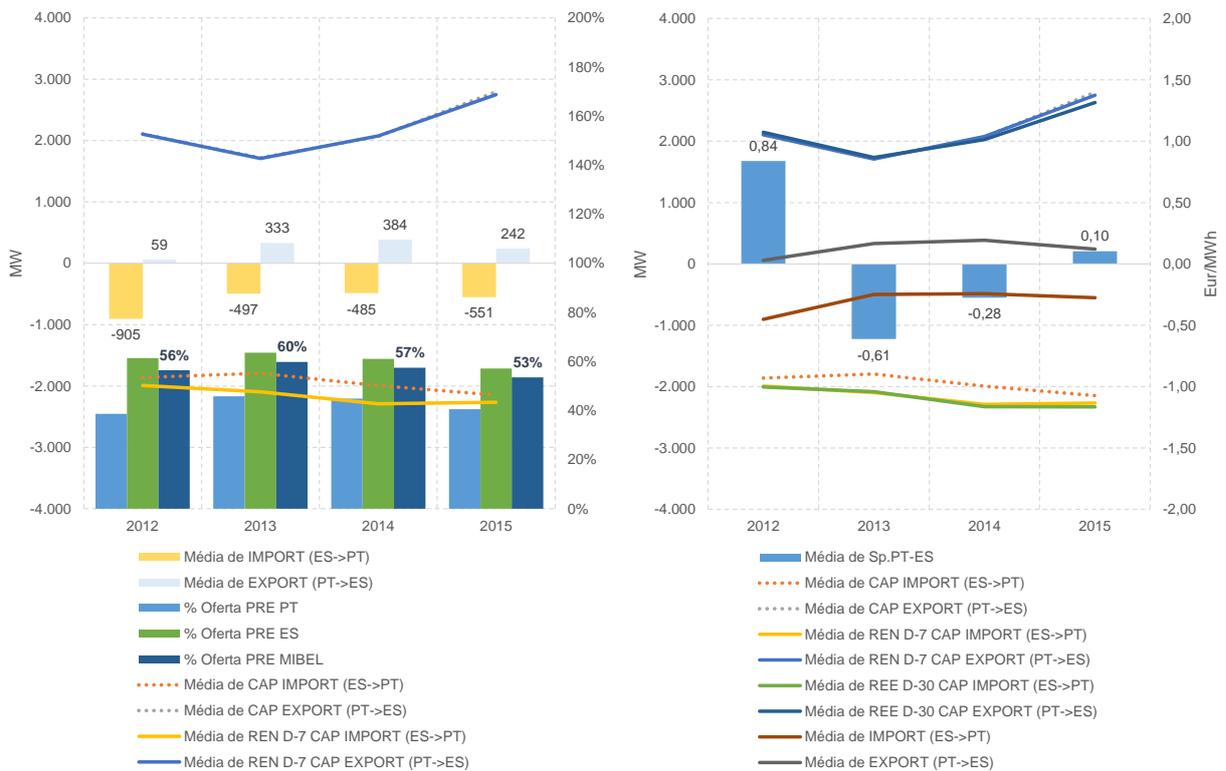
	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	-0,658	0,079	-8,292	0,000	-0,814	-0,503	-0,814	-0,503
PESO PRE MIBEL	2,546	0,120	21,290	0,000	2,311	2,780	2,311	2,780
PESO HID PT	-1,485	0,112	-13,218	0,000	-1,705	-1,265	-1,705	-1,265
IMPORT (ES->PT)	0,000	0,000	6,191	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
EXPORT (PT->ES)	-0,002	0,000	-38,285	0,000	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002

Aunque se ha identificado la presencia de autocorrelación y heteroscedaticidad de los errores en el modelo estimado, por aplicación del test de Breusch-Godfrey y del test de White, los errores asociados al modelo se corrigieron a través del modelo de estimación HAC (Newey-West), que no alteró la relevancia estadística de los coeficientes estimados, utilizando un intervalo de confianza de un 95%.

### 3.5.2 ANÁLISIS DE LAS OPCIONES DE GESTIÓN DE LA INTERCONEXIÓN EN LA FORMACIÓN DE LOS SPREADS

Para la realización de este estudio, se tomaron las previsiones de capacidad en la interconexión entre Portugal y España publicadas por los operadores de los sistemas español y portugués 30 y 7 días antes de la divulgación del programa de capacidad disponible para fines comerciales para el día  $d$ , publicado el día anterior ( $d-1$ ). El operador del sistema español suministró la información referente a la previsión de capacidad realizada en  $d-30$ , mientras el operador del sistema portugués suministró información referente a la previsión de capacidad realizada en  $d-7$ .

**Figura 62. Evolución de fundamentales del mercado diario e impactos en la interconexión PT-ES**



Fuente: OMIE, REE, REN

Observando la Figura 62, se constata que las previsiones de capacidad de intercambio disponible para fines comerciales son prácticamente iguales en ambos ámbitos temporales de previsión, habiendo sido adoptada para el análisis la previsión realizada por el operador del sistema portugués en d-7.

No obstante, se verifica la existencia de reducciones de la capacidad en el sentido importador, siendo más evidentes en los años 2013 y 2014, hidrológicamente más favorables y con un peso relativo de PRE significativo.

En 2013 y 2014, aunque el saldo anual de utilización de la capacidad de interconexión para fines comerciales fue importador, los diferenciales de precio medio indican que había exportación de energía eléctrica de Portugal a España, motivada por la abundancia de generación procedente de recursos hidráulicos.

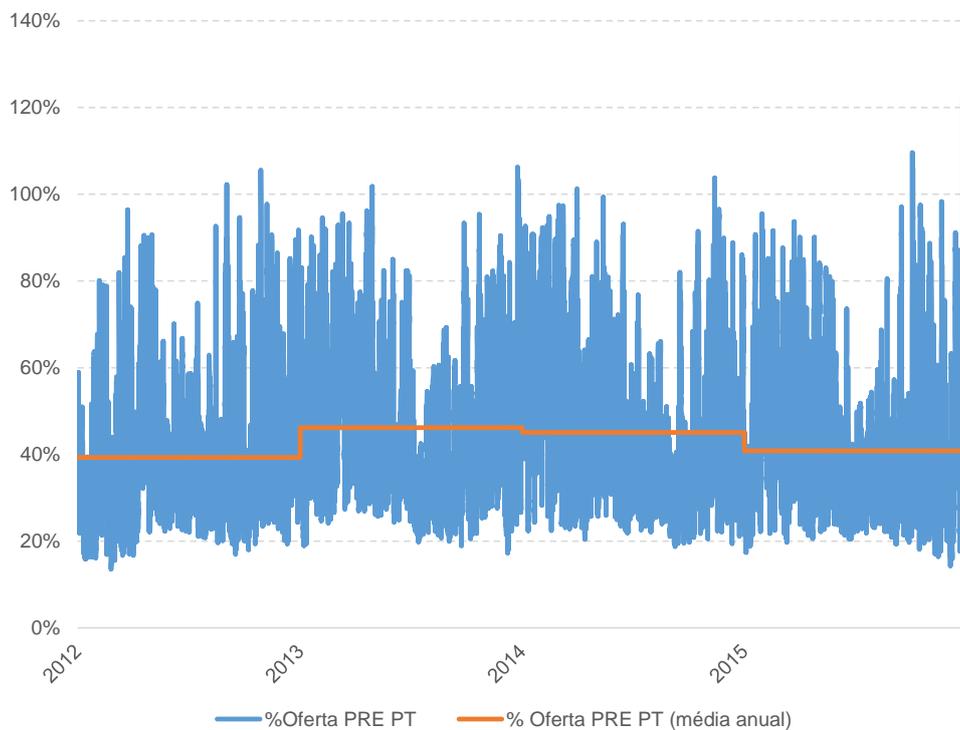
### 3.5.2.1 ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS DE LAS ALTERACIONES DE LA CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN EN LA FORMACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRECIO ENTRE PORTUGAL Y ESPAÑA (SPREAD PT-ES)

Con objeto de analizar el impacto que puede tener la introducción de cambios en la capacidad de intercambio sobre la formación de los diferenciales de precio entre Portugal y España (*spread PT-ES*), en el período comprendido entre 2012 y 2015, se ha llevado a cabo una caracterización de las situaciones en las que se produjeron estas alteraciones en la capacidad de interconexión en d-1 (con antelación a la

casación del mercado diario), en comparación con los valores publicados en d-7, motivadas por una elevada cuota de PRE en la cobertura de la demanda en Portugal.

Con objeto de limitar el análisis al impacto de la PRE en la gestión del sistema eléctrico portugués, para cada año, se determinaron las horas en las que el peso de la PRE en Portugal fue superior a la media observada en ese año. Para el período 2012-2015, en un total de 35.064 horas, aproximadamente un 42% del tiempo, la PRE contribuyó a cubrir la demanda con un peso relativo por encima de la media. En la Figura 63, es posible observar la evolución del peso de la PRE en Portugal en comparación con la media anual.

**Figura 63. Evolución horaria del peso relativo de la PRE en Portugal en el mercado diario**



*Fuente: OMIE, Elaboración ERSE*

Tal como ya se indicó anteriormente, para el periodo 2013 y 2014, se observa un aumento de la contribución de la PRE portuguesa a la cobertura de la demanda despachada en el mercado (alrededor del 46%).

A continuación, se identificaron las horas en las que se llevaron a cabo reducciones de capacidad en el sentido importador de la interconexión entre Portugal y España (de España hacia Portugal), tomando como base la diferencia entre la capacidad disponible para el mercado diario en d-1 y la previsión realizada en d-7, por el operador del sistema portugués, en momentos en que hubo un *spread* de precios en el sentido importador.

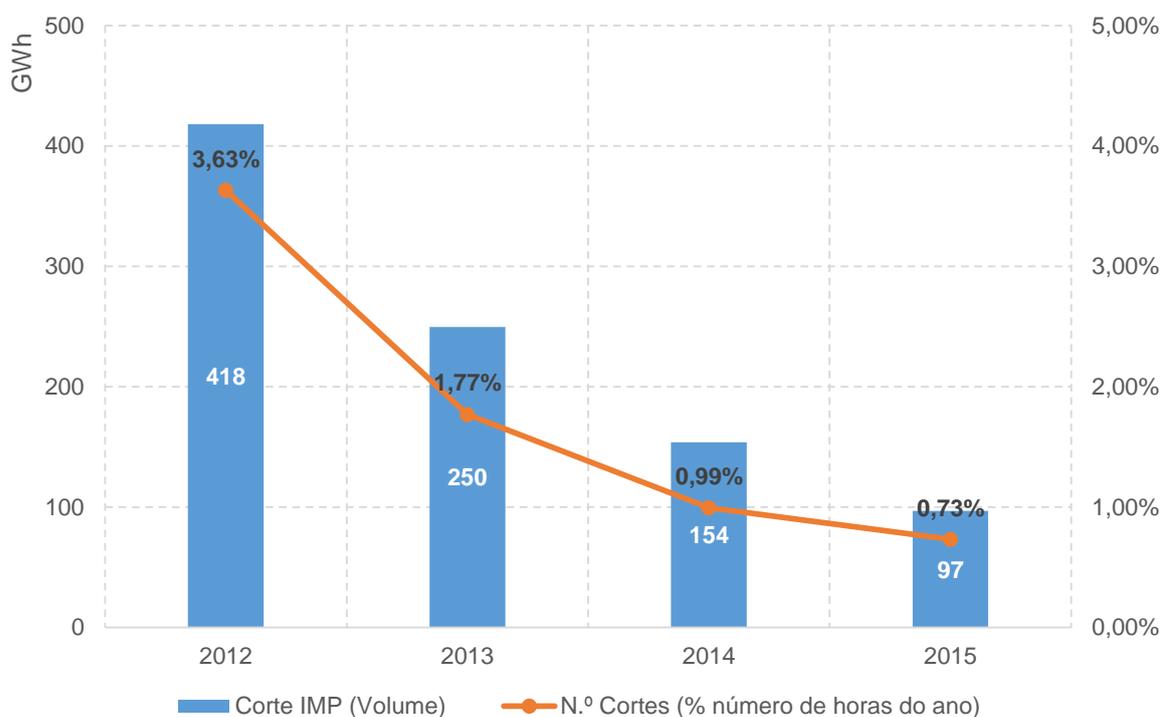
Se observó, para la capacidad de importación, que en 8.590 de las 9.215 horas en las que se produjo la reducción de la capacidad, el *spread* de precios resultó negativo o nulo, lo que significa que la reducción

de la capacidad de importación no tuvo efecto sobre la formación del precio del MIBEL. No obstante, en 625 de las horas (cerca de un 7% del tiempo) en las que se redujo la capacidad de importación coincidió con un spread de precios positivo, por lo que la reducción tuvo impacto sobre la formación del precio del MIBEL.

La Figura 64 presenta la evolución de las reducciones en el sentido importador de la capacidad de interconexión entre Portugal y España para el período analizado. Se observa una reducción significativa en el número de cortes a lo largo de los años, así como en el volumen asociado a estos cortes motivados por la existencia de un elevado volumen de PRE en el sistema eléctrico portugués.

Si bien estas limitaciones de capacidad se han reducido durante el periodo de estudio, se considera que éstas deberían evitarse de acuerdo con lo previsto en el Reglamento (UE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. En dicho reglamento se establece que los problemas de congestión de la red deben ser abordados mediante los principios de libre competencia, con soluciones no discriminatorias, y métodos no basados en transacciones, es decir, métodos que no impliquen una selección entre los contratos de los distintos operadores del mercado. En este sentido, de acuerdo con el mencionado reglamento, únicamente se podrán limitar las transacciones en la interconexión en situaciones de emergencia en las que el gestor de las redes de transporte deba actuar de manera expeditiva y no sea posible aplicar redespacho de la generación. En esta misma línea, se posiciona la propuesta del *Clean Energy Package* realizada por la Comisión Europea.

**Figura 64. Evolución de los cortes en la importación**

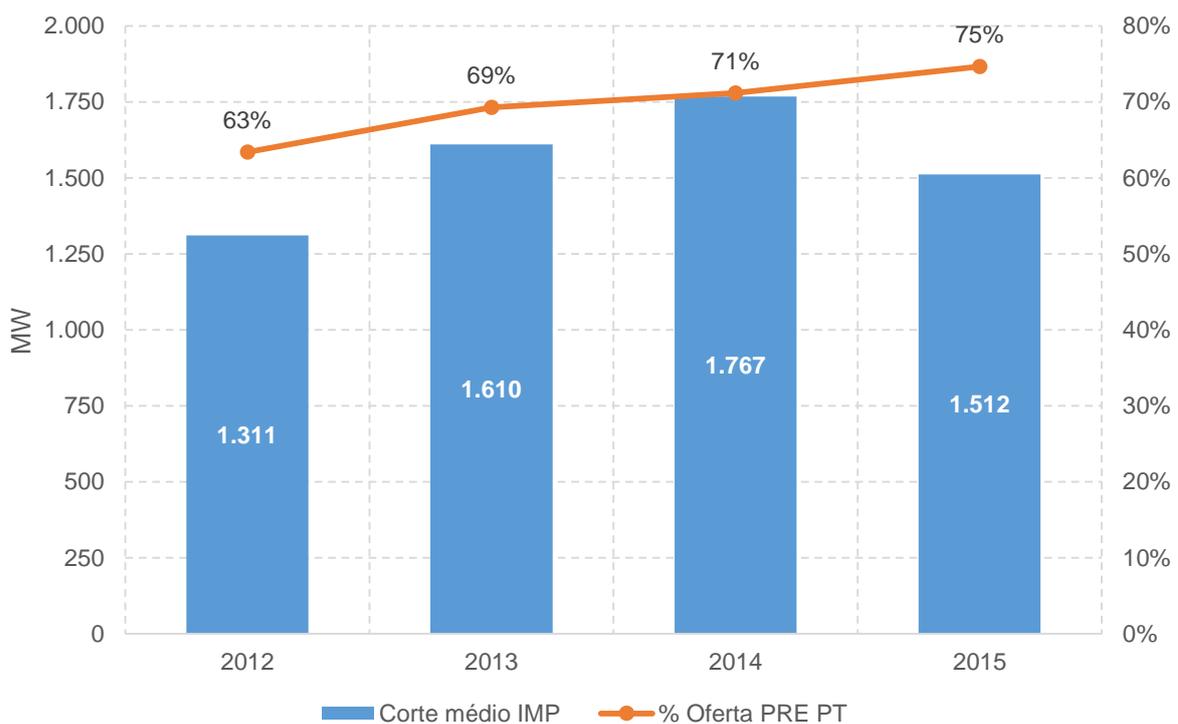


Fuente: Elaboración ERSE

En 2012, cerca de 418 GWh fueron cortados (retirados de la oferta de capacidad) en un 3,6% del número de horas del año (319 horas). En 2015 el volumen cortado se redujo a 97 GWh en un 0,7% del número de horas del año (64 horas).

En la Figura 65, se observa la evolución del corte medio horario observado en el sentido importador de la capacidad de interconexión, así como la evolución del peso de la oferta de PRE en la cobertura de la demanda en el mercado diario. De media, durante el período analizado, el alcance de las reducciones es superior a 1.300 MW, siendo más significativas en 2013 y 2014, como resultado de las condiciones de funcionamiento de mercados justificados por la abundancia de recursos hidráulicos y de PRE. En las horas en que se produjeron los cortes y había *spread* de precios positivos, el peso de la PRE en Portugal presentaba valores significativos, por encima del 60%, siendo observable una tendencia de crecimiento durante el período que no guarda proporción con la evolución del corte en la capacidad de interconexión en el sentido importador.

**Figura 65. Evolución de los cortes en la capacidad de importación y peso de la PRE en Portugal**



Fuente: OMIE, Elaboración ERSE

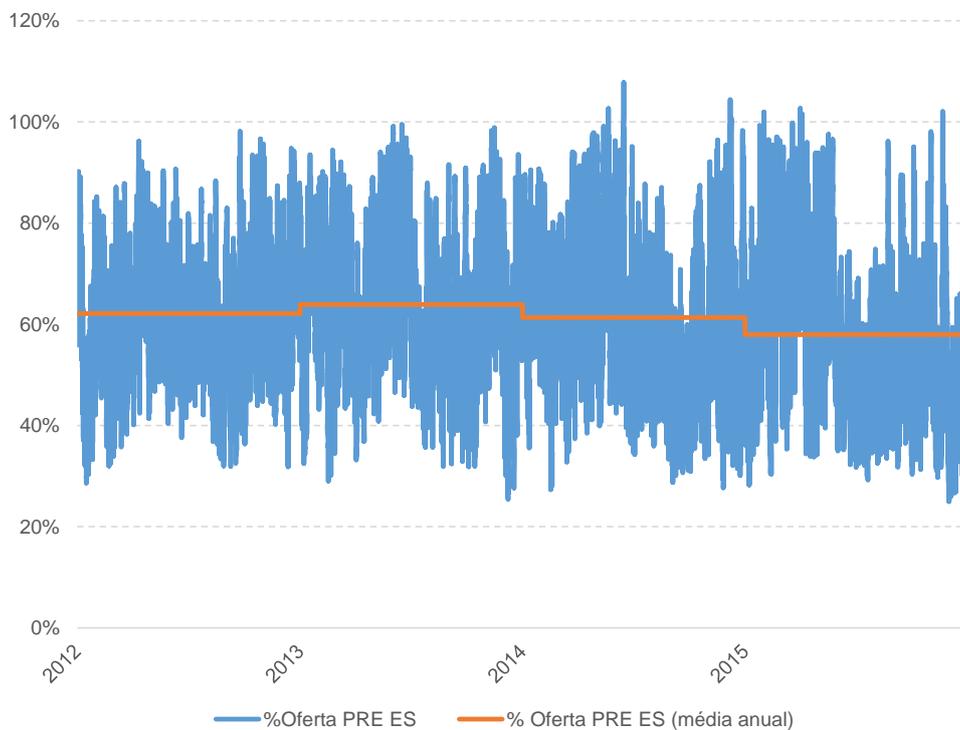
### 3.5.2.2 ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS DE LAS ALTERACIONES DE LA CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN EN LA FORMACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRECIO ENTRE ESPAÑA Y PORTUGAL (SPREAD ES-PT)

Con objeto de analizar el impacto de las alteraciones de la capacidad de interconexión en la formación de los diferenciales de precio entre España y Portugal (*spread ES-PT*), se realizó también una caracterización,

en el período comprendido entre 2012 y 2015, de las situaciones en las que se produjeron dichas alteraciones en la capacidad de interconexión en d-1, en comparación con los valores publicados en d-7, motivadas por una elevada cuota de PRE en la cobertura de la demanda en España.

Con objeto de restringir el análisis al impacto de la PRE en la gestión del sistema eléctrico español, para cada año, se determinaron las horas en las que el peso de la PRE en España fue superior a la media observada en ese año. Para el período 2012-2015, en un total de 35.064 horas, cerca de un 47% del tiempo, la PRE contribuyó a cubrir la demanda con un peso relativo por encima de la media. En la Figura 66 es posible observar la evolución del peso de la PRE en España en comparación con la media anual.

**Figura 66. Evolución horaria del peso relativo de la PRE en España en el mercado diario**



*Fuente: OMIE, Elaboración ERSE*

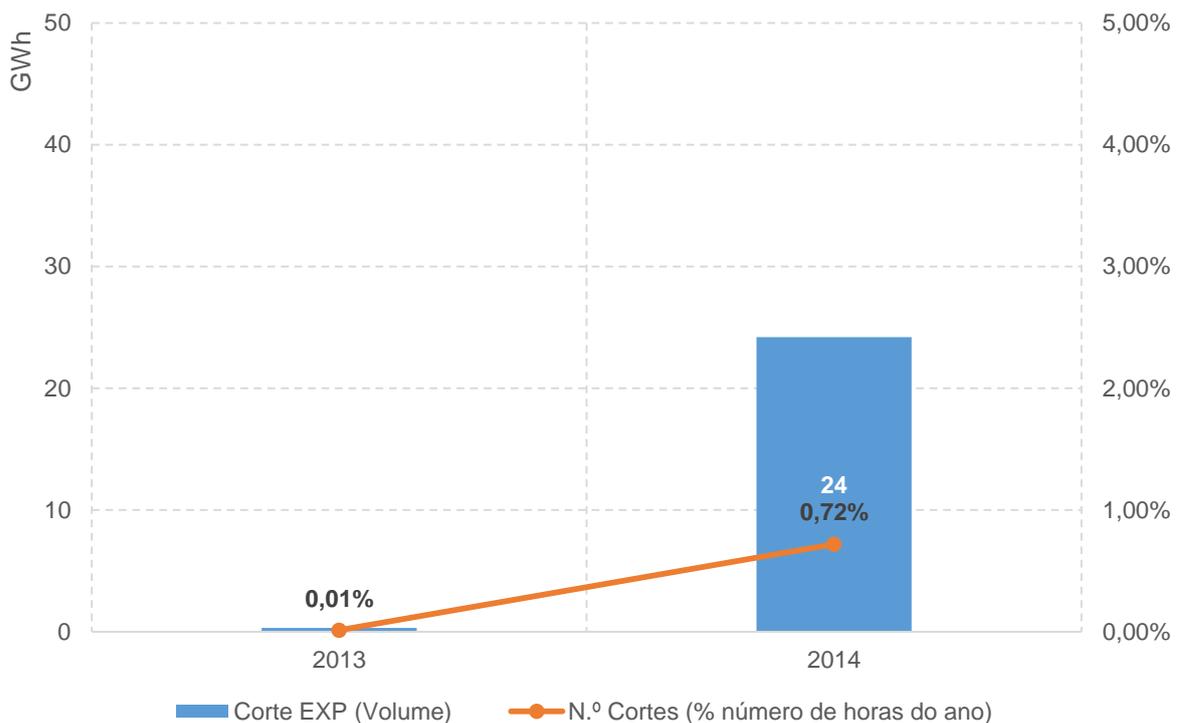
De media, la contribución de la PRE española en la cobertura de la demanda despachada en el mercado fue de un 62%, durante el período 2012-2014, y se observa una disminución de la contribución de la PRE española en 2015. En el MIBEL, en el año 2013 se experimentó la mayor contribución de la PRE en la cobertura de la demanda ibérica en el mercado (alrededor de un 60%).

A continuación, se identificaron las horas en las que se llevaron a cabo reducciones de capacidad en el sentido exportador de la interconexión entre Portugal y España (de Portugal hacia España), tomando como base la diferencia entre la capacidad disponible para el mercado diario en d-1 y la previsión realizada en d-7, por el operador del sistema portugués, en momentos en que resultaron *spreads* de precios en el sentido exportador.

Se observó, para la capacidad de exportación, que en 2.707 de las 2.771 horas en las que se produjo alguna reducción de la capacidad, el *spread* de precios resultó positivo o nulo, lo que significa que la reducción de la capacidad de exportación no tuvo ningún efecto sobre la formación del precio del MIBEL. En 64 horas (alrededor de un 2% del tiempo) en las que se produjo una reducción de la capacidad de exportación, se observó que había habido un *spread* de precios negativo, y por tanto la reducción de la capacidad tuvo impacto en la formación del precio del mercado.

La Figura 67 presenta la evolución de los cortes en el sentido exportador de la capacidad de interconexión entre Portugal y España para el período analizado que pudieron tener efecto en la formación de precio debido a indisponibilidades de la red, coexistiendo estas con la existencia considerable de PRE en el sistema eléctrico español. Se destaca el bajo número y volumen de los cortes de capacidad, inferiores a los cortes motivados por la existencia considerable de PRE en el sistema eléctrico portugués en el sentido importador de la capacidad de interconexión entre Portugal y España.

**Figura 67. Evolución de los cortes en la exportación**



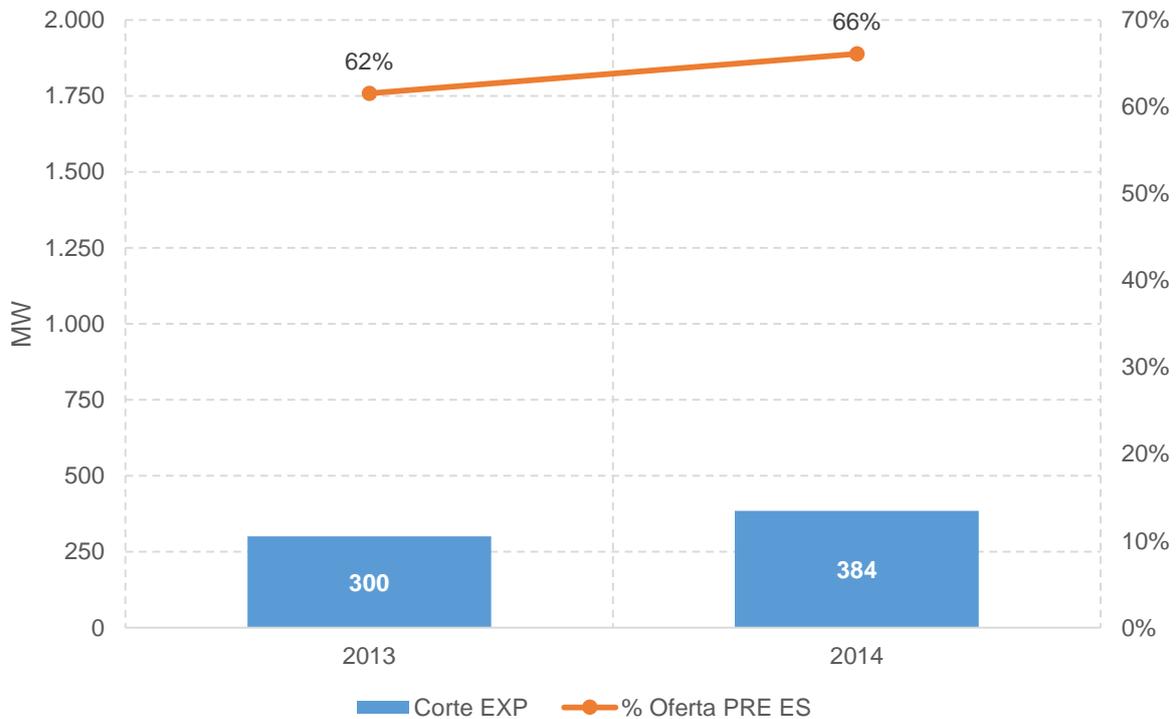
*Fuente: Elaboración ERSE*

En 2013, cerca de 300 MWh fueron cortados en un 0,01% del número de horas del año (1 hora). En 2014 el volumen cortado aumentó a 24 GWh en un 0,72% del número de horas del año (63 horas).

En la Figura 68, se muestra la evolución del corte medio horario observado en el sentido exportador de la capacidad de interconexión, así como la evolución del peso de la oferta de PRE en la cobertura de la demanda en el mercado diario. En promedio, durante el período analizado, el volumen de capacidad reducida es superior a 300 MW, en 2013 y 2014. En las horas en que se produjeron los cortes y existía un

spread negativo de precios, el peso de la PRE en España presentaba valores significativos, muy por encima del 60%, igual que sucede en Portugal, con una ligera tendencia de crecimiento en línea con la evolución del corte en la capacidad de interconexión en el sentido exportador.

**Figura 68. Evolución de los cortes en la exportación y el peso de la PRE en España**



Fuente: Elaboración ERSE

No obstante lo anterior, y sin perjuicio de cual fuera el motivo que originara las reducciones de capacidad, según la información aportada por el operador del sistema español, los cortes indicados en la Figura 68 estuvieron motivados por indisponibilidades en la red y no por la presencia de un elevado volumen de PRE en el sistema eléctrico español.

En efecto, independientemente de los resultados del análisis, la legislación de las renovables en España (Ley 24/2013, de 26 de diciembre) da prioridad de despacho a las unidades de producción que utilicen fuentes de energía renovable y a la cogeneración de elevada eficiencia, pero sólo en igualdad de las condiciones económicas en el mercado. También contempla la posibilidad de imposición de limitaciones al transporte y distribución de electricidad procedente de dichas unidades de la PRE por razones relacionadas con la fiabilidad de las redes y la seguridad del suministro.

El procedimiento de operación “3.2 Restricciones técnicas”<sup>17</sup>, prevé la jerarquización del deslastre de los mismos en condiciones extremas de exploración del sistema eléctrico español, especialmente cuando se

<sup>17</sup>[http://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES\\_VAR\\_20151218\\_Participacion\\_en\\_servicios\\_de\\_ajuste\\_y\\_aprobacion\\_POs.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_VAR_20151218_Participacion_en_servicios_de_ajuste_y_aprobacion_POs.pdf)

verifiquen congestiones o cuando esté en juego la seguridad en el equilibrio producción-consumo y la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Así, desde el 19 de febrero de 2013, tras la implantación de ciertas mejoras realizadas en el algoritmo de cálculo de reserva, el operador del sistema español no lleva a cabo reducciones en la capacidad de intercambio con objetivo de garantizar reserva suficiente para integrar la producción renovable en el sistema eléctrico.

Además, desde la publicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la producción renovable en España pasó a tener una retribución por capacidad instalada y no por energía producida. A partir de esa fecha, los productores de energía de fuentes renovables dejaron de ofertar en el mercado *spot* a precio instrumental, con el fin de poder recuperar los costes de operación y mantenimiento, uso de las redes y pago de impuestos (en el valor mínimo de 4 a 5 €/MWh por unidad de energía inyectada). Esta situación llevó a una reducción significativa del número de casos de deslastre de la PRE por parte del operador del sistema eléctrico español, ya que el propio mercado *spot*, en el proceso de casación entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, deslastra del programa de despacho de mercado las ofertas de los productores de energía de fuentes renovables con retribución garantizada que no podrían ser integradas en el sistema.

### 3.5.2.3 CONSIDERACIONES SOBRE LAS ALTERACIONES DE LA CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN EN LA FORMACIÓN DE LOS DIFERENCIALES DE PRECIO ENTRE PORTUGAL Y ESPAÑA (SPREAD PT-ES)

El operador del sistema portugués si bien ha reducido la aplicación de limitaciones a la capacidad de la interconexión en el sentido importador antes del mercado diario para asegurar la reserva de potencia ante situaciones de elevada previsión de producción eólica en su sistema eléctrico, estas situaciones de cortes en la importación siguen ocurriendo. Por su parte, el operador del sistema español ya no aplica estas limitaciones a la capacidad de interconexión desde 2013.

Las autoridades reguladoras del Consejo de Reguladores del MIBEL ya señalaron en 2013 al Gobierno Español y Portugués la necesidad de eliminar la asimetría regulatoria existente entre ambos países, específicamente en el campo de los vertidos de generación renovable.

El Consejo de Reguladores del MIBEL defiende que es prioritario avanzar en la armonización regulatoria de los procedimientos de vertido de la producción de régimen especial en ambos países, con objeto evitar tratamientos asimétricos que afectan al correcto funcionamiento del MIBEL. Sin esta armonización no será posible establecer medidas coordinadas para evitar totalmente las limitaciones de la capacidad de la interconexión.

## **3.6 INTERCONEXIÓN DEL MIBEL CON OTROS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Con el objetivo de caracterizar la relación entre los niveles de PRE programados en el mercado diario y la aparición de *spreads* en la frontera MIBEL-NWE, así como el efecto de la producción hidráulica en el

*INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE Y DE COGENERACIÓN EN EL MIBEL  
Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

MIBEL y los valores de importación y exportación resultantes, se procedió al tratamiento estadístico a través de un análisis de valores medios en intervalos de *spreads*, para lo que se consideró el período comprendido entre el inicio del acoplamiento del mercado diario en esta frontera y el 31 de diciembre de 2015. Los valores utilizados se presentan en la Tabla 9.

**Tabla 9. Análisis de intervalos de *spreads***

Spread	Freq.[%]	Spread €/MWh	PRE (% Procura MIBEL)	Hídrica (% Procura MIBEL)	IMP ES MW	EXP ES MW	Saldo EXP-IMP MW	Cap. IMP ES MW	Cap. EXP FR MW
≤ -5	7,0%	-14,41	74%	10%	6	1.028	1.022	1.275	1.022
] -5; -2]	1,9%	-3,44	71%	10%	12	985	972	1.262	972
] -2; -1]	0,8%	-1,54	70%	11%	14	1.022	1.008	1.263	1.008
] -1; 0[	0,6%	-0,52	67%	11%	20	955	934	1.224	961
= 0	11,4%	0,00	64%	9%	464	214	-250	1.351	1.107
] 0; 1[	1,3%	0,52	58%	7%	1.366	2	-1.364	1.364	1.115
] 1; 2[	1,3%	1,51	58%	8%	1.325	1	-1.324	1.324	1.077
] 2; 5[	4,4%	3,50	57%	8%	1.306	1	-1.305	1.305	1.043
≥ 5	71,3%	20,40	50%	8%	1.176	0	-1.176	1.178	1.014

Del análisis realizado se puede extraer la existencia de alguna influencia tanto del peso relativo de la PRE en el MIBEL como del volumen de oferta hidráulica en el MIBEL sobre el *spread* ES-FR, dado que estas variables presentan en su comportamiento una relación inversa respecto a la evolución de los *spreads*.

A nivel de las capacidades de interconexión y su respectiva utilización, el análisis no es muy concluyente. Merece destacar el valor de la capacidad de importación inferior a la media para el intervalo en que el *spread* ES-FR supera los 5 €/MWh.

Se construyó una matriz de correlaciones entre todas las variables del modelo que se presentan en la siguiente tabla y donde se confirma que el peso de la PRE en el MIBEL tiene una fuerte relación con la formación de los *spreads*. Por otro lado, los volúmenes de energía intercambiada parecen influenciar más a los *spreads* que las capacidades disponibles de intercambio.

**Tabla 10. Matriz de correlaciones de variables de influencia en la formación de los *spreads***

	Sp.ES-FR	PESO PRE MIBEL	PESO HID PT	IMPORT (FR->ES)	EXPORT (ES->FR)	SALDO EXP-IMP	CAP IMPORT (FR->ES)	CAP EXPORT (ES->FR)
Sp.ES-FR	1,000							
PESO PRE MIBEL	-0,547	1,000						
PESO HID PT	-0,079	-0,302	1,000					
IMPORT (FR->ES)	0,440	-0,420	-0,154	1,000				
EXPORT (ES->FR)	-0,619	0,472	0,111	-0,596	1,000			
SALDO EXP-IMP	-0,560	0,487	0,154	-0,946	0,824	1,000		
CAP IMPORT (FR->ES)	-0,154	-0,011	-0,093	0,605	0,106	-0,385	1,000	
CAP EXPORT (ES->FR)	-0,045	-0,060	-0,141	0,545	0,084	-0,351	0,850	1,000

Basándose en este análisis preliminar, se realizó una regresión para el modelo  $Spread = a + b_1 \times PRE_{MIBEL} + b_2 \times HID_{PT} + b_3 \times IMP + b_4 \times EXP$  con los resultados que se muestran en la Figura 69. Las estadísticas de la regresión apuntan a que el modelo presenta un valor explicativo razonable, pero parece excluir que los valores de la importación de Francia a España tengan influencia en la formación del *spread*. Esta última conclusión no es muy intuitiva y puede estar relacionada con el hecho de que aún no existe un número de observaciones suficientemente amplio tras la puesta en marcha del acoplamiento regional de

mercados (PCR) y por el hecho de haberse producido una alteración estructural del mercado con la entrada en funcionamiento de una nueva interconexión de 1.400 MW Santa Llogaia – Baixàs,<sup>18</sup> que tuvo el efecto de casi duplicar los valores de capacidad.

**Figura 69. Estadística de la regresión del modelo *Spread***

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,697
Quadrado de R	0,485
Quadrado de R ajustado	0,485
Erro-padrão	9,630
Observações	14329

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	4	1253011,576	313252,8941	3378,056414	0
Residual	14324	1328288,786	92,73169411		
Total	14328	2581300,363			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	38,964	0,542	71,903	0,000	37,902	40,026	37,902	40,026
PESO PRE MIBEL	-37,997	0,740	-51,369	0,000	-39,446	-36,547	-39,446	-36,547
PESO HID	-33,054	1,469	-22,507	0,000	-35,932	-30,175	-35,932	-30,175
IMPORT (FR->ES)	0,000	0,000	0,622	0,534	0,000	0,000	0,000	0,000
EXPORT (ES->FR)	-0,016	0,000	-51,756	0,000	-0,017	-0,015	-0,017	-0,015

Para comprobar el efecto de esta alteración estructural se realizó una nueva regresión con el modelo  $Spread = a + b_1 \times PRE_{MIBEL} + b_2 \times HID_{PT} + b_3 \times IMP + b_4 \times EXP + b_5 \times FLAG$  en el que FLAG es una variable *dummy* que asume el valor 0 hasta el 31 de octubre de 2015 y el valor 1 a partir de esa fecha, que coincide con el momento en que la nueva interconexión empezó a proporcionar valores de capacidad considerablemente más elevados.

Los resultados descritos en la Figura 70 apuntan a que el modelo es estadísticamente significativo y que la entrada de la nueva interconexión ha tenido el efecto de reducir el *spread* ES-FR en 7,36 €/MWh. Sin embargo, hay que ser prudentes a la hora de interpretar estos resultados, dado el reducido período de funcionamiento con la *dummy* activa.

---

<sup>18</sup> <http://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

*INTEGRAÇÃO DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE Y DE COGENERACIÓN EN EL MIBEL  
Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

**Figura 70. Estadística de la regresión del modelo *Spread* con *dummy* FLAG activa**

<i>Estadística de regressão</i>	
R múltiplo	0,706090774
Quadrado de R	0,498564181
Quadrado de R ajustado	0,498389135
Erro-padrão	9,506265776
Observações	14329

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	5	1286943,901	257388,7802	2848,19492	0
Residual	14323	1294356,462	90,369089		
Total	14328	2581300,363			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	36,763	0,547	67,224	0,000	35,691	37,835	35,691	37,835
PESO PRE MIBEL	-38,950	0,732	-53,221	0,000	-40,385	-37,516	-40,385	-37,516
PESO HID	-35,116	1,454	-24,157	0,000	-37,965	-32,267	-37,965	-32,267
IMPORT (FR->ES)	0,003	0,000	14,001	0,000	0,003	0,004	0,003	0,004
EXPORT (ES->FR)	-0,012	0,000	-34,633	0,000	-0,013	-0,012	-0,013	-0,012
FLAG	-7,360	0,380	-19,377	0,000	-8,104	-6,615	-8,104	-6,615

Aunque se ha identificado la presencia de autocorrelación y heteroscedasticidad de los errores en cada uno de los modelos estimados, a través de la aplicación del test de Breusch-Godfrey y del test de White, los errores asociados al modelo se corrigieron aplicando el modelo de estimación HAC (Newey-West), que no alteró la relevancia estadística de los coeficientes estimados, utilizando un intervalo de confianza de un 95%.

## 4 CONCLUSIONES

El Consejo de Reguladores del MIBEL incluye, en su planificación de actividades, el propósito de realizar un estudio sobre la integración de la producción en régimen especial en el mercado, lo que se concreta con el presente documento y constituye, simultáneamente, el segundo enfoque que se efectúa de esta realidad — después de un primer estudio llevado a cabo en 2012.

Siendo una realidad compleja, en sus enfoques técnico y económico, la integración de la producción en régimen especial en el contexto del MIBEL asume sin duda una gran importancia, especialmente por la dimensión relativa que este fenómeno tiene en el contexto de la península ibérica, con pocos ejemplos similares en el contexto europeo. Es importante destacar que este estudio integra también una dimensión analítica que no se limita al contexto del MIBEL, abarcando también la evolución en cuanto a la integración del propio MIBEL en el mercado europeo de energía, en particular a partir del desarrollo de la integración con el mercado francés.

Con este estudio y el análisis que se concretó, puede concluirse que, a nivel de la formación de precio en el mercado *spot* del MIBEL, parece que existe una elevada relación inversa entre el peso relativo de la producción en régimen especial en la cobertura de la demanda y el nivel del precio resultante en el mercado. En efecto, para una elevada disponibilidad de los recursos de PRE (contribución a la cobertura de la demanda de alrededor de 2/3 o por encima de este valor), el precio *spot* resultante en el MIBEL tiende a aproximarse a valores en el intervalo entre 0 €/MWh y 30 €/MWh, valores claramente por debajo de los valores medios de los costes marginales que se pueden estimar para el resto de tecnologías.

En sentido inverso, la baja disponibilidad de recursos de PRE se asocia a una mayor ocurrencia de precios superiores a los 60 €/MWh, lo cual refleja la necesidad de recurrir a tecnologías con un coste marginal más elevado para satisfacer la demanda en el MIBEL.

El impacto, que se puede considerar muy relevante, del peso de la PRE en la formación del precio *spot* en el MIBEL no se puede decir que resulte sorprendente, en la medida que este tipo de producción se beneficia generalmente del despacho prioritario y de una retribución a precio administrativo durante la mayor parte del estudio, lo que implica que su participación en la oferta del mercado *spot* se haga a precio instrumental para garantizar la máxima producción posible. Aun así, a medida que aumenta la proporción de oferta a precio instrumental, se observa que la volatilidad del precio de mercado se aproxima a la volatilidad relativa del respectivo recurso situado en ese referencial de precio, es decir, cuánto mayor sea la proporción de PRE ofrecida a precio instrumental, mayor será la tendencia a la variabilidad del precio en el mercado al contado.

En este contexto, la ampliación del volumen de producción renovable que participe directamente en mercado, sin beneficiarse de la tarifa administrativa garantizada, podrá contribuir a la estabilización de las condiciones de variabilidad del precio en el mercado al contado. No obstante, la existencia de una participación relevante de energía renovable en el MIBEL con costes variables muy reducidos supondrá

en cualquier caso la existencia de una fuerte variabilidad del precio, incluso aunque desaparezca la tarifa administrativa.

En el análisis efectuado de caracterización del efecto de la producción en régimen especial en el MIBEL, el cual es relevante para su integración en el mercado, es importante evaluar sus características intrínsecas desde una perspectiva operativa. Como ya se ha mencionado antes, el volumen de producción en régimen especial presente en el MIBEL está muy influenciado por un peso relativo significativo de la producción eólica, en comparación con los demás vectores de energía primaria. Tal composición determina que las características de variabilidad en el tiempo de los volúmenes de producción en régimen especial sean, en gran medida, influenciadas por las características de variabilidad de la propia producción eólica.

El análisis efectuado de la previsión y firmeza de la producción en régimen especial permite confirmar las características de variabilidad que se atribuyen a este tipo de generación de energía eléctrica. También se puede observar en este estudio que el fenómeno presenta algunos matices diferenciales entre Portugal y España. Efectivamente, al contrastar la variabilidad temporal de la producción eólica en Portugal y España, se puede ver que esta producción es más volátil en Portugal que en España – lo que se refleja en una desviación típica media más elevada en Portugal. Necesariamente y atendiendo al peso de la producción eólica en el agregado de la producción en régimen especial, esta mayor volatilidad acarrea una mayor dificultad de previsión del fenómeno y, consecuentemente, cabe esperar una menor calidad de las previsiones de energía eólica en Portugal. Como una explicación de esta diferencia se puede mencionar la mayor complementariedad geográfica de la producción eólica en España, lo que contrasta con la marcada influencia atlántica de los vientos en Portugal, lo que no permite tal complementariedad. Así se explica necesariamente la mayor complejidad de la integración de la PRE en el mercado del lado portugués, en comparación con lo que sucede con el conjunto del parque eólico en España.

En cuanto al tratamiento de los desvíos, tanto en lo que concierne al desvío global de cada sistema como al desvío específico que se pueda atribuir al conjunto de la PRE, este estudio permite concluir lo siguiente:

- En España, para el conjunto del sistema peninsular español, se observa en el período entre 2010 y 2015 una tendencia de ligera reducción de la magnitud del desvío horario medio. También en España, pero para el conjunto del parque de la PRE, en el mismo período, es posible observar una reducción de la magnitud del desvío que le es imputable, que supera ligeramente la evolución que se puede observar para el conjunto del sistema.
- En Portugal, para el sistema eléctrico nacional, en el mismo período entre 2010 y 2015, se puede observar una ligera tendencia de aumento del desvío horario medio, contraria a la tendencia de reducción, aunque ligera, del desvío imputable a la PRE.

De lo expuesto anteriormente se deduce que en el tratamiento de los desvíos de PRE, tanto en el sistema portugués como en el sistema español, se registraron evoluciones más positivas de lo que sucede en cada uno de los sistemas globalmente considerados. En este sentido, podría decirse que, en este período, se

mejoraron las condiciones de integración de la PRE en el mercado, con menores impactos en tiempo real sobre la operación del sistema.

Aun así, convendrá recordar que la regulación aplicable a la PRE en Portugal y España sigue siendo diferente —tal como ya se señaló en el estudio del Consejo de Reguladores del MIBEL de 2012—. En particular, los productores en régimen especial en Portugal están exentos de hacerse cargo del coste de sus desvíos.

En lo que se refiere a la operación técnica de los sistemas, este estudio revela que, tanto para Portugal como para España y en el período entre 2010 y 2015, se puede observar una reducción de las necesidades de banda de regulación secundaria, que, a pesar de todo, es más notable en Portugal que en España.

Cabe recordar que desde el mes de junio de 2014 está en funcionamiento el mecanismo BALIT (*Balancing Inter TSO*) correspondiente al intercambio de servicios transfronterizos de balance, que corresponde a la energía de reserva, entre los sistemas de la región del suroeste de Europa, que proporciona un mayor volumen de oferta de reserva por parte de los operadores de los sistemas. Se prevé, para el futuro, la implementación del proyecto TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchanges*) en éstos y más países, basándose en un modelo de intercambios multilaterales que contribuirá a una mejora respecto al mecanismo ya implementado.

Aunque la puesta en marcha del proyecto BALIT se realizó, tal como se ha comentado, en junio de 2014, este refuerzo de los mecanismos de coordinación entre los gestores de sistema ibéricos solo explica parcialmente la mencionada reducción de las necesidades de regulación secundaria a lo largo del período, pudiendo suponerse que, dado el elevado peso del conjunto de la PRE en el sistema ibérico, la reducción de la magnitud de los desvíos imputables a este segmento también habría contribuido positivamente a esta evolución.

La primera conclusión que se puede extraer del comportamiento de la interconexión interna en el MIBEL es la evolución consistente hacia la integración del mercado, evaluada por el elevado número de horas en que el precio es igual en las dos áreas del MIBEL (más de un 90% de las ocurrencias horarias entre 2010 y 2015), lo que refleja una muy razonable capacidad de integración conjunta de la PRE y, por otro lado, la propia semejanza en Portugal y España del peso relativo del conjunto PRE en la cobertura de la demanda.

El análisis de la gestión de la interconexión interna en el MIBEL permitió constatar que la ocurrencia y evolución de los diferenciales de precio entre los sistemas portugués y español se ven más influenciadas por la evolución del peso relativo de la producción hidroeléctrica que por cualquier otra variable. Efectivamente, la evolución del peso relativo de la producción hidroeléctrica en Portugal (sistema más dependiente de este sector, en particular del caudal del agua, que el sistema español) parece determinar la inversión del sentido de los diferenciales de precio entre los dos sistemas —el precio en España es superior cuando se constatan elevados niveles de disponibilidad hidráulica en Portugal y el precio en Portugal es superior cuando se observa lo contrario.

No obstante, aunque se pueda observar que la ocurrencia y magnitud de diferenciales de precio entre Portugal y España se mantienen relativamente desconectadas del nivel de contribución de la PRE —con valores de peso relativo de la PRE en la demanda global del MIBEL entre un 53% y un 55%, los diferenciales de precio pueden variar entre 0 €/MWh y 5 €/MWh en cualquiera de los sentidos—, para niveles de contribución de la PRE superiores a este umbral parece constatarse ya la tendencia a la aparición de diferenciales de precio más significativos y en el sentido importador portugués. Estos datos ilustran, así, la menor resiliencia del sistema portugués a la integración de elevados niveles de PRE cuando estos se producen de forma simultánea con valores absolutos de demanda más reducidos.

En cuanto a las limitaciones de capacidad que se producen en la interconexión España-Portugal, el Consejo de Reguladores del MIBEL considera, como ya señaló en su escrito en 2013 al Gobierno Español y Portugués, que es prioritario avanzar en la armonización regulatoria de los procedimientos de vertido de la producción de régimen especial en ambos países, con objeto de eliminar dichas reducciones que afectan al correcto funcionamiento del MIBEL. El Consejo de Reguladores del MIBEL considera que éstas reducciones de capacidad no deben producirse, de acuerdo con lo previsto en el artículo 11.5 del Reglamento de Electricidad de la propuesta del *Clean Energy Package* que la Comisión Europea lanzó en noviembre de 2016, que establece que la prioridad de despacho con la que puedan contar las energías renovables no deberá utilizarse como justificación para restringir las capacidades de interconexión transfronterizas.

En lo que respecta al análisis que se efectúa de la operación y efectos de la frontera externa del MIBEL —interconexión entre el sistema español y el sistema francés—, el análisis efectuado en este estudio confirma el enfoque empírico sobre el hecho de que el refuerzo de la capacidad de esta interconexión contribuirá a facilitar la integración en el mercado de la producción en régimen especial. En efecto, contrariamente a lo que se observó en la interconexión interna del MIBEL, la variación del peso relativo de la PRE en la cobertura de la demanda del mercado parece tener una relación más directa con la formación de diferenciales de precio producidos entre España y Francia y con el propio sentido de los tránsitos. En concreto, parece haber evidencia suficiente de que, en los momentos en que existe una elevada disponibilidad de producción a partir de PRE en el MIBEL, se registran flujos exportadores de energía y, teniendo en cuenta las capacidades, se generan unas mayores diferencias de precios (precio en España inferior al precio en Francia).

El análisis que se efectúa para la interconexión externa del MIBEL, combinada con la que se produjo para la interconexión interna, permite concluir que el refuerzo de la integración del mercado en una escala más amplia que la ibérica —visto el refuerzo de la interconexión con Francia— produce efectos que no se acaban en esa frontera, propagándose a todos los sistemas interrelacionados.