



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2018

IS/DE/013/19

4 de febrero de 2020

www.cnmc.es

1	RESUMEN	4
2	EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	9
2.1	Evolución de la demanda eléctrica	9
2.2	Evolución de la potencia instalada	11
2.3	Evolución de la producción eléctrica	12
2.4	Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste	13
2.5	Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)	15
2.5.1	Evolución del despacho en el PDBF	15
2.5.2	Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales	16
2.6	Mercados intradiarios	18
2.6.1	Mercado intradiario de subastas	19
2.6.2	Mercado intradiario continuo	20
2.7	Los servicios de ajuste del sistema	21
2.7.1	Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento	24
2.7.2	Reserva de potencia a subir	25
2.7.3	Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	26
2.7.4	Gestión de desvíos	29
2.7.5	Energía de regulación terciaria	30
2.7.6	Restricciones técnicas en tiempo real	32
2.8	Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas	33
2.9	Mercados a plazo	35
2.10	Evolución de las emisiones de CO ₂	37
3	EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	38
3.1	Número de agentes en el mercado de generación	38
3.2	Análisis de la concentración del mercado	38
3.2.1	Programa Diario Base de Funcionamiento	40
3.2.2	Resolución de restricciones técnicas	43
3.2.3	Reserva de Potencia	44
3.2.4	Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	45
3.2.5	Regulación Terciaria	47
3.2.6	Gestión de desvíos	48
3.2.7	Programa horario operativo (P48)	49
3.3	Integración vertical (generación y comercialización)	54
3.4	Liquidez en el mercado diario e intradiario	56
3.5	Evolución del precio del Mercado diario	57
3.6	Evolución de la potencia indisponible	60
3.7	Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado	61
3.8	Acoplamiento de mercados	64
	ANEXO I: DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN	73
	ANEXO II: MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO ₂	78
	ANEXO III: CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO	81

1	Antecedentes del desarrollo de la normativa europea	81
1.1	Tercer paquete	82
1.2	Reglamento para el comercio transfronterizo	82
2	Directrices de mercado	83
2.1	Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones (CACM)	83
2.1.1	Metodologías aprobadas a la fecha de elaboración de este informe	84
2.1.2	Revisión de las Metodologías ya aprobadas	88
2.1.3	Mercado intradiario	88
2.2	Directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA)	90
2.2.1	Metodologías aprobadas a la fecha de elaboración de este informe	90
2.2.2	Metodologías en desarrollo	91
2.3	Directriz de balance eléctrico (EB)	92
2.3.1	Metodologías aprobadas a la fecha de elaboración de este informe	92
2.3.1.1	Proyecto TERRE	92
2.3.1.2	Proyecto MARI	93
2.3.1.3	Proyecto PICASSO	93
2.3.1.4	Metodología para determinar los precios de la energía de balance	93
2.3.1.5	Proyecto Imbalance Netting	94
2.3.1.6	Condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español	94
2.3.2	Metodologías en desarrollo	95
3	Reglamento (UE) N° 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT)	96
4	Paquete sobre la energía limpia para todos los europeos (CEP- Clean Energy package)	97
4.1	Diseño del mercado de electricidad	97
4.2	Nuevo Reglamento de ACER	98
4.3	Energías renovables	98
4.4	Eficiencia energética	98
4.5	Eficiencia energética en edificios	99
4.6	Gobernanza	99
4.7	Otra normativa de desarrollo del CEP	99
5	Lista de proyectos de interés común (PCI list)	100
ANEXO IV: ADECUACIÓN COMPETENCIAL DE LA CNMC EN MATERIA DE ENERGÍA Y CIRCULAR de la CNMC de Mercados		101

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2018

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 4 de febrero de 2019

La Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función de supervisión del correcto funcionamiento del sector, y en particular, de sus funciones décimo cuarta y décimo quinta del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe sobre el funcionamiento del mercado eléctrico peninsular de producción de energía eléctrica durante el año 2018.

1 RESUMEN

La demanda eléctrica del sistema peninsular se situó en 254 TWh, un 0,4% superior a la del año anterior. El crecimiento atribuible a la actividad económica, esto es, corrigiendo los efectos de laboralidad y temperatura, fue del 0,3%. El PIB español aumentó en 2018 un 2,6% y la intensidad energética – ratio que relaciona la demanda eléctrica y el PIB – se redujo en un 3,2%.

En cuanto a la generación eléctrica en 2018, el parque generador peninsular (98.642 MW) se redujo en 235 MW, principalmente debido al cierre del ciclo combinado de Tarragona (Viesgo), con 386 MW de potencia. La capacidad instalada renovable aumentó ligeramente, con la puesta en marcha de parques de generación eólica, solar fotovoltaica y de otras renovables, que incrementan su potencia instalada en un 0,7 %, 0,6 % y 0,6%, respectivamente. Por otro lado, las tecnologías que representaron una mayor cuota de generación eléctrica en 2018 fueron la nuclear (22%), la eólica (20%) y la hidráulica (15%), seguidos por el carbón (14%). Respecto al año anterior, destacó el incremento en generación hidráulica (8% en 2017), principal motivo por el que la cuota de generación con tecnologías renovables se situó en 2018 en el 40% (34% en 2017). Este hecho tuvo especial relevancia entre marzo y comienzo de mayo, periodo en el que el hueco térmico fue casi nulo.

El volumen negociado en el mercado diario en zona española fue de 183 TWh, representando el 72% de la demanda de energía eléctrica peninsular, lo que supone una reducción con respecto al año anterior de un 5%. En el mercado intradiario fueron negociados 34 TWh, lo que representa un 7% de la demanda eléctrica peninsular y un incremento del 8% con respecto al año anterior. El resto de la energía fue negociada a través de contratos bilaterales, en su mayoría intragrupo, cuyo volumen asociado se incrementó en 2018 un 16% con respecto al año anterior, motivado por el aumento de energía inframarginal hidráulica.

A pesar de la mayor participación de tecnologías renovables respecto al año anterior, el precio medio final del mercado (considerando el mercado diario e intradiario, así como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste, los pagos por capacidad y la interrumpibilidad) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española en 2018 fue de 64,38 €/MWh, un 6% superior al del año anterior. El componente que motivó este incremento fue principalmente el precio del mercado diario, que pasó de 53,41 €/MWh en 2017 a 58,12 €/MWh en 2018.

Este incremento, tal como se explica en el capítulo 3.5, se debió al aumento del coste de generación de las centrales térmicas a partir del segundo trimestre del año, motivado a su vez por el incremento tanto del precio de los combustibles como del precio de los derechos de emisión de CO₂, negociándose estos en enero a precios en el entorno de los 7-8 €/tCO₂ y situándose en el entorno de los 24 €/tCO₂ al final del año. Por el contrario, durante los meses de marzo y abril se registraron precios muy reducidos coincidiendo con un aumento de la generación eólica, un incremento de las precipitaciones hidráulicas en ese periodo y un hueco térmico casi nulo. También tuvo su reflejo en el precio del mercado las medidas de carácter fiscal introducidas en el último trimestre de 2018: la exención durante el último trimestre de 2018 y el primer trimestre de 2019 del impuesto sobre la producción de energía eléctrica y la exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos a las centrales de ciclo combinado.

Con respecto a los cobros por capacidad, el servicio de disponibilidad que venían percibiendo algunas centrales de generación fue modificado en 2018: las centrales hidráulicas y de bombeo dejaron de percibir el pago por este servicio a partir de enero de 2018 motivado, según la Orden ETU/1133/2017, por la escasez de recurso hídrico y, el resto de instalaciones, perdieron el pago a partir de julio de 2018¹. El importe correspondiente al mecanismo por capacidad teniendo en cuenta el cobro del incentivo a la inversión de aquellas centrales que seguían teniendo derecho al mismo, junto al pago al servicio de disponibilidad del primer semestre supuso, en 2018, 275,74 millones de euros. No obstante, los pagos por capacidad que financian los comercializadores se mantuvieron con respecto a 2017.

¹ Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En cuanto al nivel de acoplamiento, en 2018 se mantuvo el elevado nivel de acoplamiento de los mercados español y portugués (95% de las horas con precios iguales en ambas zonas en 2018 y 93% en 2017), con una diferencia media anual de los precios de los dos países de 0,16 €/MWh. Respecto a la interconexión con Francia, en 2018 se registraron precios iguales en el 25% de las horas, al igual que el año anterior. De las horas con desacoplamiento, un 62% fueron de precio inferior en Francia. En cuanto a Marruecos, el saldo de la interconexión claramente exportador en los últimos años, pasó a registrar un aumento en las importaciones a partir de noviembre de 2018. Este cambio de tendencia se debió fundamentalmente al incremento de capacidad de generación disponible en ese país derivado de la construcción de nuevas centrales de carbón, así como a que dichas centrales quedan fuera del régimen europeo de comercio de derechos de emisiones de CO₂, siendo su coste de generación inferior al de las centrales europeas de esa misma tecnología.

En el mercado intradiario de subastas destacó la negociación de la comercialización libre y la eólica con el 37% y el 27% del volumen total comprado respectivamente, mientras que en ventas de energía destacaron las de los ciclos combinados (42%) y las del carbón (18%). Como novedad, en junio de 2018 se puso en marcha el mercado intradiario continuo, que permite la negociación continua de energía entre agentes a nivel paneuropeo (ver Anexo III). En este mercado, el volumen de ventas de energía fue de 1 TWh en 2018 y, por tecnologías, destacaron el ciclo combinado y la hidráulica en ventas de energía y la hidráulica y las energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE) en compras.

El precio medio aritmético del mercado intradiario de subastas en 2018 se situó en 58,03 €/MWh, inferior al precio medio aritmético del mercado diario (58,12 €/MWh). La diferencia entre ambos fue de 0,09 €/MWh, si bien el sobrecoste para la demanda por su participación en el mercado intradiario fue de -0,02 €/MWh. El precio medio ponderado del mercado intradiario continuo fue de 64,14 €/MWh.

En los servicios de ajuste del sistema, se redujo un 6% el volumen de energía de balance utilizada y se programó un 1% menos de energía para resolver restricciones técnicas a subir. Dentro de las energías de balance, destaca el incremento que registra la programación por gestión de desvíos (34%) y la reducción de la energía terciaria (27%), produciendo un trasvase entre ambos mercados especialmente desde la entrada del mercado continuo al flexibilizarse la programación de gestión de desvíos.

Por su parte, el coste de los servicios de ajuste del sistema, incluyendo la resolución de restricciones técnicas, se redujo hasta los 2,35 €/MWh (2,38 €/MWh en 2017). Esta ligera reducción se debe, por un lado, a la reducción en el coste de la banda secundaria y de los desvíos y, por otro, al aumento en los

costes de la reserva de potencia adicional a subir, factor que compensa los anteriores.

Las tecnologías con una mayor participación en los servicios de ajuste en 2018 fueron el ciclo combinado y el carbón en la fase I de restricciones técnicas, la hidráulica, el bombeo y la eólica en la fase II de restricciones técnicas, y el ciclo, el carbón y la hidráulica en terciaria y gestión de desvíos. La energía eólica aumentó su participación en estos segmentos tal y como se explica más adelante.

Con respecto a los mercados a plazo, en el año 2018 el volumen total negociado en los mercados a plazo fue de 160 TWh, un 11% mayor respecto al del año anterior, representando el 63% de la demanda eléctrica peninsular (57% en 2017). El precio medio de los contratos a plazo que se liquidaron en 2018, ponderado por el volumen liquidado en 2018 (135.743 GWh), ascendió a 51,34 €/MWh, precio inferior al precio medio spot ponderado por el volumen de estos contratos en 5,1 €/MWh (ver Informe de la CNMC de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España 2018, para mayor detalle).

Desde el punto de vista del nivel de competencia, 2018 siguió reflejando la facilidad de entrada al mercado eléctrico español, sobre todo por el lado de la demanda: el número de agentes generadores aumentó a 92 (87 en 2017) motivado por la incorporación de nuevos representantes de instalaciones de renovables, mientras que el de agentes comercializadores pasó de 330 en 2017 a 355 en 2018.

En cuanto a los niveles de concentración en el Programa Diario Base de Funcionamiento (mercado diario + contratos bilaterales) en zona MIBEL, Endesa, Iberdrola y EDP mantienen una cuota en el entorno del 20%, siguiéndoles Naturgy con un 6% y Viesgo/Repsol con un 3%. La cuota de Endesa se redujo en tres puntos porcentuales respecto a 2017 debido a la menor programación de sus centrales de ciclo combinado y de carbón. Por su parte, la cuota de EDP pasó del 16% en 2017 al 19% en 2018 gracias al incremento de la participación de su hidráulica y RECORE. La cuota de Iberdrola representó el 19%, ligeramente por encima de la del año anterior (18%) debido a una mayor participación de hidráulica. En 2018, destacó la operación de concentración por la que el grupo Repsol adquiere las centrales de generación de ciclo combinado e hidráulicas de Viesgo, en el mes de noviembre. Las empresas no pertenecientes a los grupos energéticos tradicionales sumaron una cuota agregada cercana al 33%, destacando Axpo y Acciona con un 6% y Enérgya VM y Wind to Market con un 3%.

Considerando únicamente las tecnologías marginales (carbón, ciclos, hidráulica y un 5% del RECORE), el nivel de concentración, aun siendo elevado, disminuyó respecto a 2017 motivado principalmente por la reducción de la producción con centrales de carbón, propiedad de los grupos tradicionales con mayor cuota.

La participación de RECORE en los servicios de ajuste del sistema aumentó en 2018 respecto al año anterior, ya que proporcionó un 36% de la energía en la fase II de restricciones técnicas, un 9% en terciaria y un 4% en gestión de desvíos frente al respectivo 27%, 5% y 2% de 2017. A diciembre de 2018, se encontraban habilitadas para participar en la fase II de restricciones técnicas² un total de 16.554 MW (13.002 MW en 2017) correspondientes a RECORE; para participar en los servicios de ajuste de terciaria y gestión de desvíos, 13.996 MW (10.668 MW en 2017); y se encontraban en zona de regulación 9.176 MW (8.540 MW en 2017), de los que 742 MW (543 MW en 2017) estaban habilitados para participar activamente en la regulación secundaria. Por tecnologías de este tipo, la eólica es de mayor capacidad instalada con 22.963 MW, de los cuales el 59% se encuentran habilitados para participar en terciaria y gestión de desvíos y el 34% se encuentra en zona de regulación. Destaca en 2018 el aumento respecto al año anterior de la potencia eólica habilitada para participar en la fase II de restricciones técnicas y en gestión de desvíos, pasando del 48% y el 45% habilitado en 2017 en restricciones y gestión de desvíos, respectivamente, al 63% y 59% en 2018.

A pesar de esta mayor participación de la energía eólica en estos segmentos, la provisión de los servicios de ajuste se caracterizó no solo por un alto nivel de concentración sino también por un ligero empeoramiento de éste respecto al año anterior. Además de ser un servicio proporcionado, en su mayor parte, por ciertos tipos de centrales convencionales de titularidad concentrada, 2018 fue un año con una mayor participación de energía hidráulica tanto en el mercado diario como en los servicios de ajuste, por lo que las cuotas del grupo con mayor disponibilidad de esta tecnología, aumentaron en todos los segmentos de los servicios de ajuste, incrementándose así el nivel de concentración de estos mercados. Asimismo, en 2018, ha aumentado la participación del RECORE perteneciente a los grupos energéticos tradicionales en los servicios de ajuste llegando a representar un 60% (53% en 2017) de la energía proporcionada por estas tecnologías.

En cuanto a las emisiones de CO₂³, 2018 se caracterizó por una reducción de las emisiones de CO₂ en el sector de la generación eléctrica (15,5% menos de emisiones respecto al año 2017). Gracias a este sector, el conjunto de las emisiones de CO₂ de todos los sectores disminuyó un 6,6% respecto al año anterior, teniendo en cuenta que el sector de la industria elevó sus emisiones un 2,2% respecto al año 2017. La razón última del comportamiento de las emisiones en el sector de generación eléctrica fue la elevada hidraulicidad del año 2018: la generación eléctrica hidráulica fue en 2018 un 85% superior a la de 2017.

² FASE II de restricciones técnicas: Consiste en una fase de reequilibrio generación-demanda que tiene lugar el día anterior a la entrega, tras la fase I de restricciones técnicas: En esta fase, el OS procede a igualar los niveles de generación y consumo, que han quedado desequilibrados en la fase I de restricciones. El OS elige las ofertas más económicas que, sin infringir ninguno de los criterios establecidos en la fase anterior, supongan un menor coste.

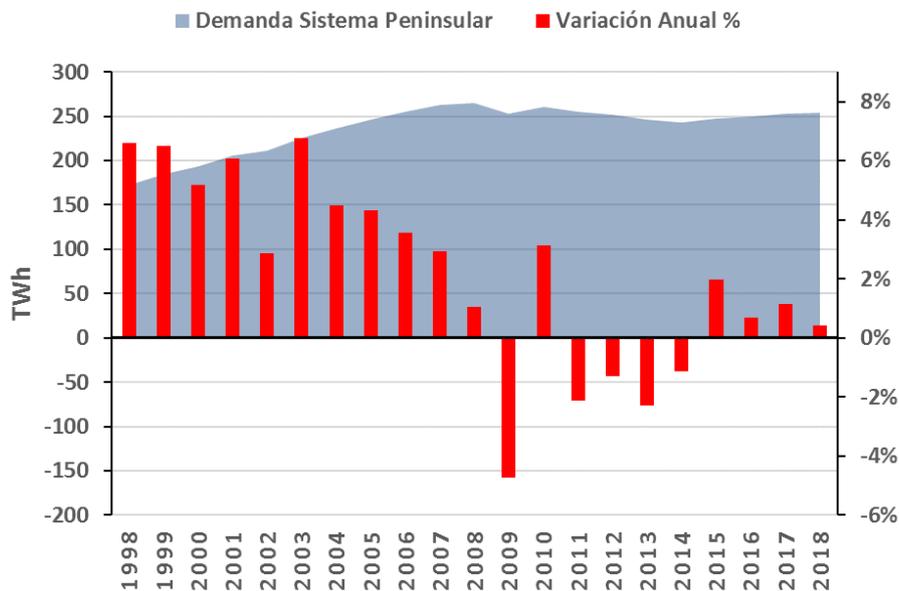
³ Datos de la Secretaría de Estado de medio ambiente.

Con respecto a la normativa comunitaria relativa al mercado de electricidad, durante 2018, se siguió trabajando en el desarrollo de la implantación de la normativa derivada del tercer paquete y en el de la reforma europea del mercado eléctrico acometida en el paquete de medidas conocido como “Energía limpia para todos los europeos” (ver anexo III), culminando este último en mayo de 2019, con su aprobación por parte del Consejo Europeo.

2 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

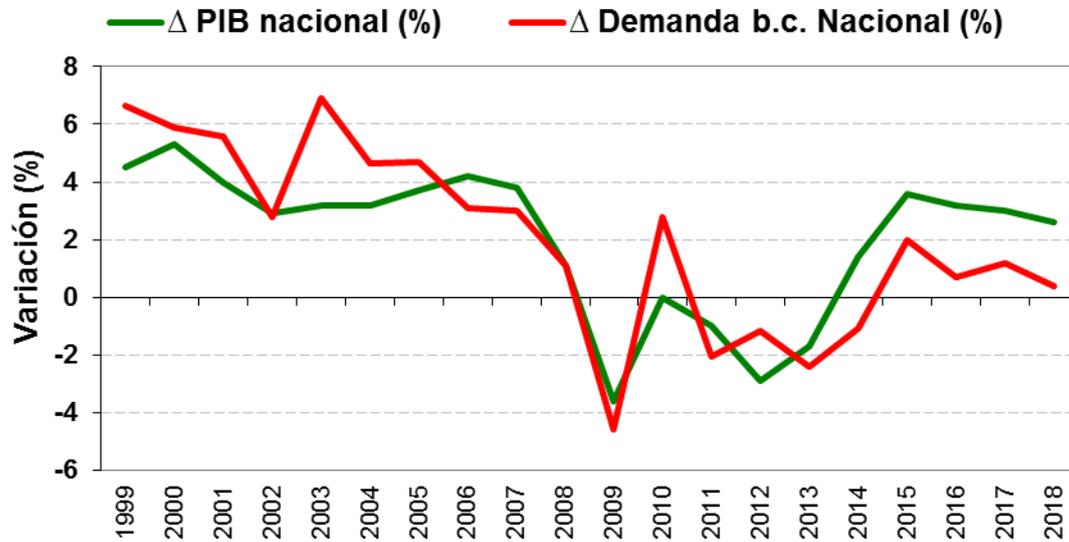
2.1 Evolución de la demanda eléctrica

Gráfico 1. Evolución de la demanda Peninsular en barras de central.



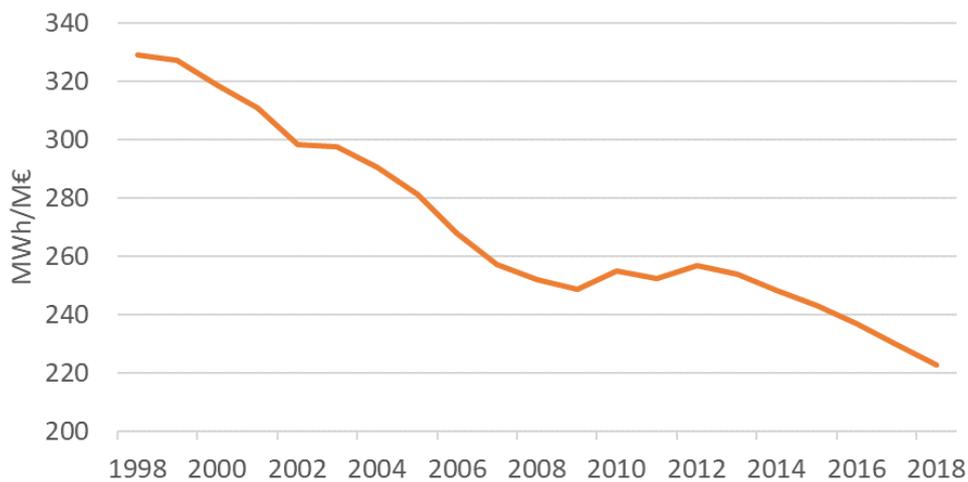
Fuente: REE

Gráfico 2. Evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años.



Fuente: INE y REE

Gráfico 3. Evolución de la intensidad energética en España



Fuente: INE, REE, CNMC

2.2 Evolución de la potencia instalada

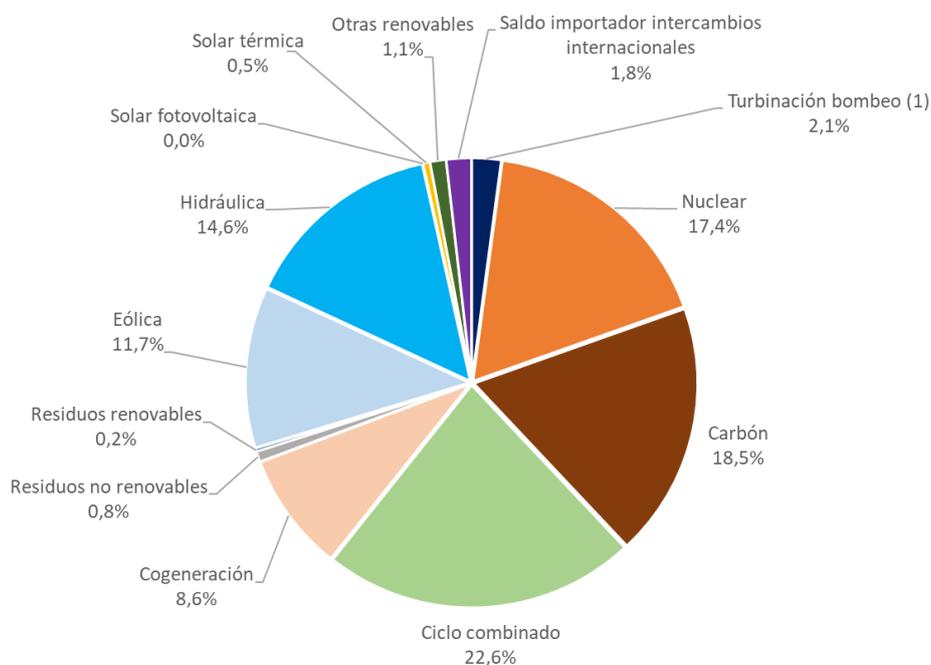
Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2018 y Balance de energía 2018

Tecnología	Potencia instalada (MW)		Energía producida (GWh)	
Hidráulica	20.376	20,66%	36.121	14,63%
Nuclear	7.117	7,21%	53.198	21,55%
Carbón	9.562	9,69%	34.882	14,13%
Fuel + Gas	-	0,00%	-	0,00%
Ciclo combinado	24.562	24,90%	26.403	10,69%
Eólica	23.091	23,41%	48.946	19,82%
Solar fotovoltaica	4.466	4,53%	7.374	2,99%
Solar térmica	2.304	2,34%	4.424	1,79%
Otras renovables	859	0,87%	3.547	1,44%
Cogeneración	5.730	5,81%	28.981	11,74%
Residuos	575	0,58%	3.027	1,23%
Total	98.642	100%	246.901	100%

Fuente: REE, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos

Nota: Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

Gráfico 4. Cobertura de la demanda de potencia máxima horaria del año 2018 (H21 del 8 de febrero)

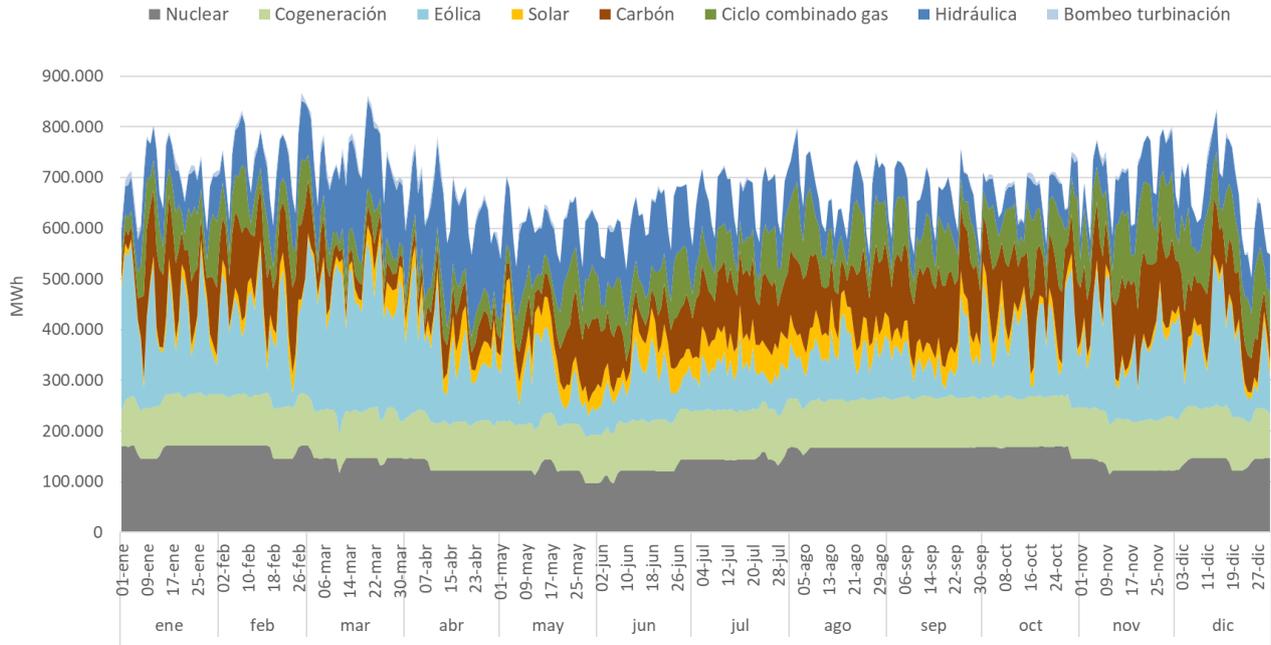


Nota (1): Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

Fuente: REE

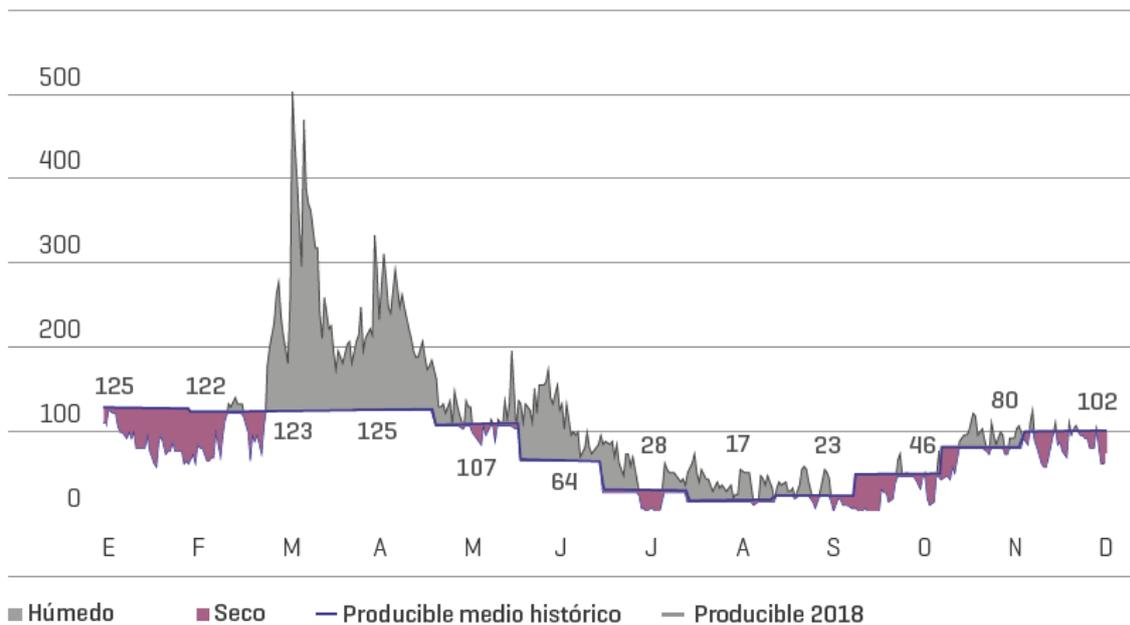
2.3 Evolución de la producción eléctrica

Gráfico 5. Producción por tecnología durante 2018 considerando todos los segmentos del mercado de producción



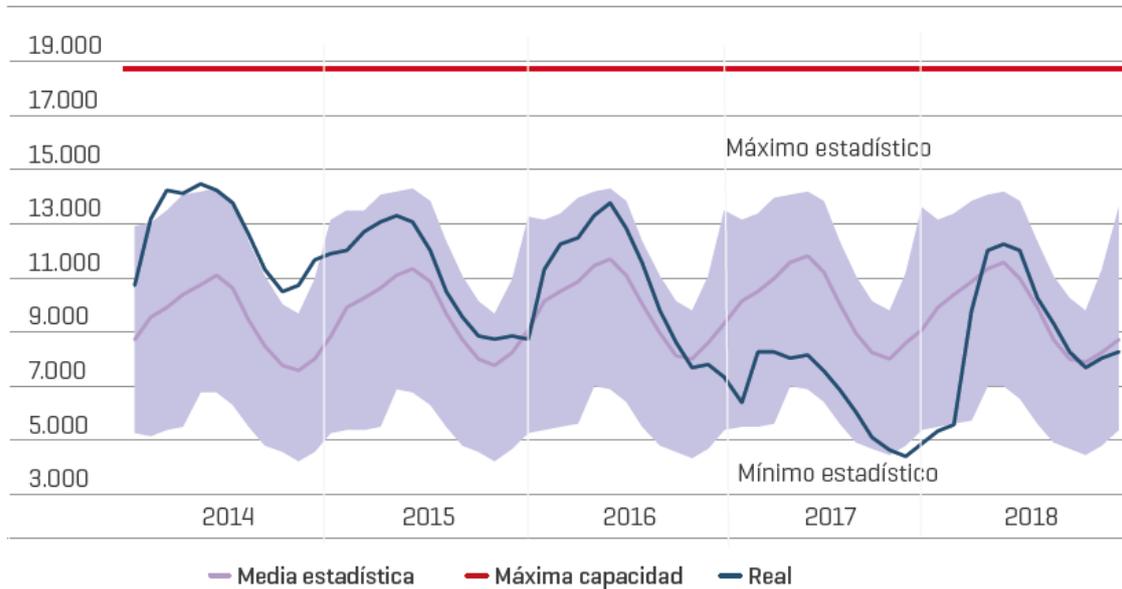
Fuente: CNMC

Gráfico 6. Energía producible hidráulica diaria durante 2018 y media histórica. GWh



Fuente: REE

Gráfico 7. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español

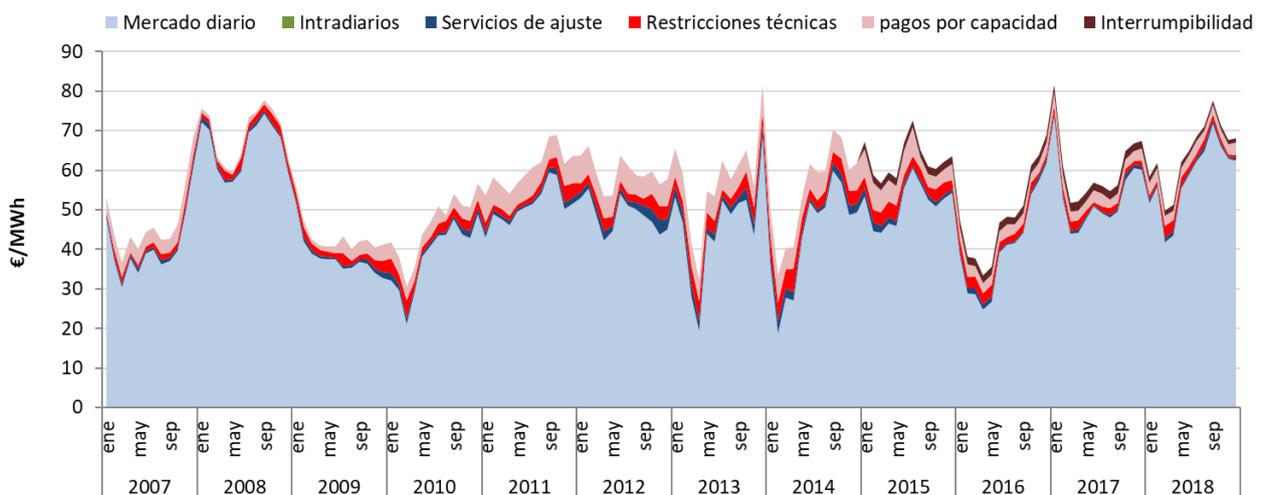


Máximo y mínimo estadístico: media de los valores máximos y mínimos de los últimos 20 años.

Fuente: REE

2.4 Evolución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste

Gráfico 8. Componentes del precio final medio de generación de electricidad que soporta la Demanda peninsular



Fuente: CNMC

Cuadro 2. Componentes del precio final medio de generación de electricidad soportado por la demanda peninsular. Precios en barras de central. €/MWh

Años	Mercado diario	Intradiarios	Mercados de balance	Restricción es técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	47,26
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	69,57
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	43,33
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	45,68
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	60,22
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	59,52
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	57,80
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	55,05
2015	51,67	0,00	1,29	2,98	5,02	1,89	62,85
2016	40,62	0,00	0,92	2,19	2,76	1,95	48,44
2017	53,41	0,00	0,83	1,55	2,71	2,05	60,55
2018	58,12	-0,02	0,80	1,53	2,72	1,23	64,38

Fuente: CNMC

Nota: El precio del mercado diario corresponde al precio medio ponderado con el perfil de compras de la demanda peninsular en el PDBF.

Cuadro 3. Importe soportado por la demanda peninsular por cada uno de los componentes del precio final medio de generación de electricidad. Millones de euros

Años	Mercado diario	Intradiarios	Mercados de balance	Restricción es técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	10.527	0,64	240	344	999	0,00	12.111
2008	17.428	0,02	250	439	282	0,00	18.399
2009	9.568	-4,68	212	465	624	0,00	10.864
2010	9.989	-5,84	314	662	906	0,00	11.865
2011	12.898	-14,96	284	529	1.543	0,00	15.239
2012	12.149	-10,57	508	642	1.516	0,00	14.804
2013	11.125	-13,98	553	791	1.454	0,00	13.909
2014	10.387	-8,56	462	898	1.417	0,00	13.155
2015	12.776	-0,47	320	736	1.241	468	15.541
2016	10.133	-1,07	228	546	687	482	12.075
2017	13.460	0,04	207	389	691	520	15.267
2018	14.712	-5,38	202	388	689	312	16.298

Fuente: CNMC

Nota: Los importes corresponden a las cantidades abonadas por la demanda peninsular. Se han calculado multiplicando los precios del Cuadro 2 por la demanda peninsular.

Cuadro 4. Importes de los pagos por capacidad por concepto (incentivo a la inversión y disponibilidad) por tecnología de generación. Millones de euros

	Ciclo Combinado		Bombeo		Carbón		Fuel-Gas	Hidráulica		TOTAL
	Inc. inversión	Disp.	Inc. inversión	Disp.	Inc. inversión	Disp.	Disp.	Inc. inversión	Disp.	
2008	381,31				16,62			3,20		401,13
2009	427,97				30,64			1,58		460,19
2010	429,38				38,32			1,40		469,10
2011	486,06	5,46		0,13	55,27	2,43	0,17	1,42	0,75	551,69
2012	559,11	111,69		2,68	51,80	46,93	3,47	1,64	15,28	792,60
2013	400,90	116,92		2,45	55,50	48,04	2,28	2,96	15,50	644,55
2014	205,87	112,75		2,80	55,51	46,48	0,94	1,85	15,27	441,47
2015	199,96	108,90	0,34	2,91	55,38	42,66		1,85	15,23	427,23
2016	186,22	105,93	8,78	3,50	52,44	41,61		1,85	15,57	415,90
2017	162,83	109,46	8,78	4,14	49,52	38,99		1,85	15,62	391,19
2018	148,67	57,42	8,78		38,44	20,58		1,85		275,74

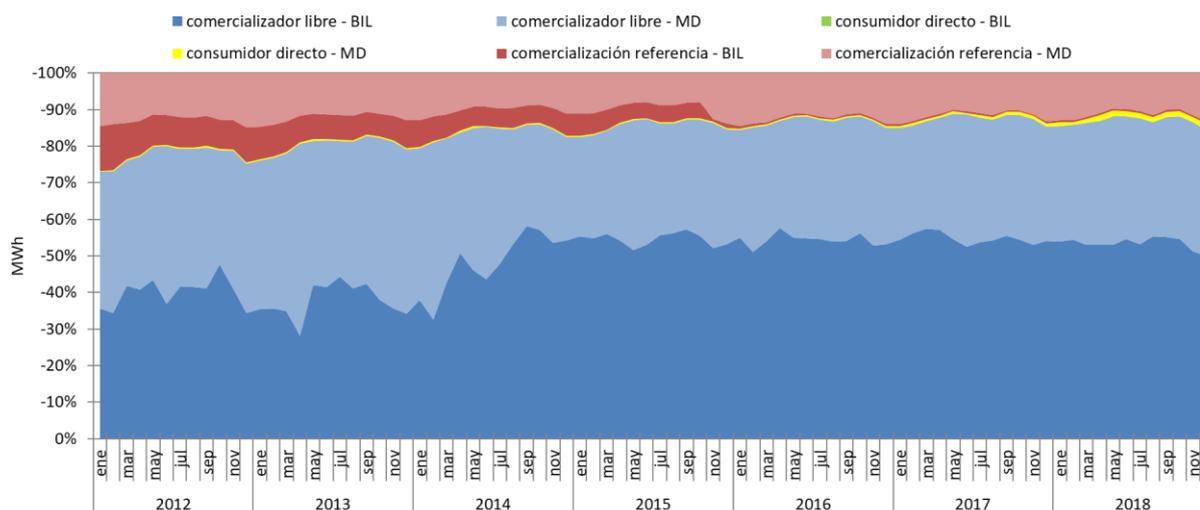
Fuente: CNMC

Nota: A partir de enero de 2018 la tecnología hidráulica y el bombeo no perciben pago por disponibilidad y a partir de julio de 2018, dejan de percibirlo el resto de tecnologías.

2.5 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

2.5.1 Evolución del despacho en el PDBF

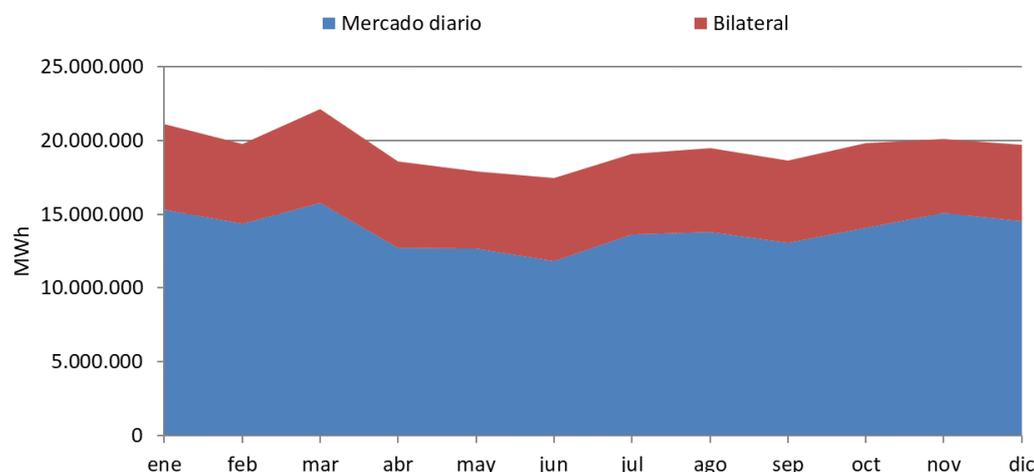
Gráfico 9. Evolución anual de las compras en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) de los comercializadores de referencia (COR), del resto de los comercializadores y de los consumidores directos



Fuente: CNMC

Nota: Durante noviembre y diciembre de 2015 se produce una reducción en las compras realizadas a través de bilaterales por parte de una de las COR y se mantiene durante 2016.

Gráfico 10. Energía procedente de tecnologías de generación negociada en Programa Diario Base de Funcionamiento PDBF (mercado diario + bilateral) durante el año 2018



Fuente: CNMC

2.5.2 Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales

Cuadro 5. Participación de cada tecnología en el Programa Base de Funcionamiento Diario (PDBF)

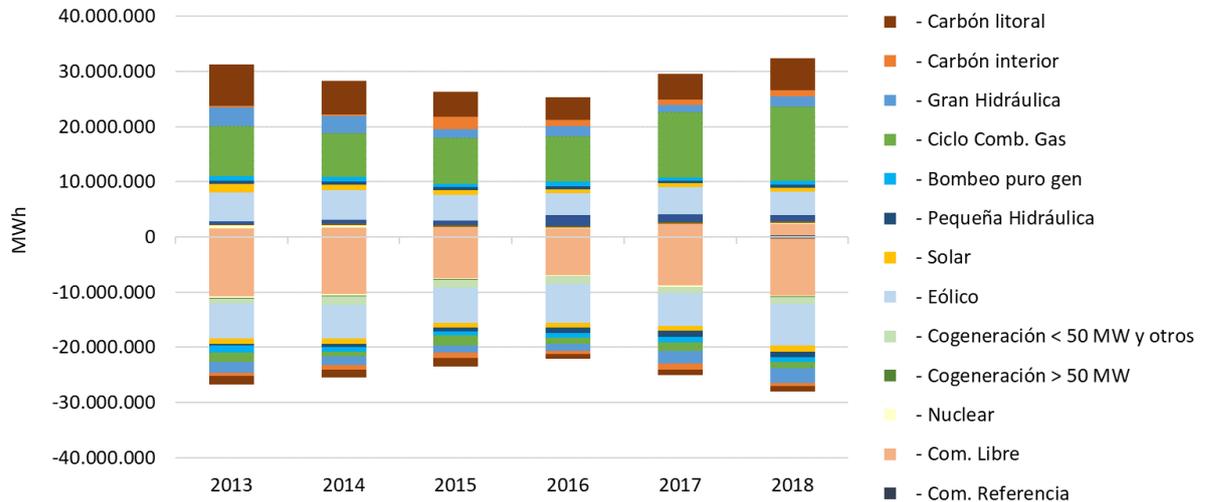
Años	Meses	Nuclear	Cogeneración <50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
Total 2010		23%	12%	1%	19%	3%	2%	15%	2%	41%	6%	2%	15%	100%
Total 2011		22%	14%	2%	20%	2%	3%	12%	2%	40%	8%	3%	11%	100%
Total 2012		24%	14%	2%	22%	2%	4%	8%	2%	38%	10%	3%	9%	100%
Total 2013		22%	14%	2%	24%	3%	5%	12%	2%	45%	8%	3%	5%	100%
2014	ene	22%	14%	2%	32%	3%	2%	17%	2%	56%	4%	2%	1%	100%
	feb	24%	11%	1%	30%	3%	3%	25%	2%	62%	1%	0%	1%	100%
	mar	26%	10%	1%	25%	4%	6%	23%	2%	59%	1%	0%	1%	100%
	abr	27%	10%	2%	21%	4%	7%	24%	2%	58%	1%	0%	1%	100%
	may	23%	12%	2%	22%	3%	8%	13%	2%	49%	9%	4%	2%	100%
	jun	18%	12%	2%	17%	3%	8%	10%	1%	39%	15%	10%	3%	100%
	jul	21%	12%	2%	18%	2%	9%	9%	1%	39%	14%	9%	4%	100%
	ago	23%	12%	2%	16%	2%	9%	8%	1%	36%	13%	9%	5%	100%
	sep	24%	12%	2%	11%	2%	6%	7%	1%	27%	15%	13%	7%	100%
	oct	26%	12%	2%	18%	2%	5%	7%	2%	34%	12%	9%	5%	100%
	nov	23%	12%	2%	28%	3%	3%	10%	2%	45%	8%	5%	5%	100%
	dic	23%	11%	2%	24%	3%	3%	12%	1%	43%	9%	6%	5%	100%
Total 2014		23%	12%	2%	22%	3%	6%	14%	1%	46%	9%	6%	3%	100%
2015	ene	24%	11%	2%	23%	2%	3%	9%	1%	39%	13%	6%	5%	100%
	feb	23%	11%	2%	30%	3%	3%	14%	1%	51%	7%	3%	4%	100%
	mar	25%	12%	2%	24%	3%	6%	15%	2%	50%	6%	1%	5%	100%
	abr	25%	12%	2%	22%	3%	6%	11%	1%	44%	9%	4%	5%	100%

Años	Meses	Nuclear	Cogeneración de ≤50MW y otros	Cogen >50 MW	Renovables					Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
					Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.					
	may	18%	12%	2%	26%	3%	8%	12%	1%	51%	8%	4%	5%	100%
	jun	19%	12%	2%	16%	2%	8%	9%	0%	36%	16%	10%	5%	100%
	jul	21%	11%	2%	13%	2%	8%	7%	0%	30%	16%	11%	10%	100%
	ago	24%	11%	2%	15%	2%	7%	6%	1%	31%	15%	9%	7%	100%
	sep	25%	12%	2%	17%	2%	6%	7%	1%	32%	15%	7%	7%	100%
	oct	22%	13%	2%	22%	2%	4%	7%	1%	36%	15%	5%	6%	100%
	nov	21%	13%	2%	21%	2%	4%	8%	1%	36%	15%	7%	6%	100%
	dic	25%	12%	2%	19%	2%	3%	6%	1%	31%	15%	8%	7%	100%
Total 2015		23%	12%	2%	21%	2%	6%	9%	1%	39%	12%	6%	6%	100%
2016	ene	22%	12%	2%	29%	3%	2%	14%	2%	49%	7%	2%	6%	100%
	feb	20%	12%	2%	33%	3%	3%	18%	2%	59%	4%	1%	3%	100%
	mar	25%	11%	2%	28%	4%	5%	18%	2%	57%	4%	0%	2%	100%
	abr	25%	11%	2%	25%	4%	5%	23%	3%	60%	0%	0%	2%	100%
	may	21%	13%	2%	23%	4%	7%	24%	3%	62%	1%	0%	2%	100%
	jun	26%	14%	2%	20%	3%	9%	14%	2%	48%	7%	1%	3%	100%
	jul	25%	13%	2%	18%	3%	8%	10%	1%	40%	11%	4%	5%	100%
	ago	26%	13%	2%	20%	2%	9%	10%	1%	41%	10%	5%	4%	100%
	sep	26%	13%	2%	16%	2%	7%	8%	1%	34%	12%	9%	4%	100%
	oct	26%	13%	2%	14%	2%	4%	8%	1%	29%	10%	11%	9%	100%
	nov	19%	13%	2%	21%	2%	3%	6%	1%	34%	12%	10%	10%	100%
	dic	22%	13%	2%	15%	2%	2%	8%	2%	29%	14%	11%	10%	100%
Total 2016		24%	12%	2%	22%	3%	5%	13%	2%	45%	8%	4%	5%	100%
2017	ene	23%	11%	2%	21%	1%	2%	8%	1%	34%	14%	10%	7%	100%
	feb	25%	13%	2%	27%	3%	3%	8%	2%	42%	10%	7%	2%	100%
	mar	28%	14%	2%	27%	3%	5%	12%	2%	50%	3%	2%	2%	100%
	abr	29%	14%	2%	26%	3%	8%	9%	3%	49%	5%	2%	1%	100%
	may	23%	14%	2%	21%	3%	8%	9%	2%	43%	11%	5%	2%	100%
	jun	21%	13%	2%	17%	2%	8%	7%	1%	35%	13%	7%	9%	100%
	jul	21%	13%	2%	17%	2%	9%	5%	1%	34%	13%	5%	12%	100%
	ago	26%	13%	2%	18%	2%	8%	6%	1%	35%	8%	4%	11%	100%
	sep	26%	14%	2%	18%	2%	8%	6%	2%	35%	9%	4%	10%	100%
	oct	23%	14%	2%	19%	1%	6%	6%	1%	33%	12%	7%	9%	100%
	nov	18%	13%	2%	21%	1%	4%	5%	2%	32%	13%	9%	14%	100%
	dic	23%	12%	2%	27%	2%	2%	6%	1%	37%	11%	7%	9%	100%
Total 2017		24%	13%	2%	21%	2%	6%	7%	2%	38%	10%	6%	7%	100%
2018	ene	24%	13%	2%	28%	3%	3%	8%	2%	44%	7%	4%	6%	100%
	feb	23%	13%	2%	26%	3%	3%	9%	1%	43%	10%	5%	4%	100%
	mar	20%	12%	2%	38%	4%	4%	17%	2%	64%	1%	0%	1%	100%
	abr	21%	14%	2%	27%	5%	6%	22%	2%	62%	1%	0%	1%	100%
	may	21%	15%	2%	20%	4%	7%	17%	2%	51%	7%	1%	3%	100%
	jun	21%	15%	2%	18%	4%	8%	17%	2%	50%	7%	2%	3%	100%
	jul	24%	15%	2%	16%	3%	10%	14%	1%	44%	9%	5%	2%	100%
	ago	26%	14%	2%	19%	3%	8%	11%	1%	43%	10%	4%	1%	100%
	sep	27%	14%	2%	15%	2%	6%	11%	1%	36%	15%	5%	0%	100%
	oct	26%	14%	2%	24%	2%	4%	8%	1%	40%	10%	4%	4%	100%
	nov	19%	14%	2%	26%	3%	3%	9%	1%	41%	12%	5%	7%	100%
	dic	22%	14%	2%	25%	4%	3%	10%	1%	44%	11%	2%	5%	100%
Total 2018		23%	13%	2%	21%	3%	5%	12%	2%	42%	9%	4%	7%	100%

Fuente: CNMC

2.6 Mercados intradiarios

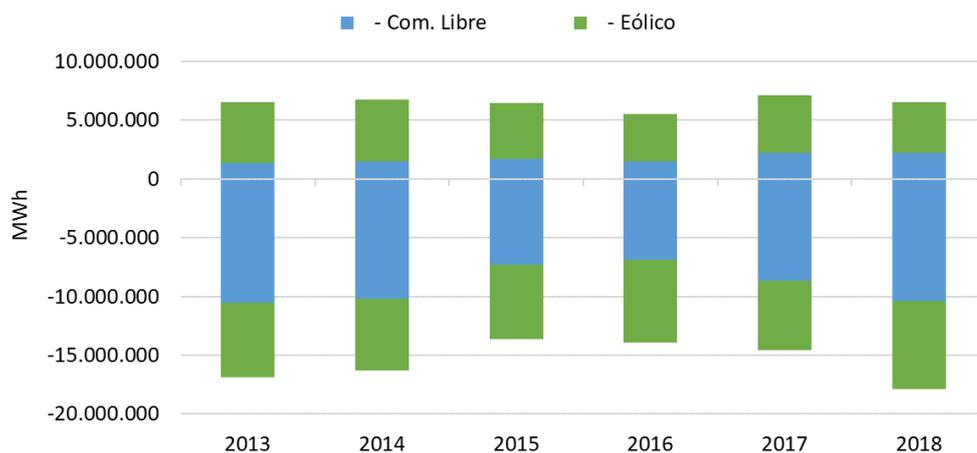
Gráfico 11 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra, para 2018, la suma de la energía negociada en el mercado intradiario de subastas y en el continuo.

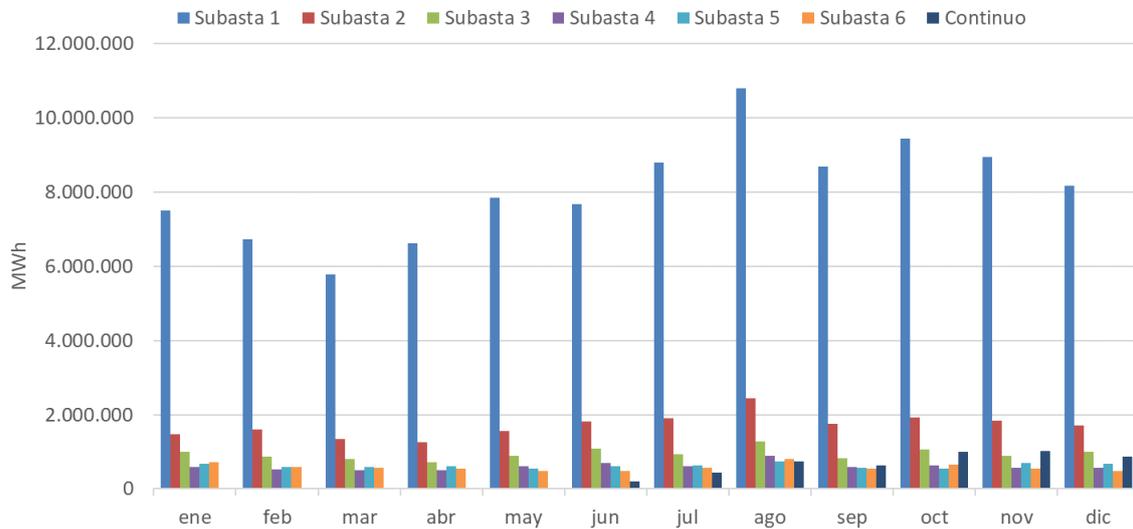
Gráfico 12. Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo) de la energía eólica y de los comercializadores libres



Fuente: CNMC

Nota: Se muestra, para 2018, la suma de la energía negociada en el mercado intradiario de subastas y en el continuo.

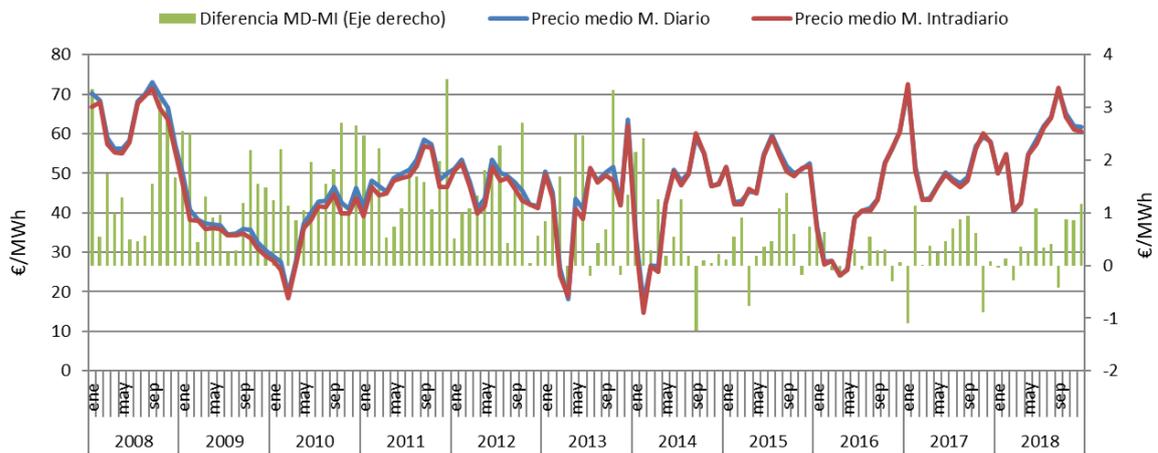
Gráfico 13. Volumen mensual de ventas de energía en las subastas del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo. Año 2018



Fuente: CNMC

2.6.1 Mercado intradiario de subastas

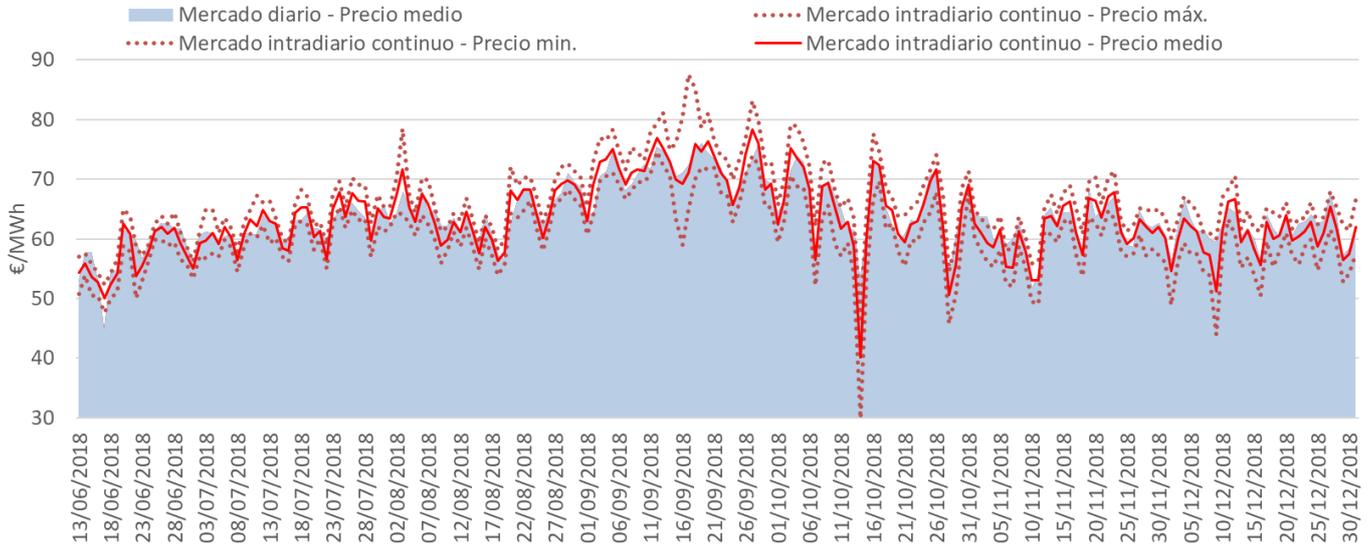
Gráfico 14 - Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario de subastas



Fuente: CNMC

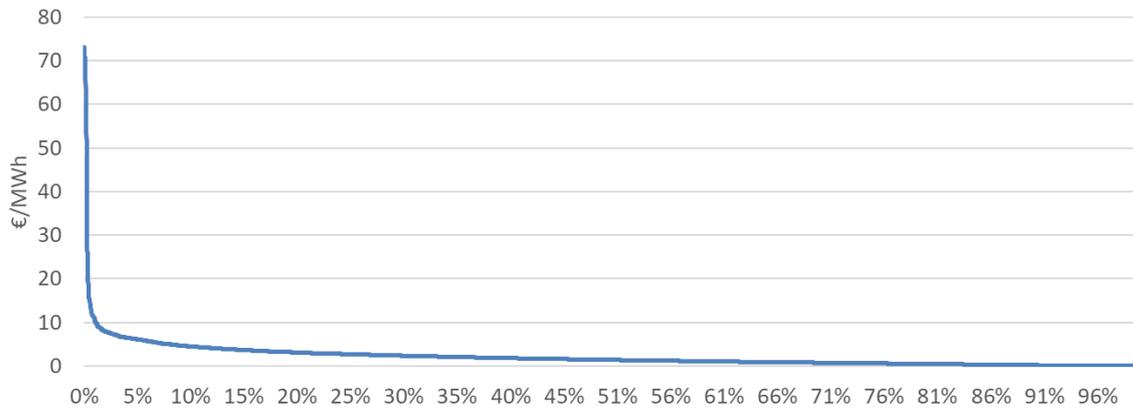
2.6.2 Mercado intradiario continuo

Gráfico 15. Evolución del precio máximo, mínimo y medio diario del mercado intradiario continuo en 2018 frente al del mercado diario



Fuente: CNMC

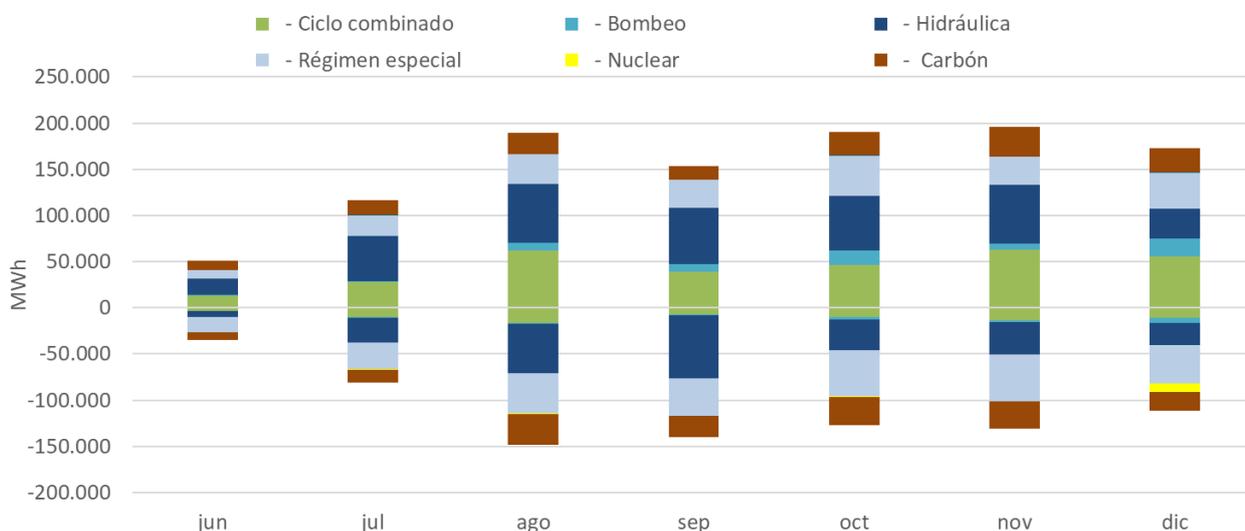
Gráfico 16. Distribución acumulada de las diferencias entre el precio del mercado intradiario de subastas y el precio medio horario del mercado intradiario continuo



Fuente: CNMC

Nota: Se han considerado las diferencias de precio en valor absoluto para eliminar el sentido de la diferencia.

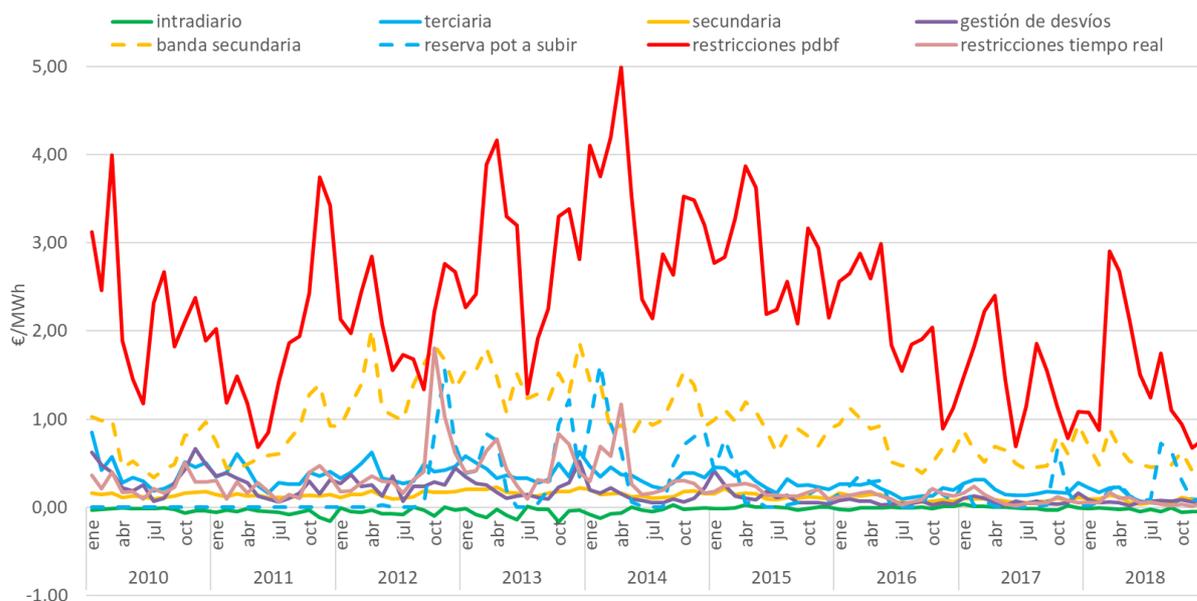
Gráfico 17. Compras y ventas de energía (ventas con signo positivo) en el mercado intradiario continuo por tecnología de generación en 2018



Fuente: CNMC

2.7 Los servicios de ajuste del sistema

Gráfico 18. Sobrecoste que representa cada servicio de ajuste sobre la energía consumida en barras de central



Fuente: CNMC

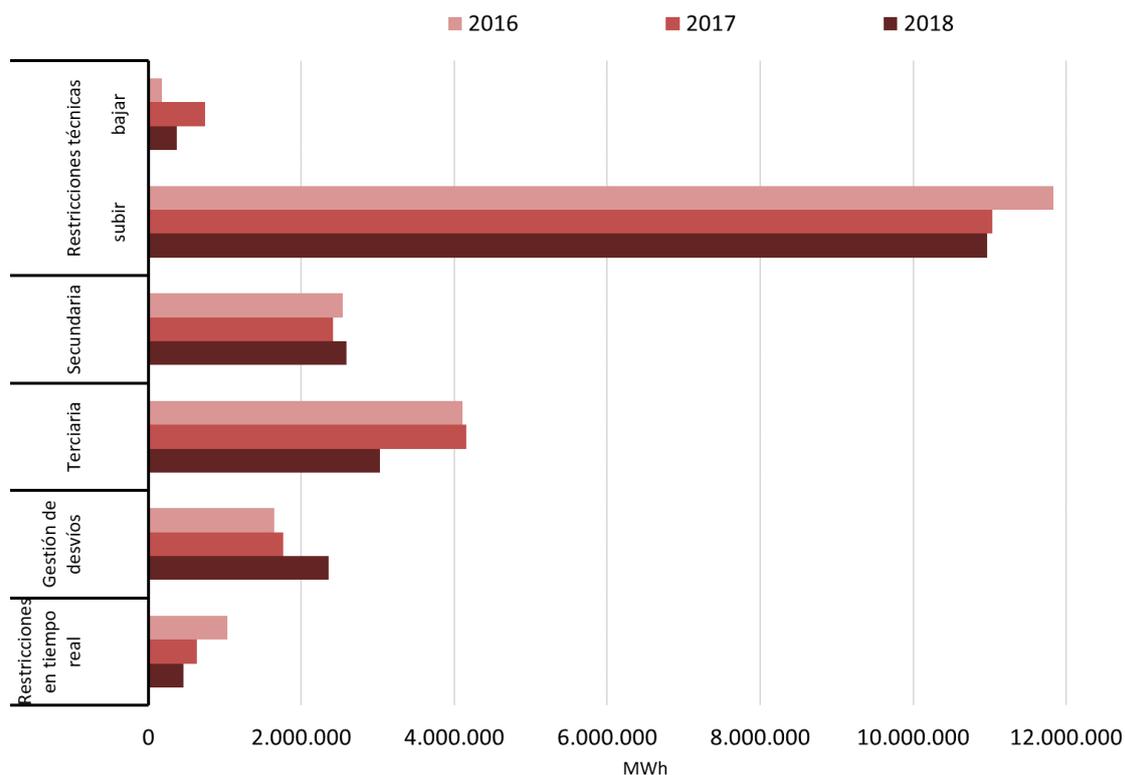
Nota: Cada sobrecoste se calcula como la diferencia entre el coste del servicio y su valoración al precio del mercado diario en cada hora, dividido entre la energía finalmente consumida.

Cuadro 6. Evolución del importe de los sobrecostes de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2018 (en millones de euros)

Años	Restricciones al PDBF	Banda de secundaria	Reserva de potencia a subir	Secundaria	Terciaria	Gestión de desvíos	Restricciones en tiempo real
2010	594	181	-	36	107	92	68
2011	469	192	-	33	88	57	60
2012	522	338	62	36	99	66	119
2013	681	350	107	44	100	54	111
2014	809	269	142	36	83	30	89
2015	691	225	48	32	74	34	45
2016	515	178	38	25	48	14	31
2017	366	160	27	21	53	19	23
2018	371	139	57	21	31	16	17

Fuente: CNMC

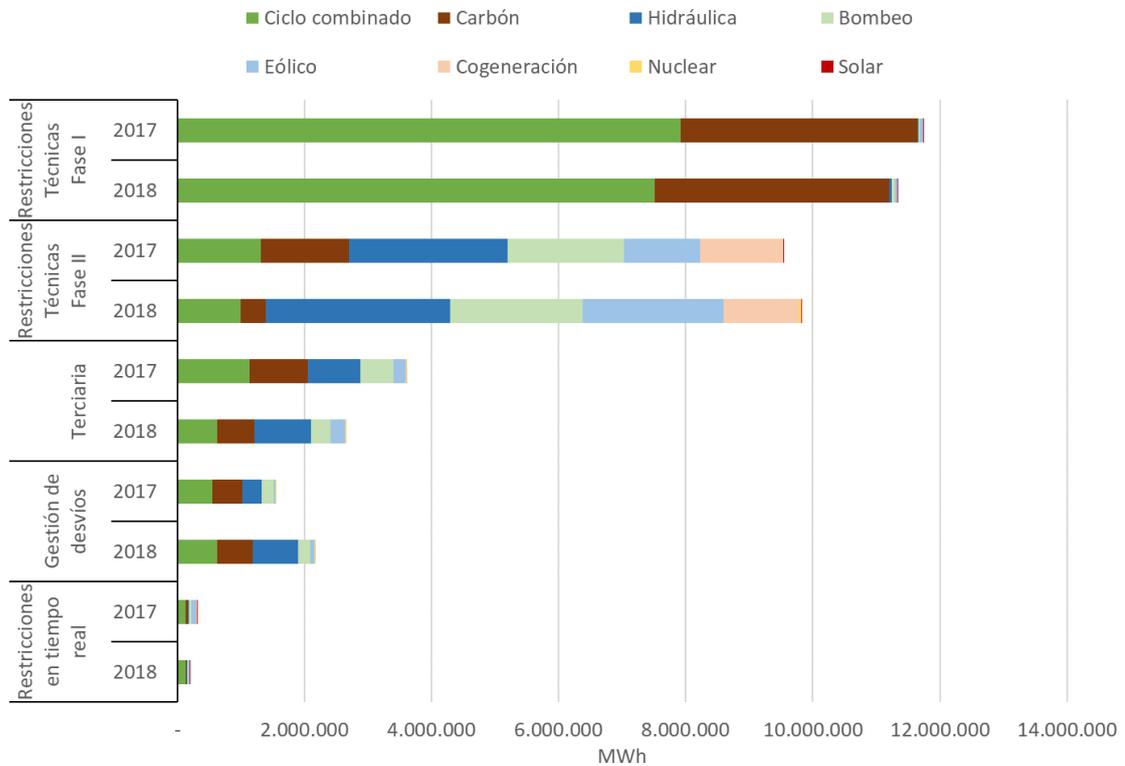
Gráfico 19. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



Fuente: CNMC

Nota: Volumen calculado como la suma de los valores absolutos de la energía a subir y bajar, excepto en el segmento de restricciones técnicas, que se muestra separadamente la energía a subir y a bajar.

Gráfico 20. Energía gestionada en servicios de ajuste por tecnología de generación

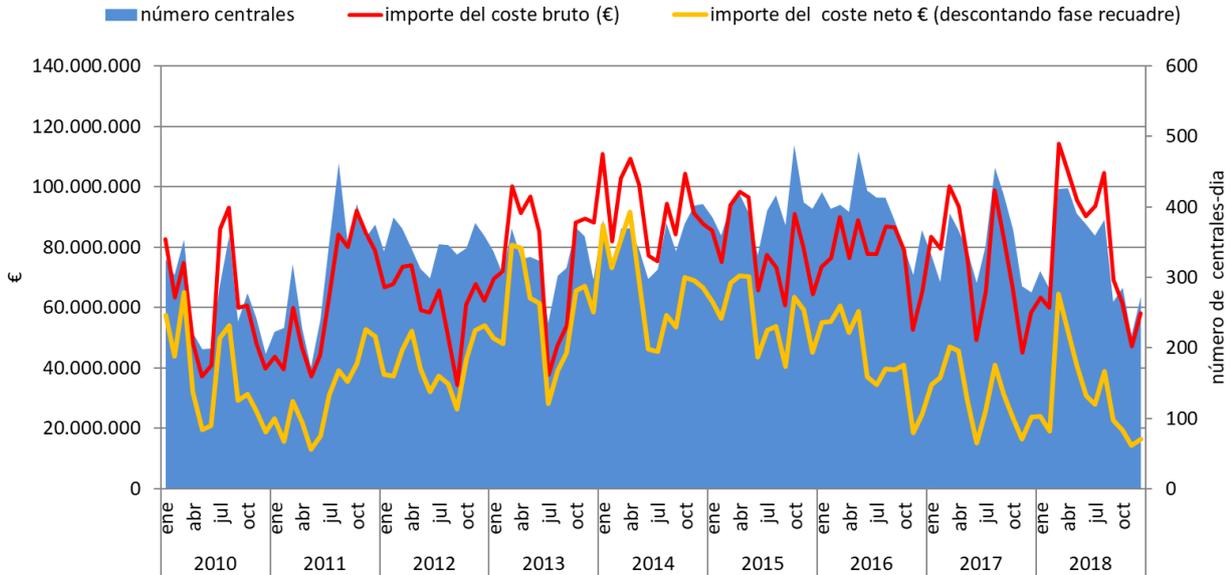


Fuente: CNMC

Nota: Volumen calculado como la suma de los valores absolutos de la energía a subir y bajar.

2.7.1 Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento

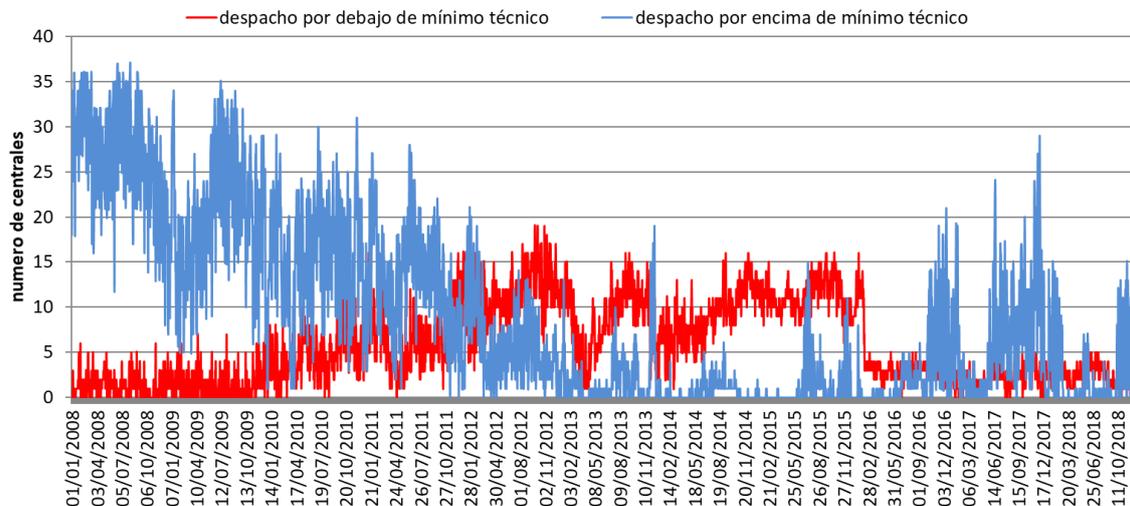
Gráfico 21. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes



Fuente: CNMC

Nota 1: El coste neto se obtiene descontando el ahorro que supone compensar estas energías en la fase de recuadre (fase II de restricciones).

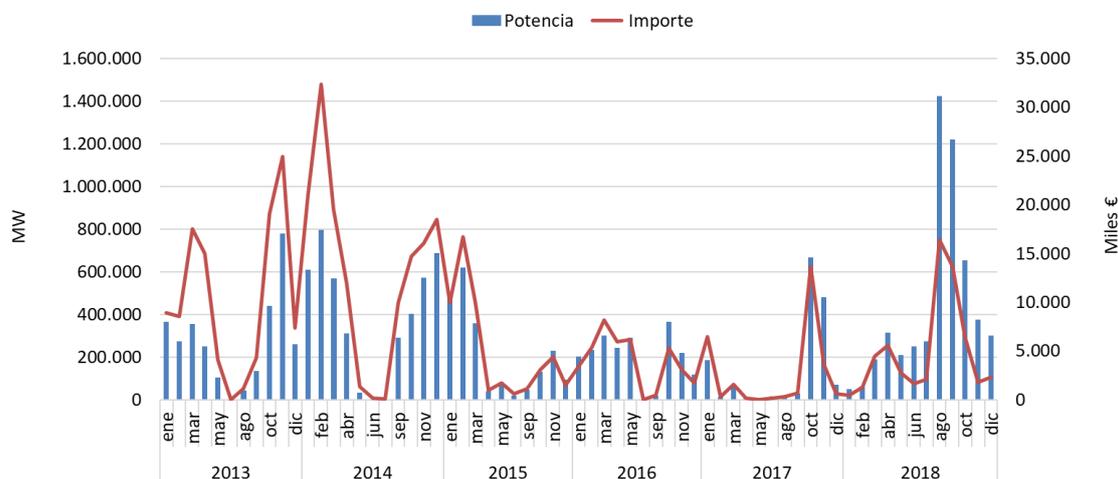
Gráfico 22. Número diario de centrales de ciclo combinado despachadas en el PDBF con programas factibles (por encima de mínimo técnico) y no factibles (por debajo de mínimo técnico)



Fuente: CNMC

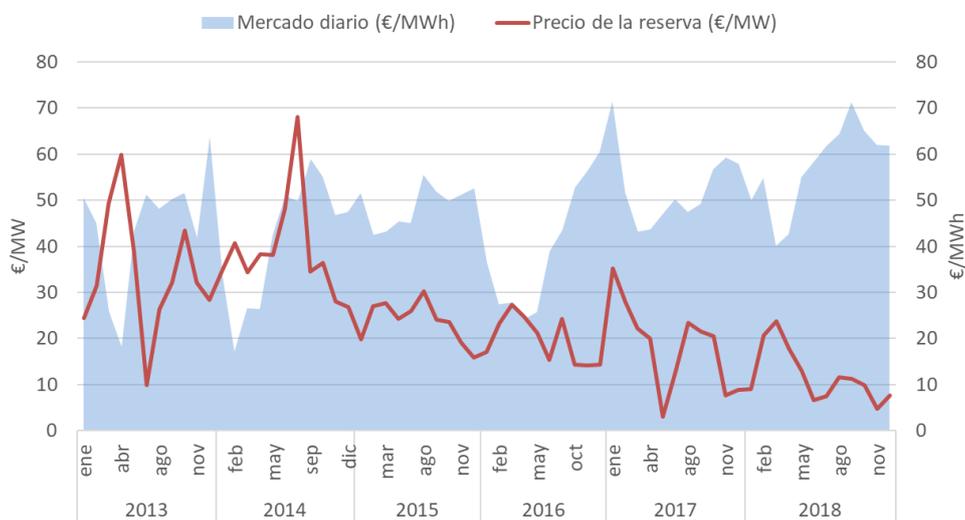
2.7.2 Reserva de potencia a subir

Gráfico 23. Evolución del volumen de reserva a subir (MW) y del importe (miles de €)



Fuente: CNMC

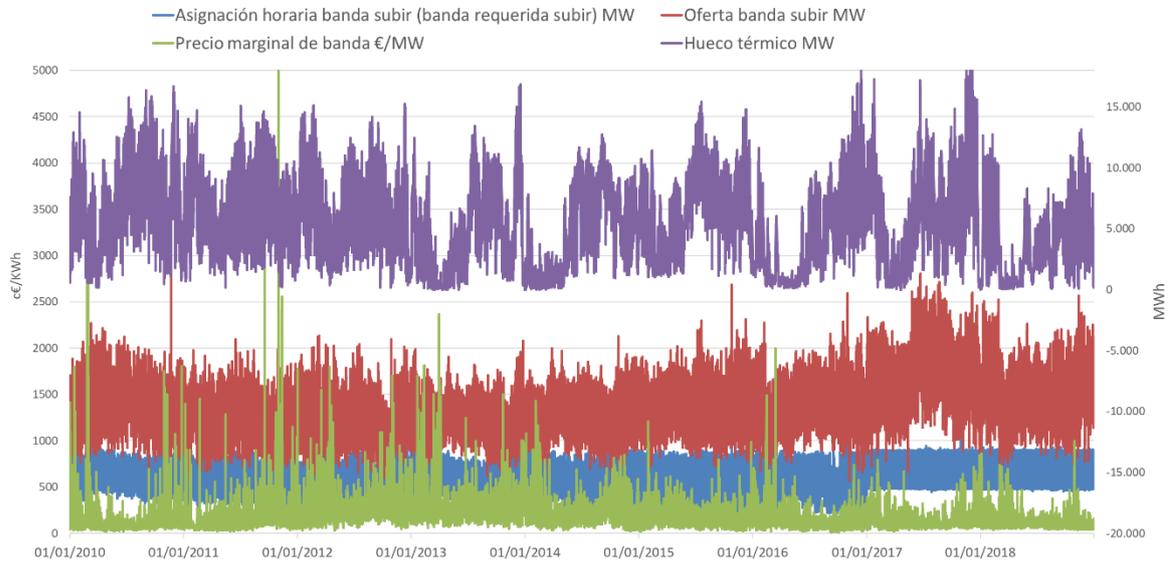
Gráfico 24. Coste unitario de la reserva a subir €/MW



Fuente: CNMC

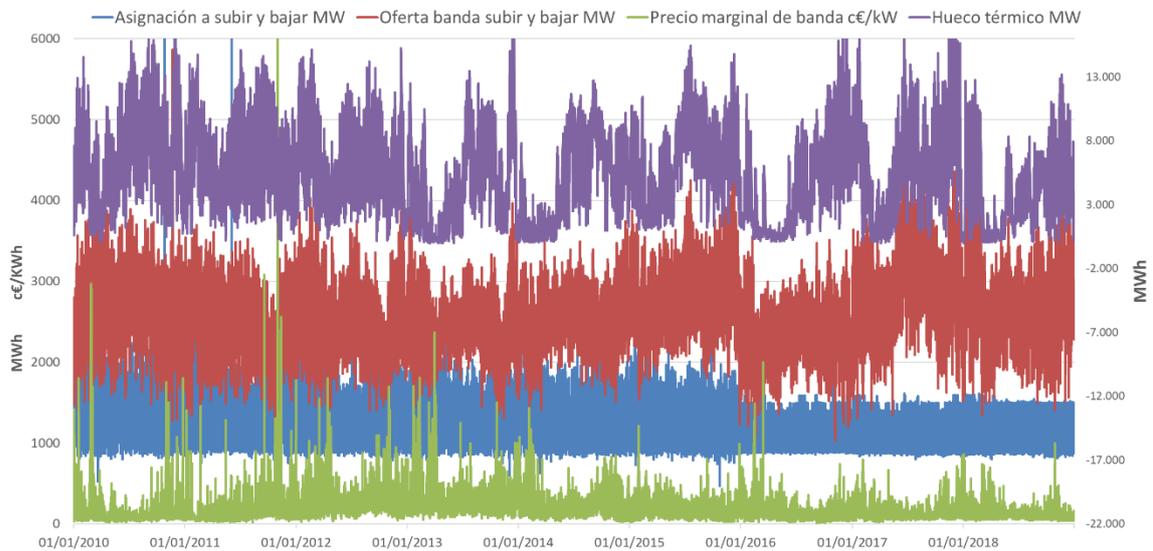
2.7.3 Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

Gráfico 25. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir



Fuente: CNMC

Gráfico 26 . Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria en ambos sentidos, considerando incumplimientos y reserva residual adicional (BS1+BS2)



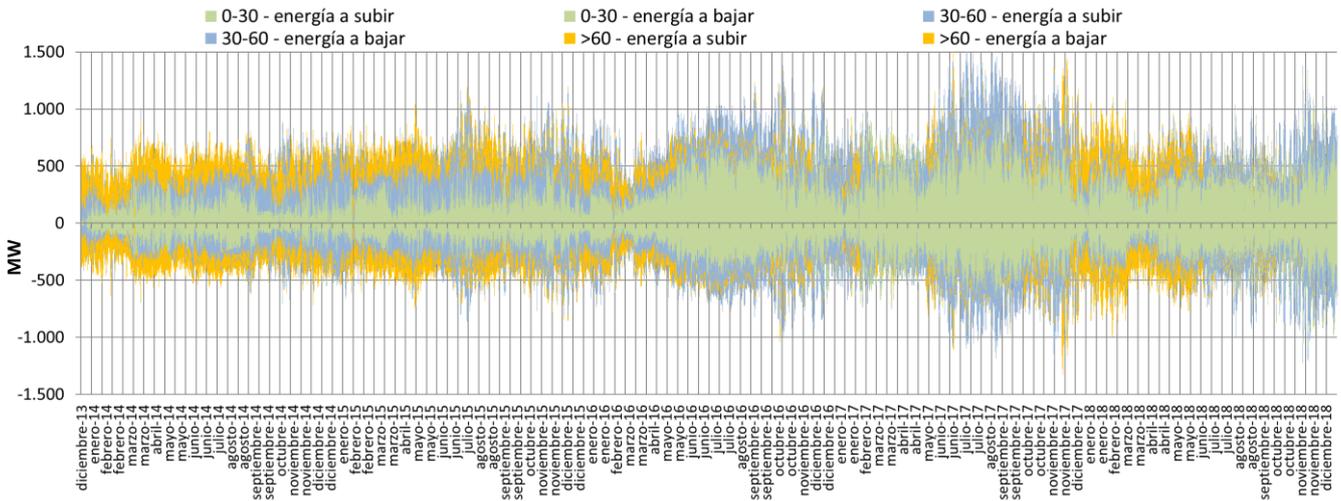
Fuente: CNMC

Gráfico 27 . Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW)



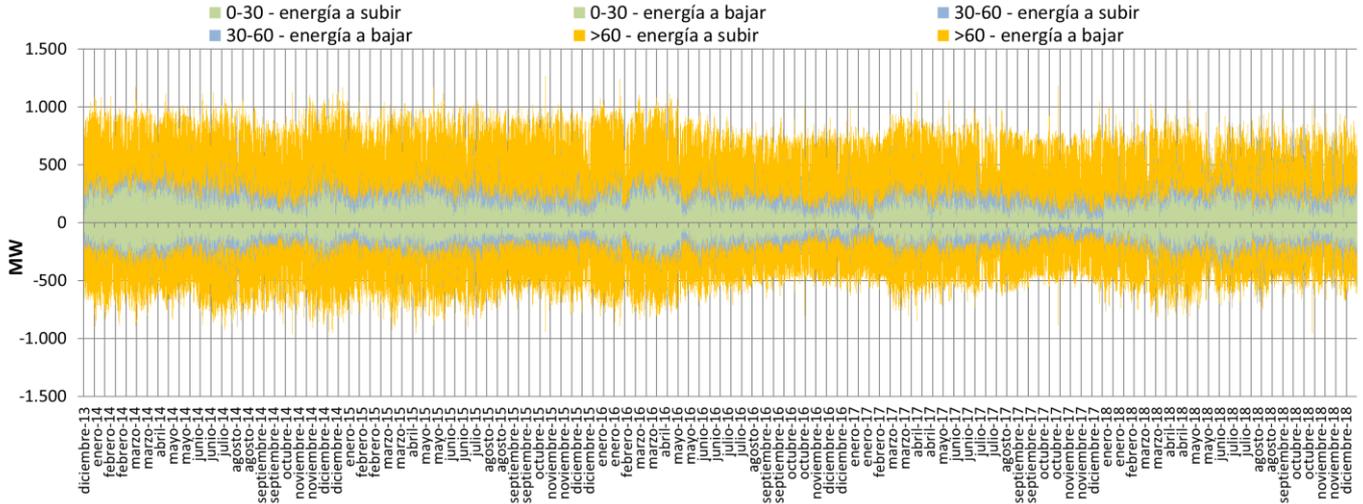
Fuente: CNMC

Gráfico 28. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales térmicas



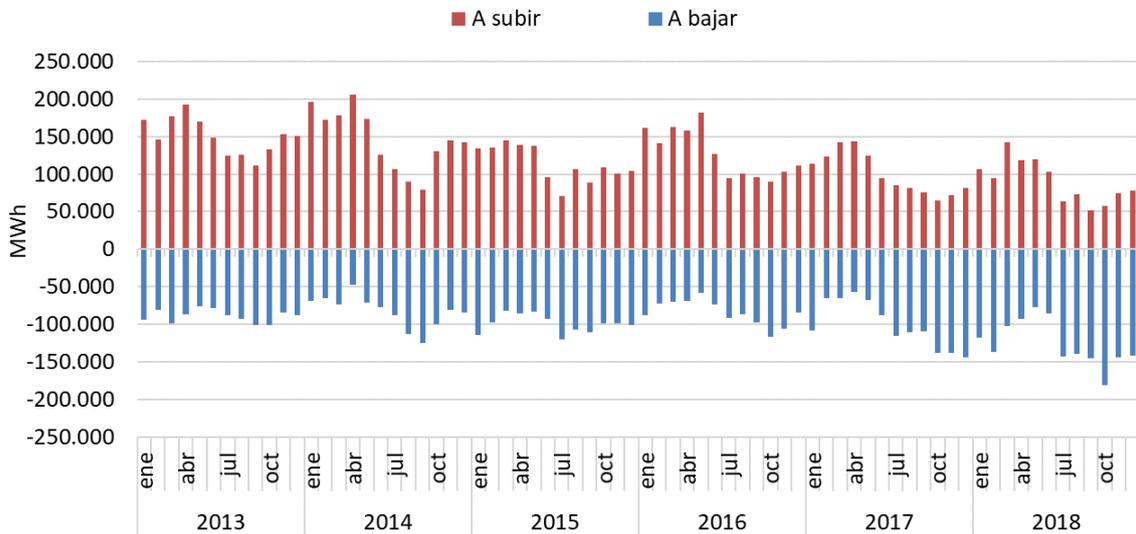
Fuente: CNMC

Gráfico 29. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales hidráulicas



Fuente: CNMC

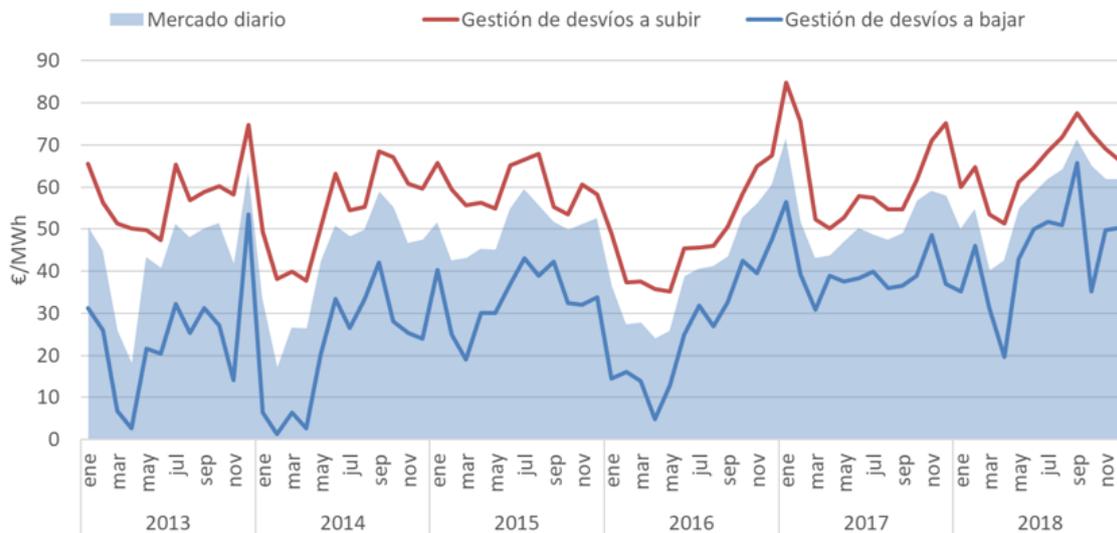
Gráfico 30. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar



Fuente: CNMC

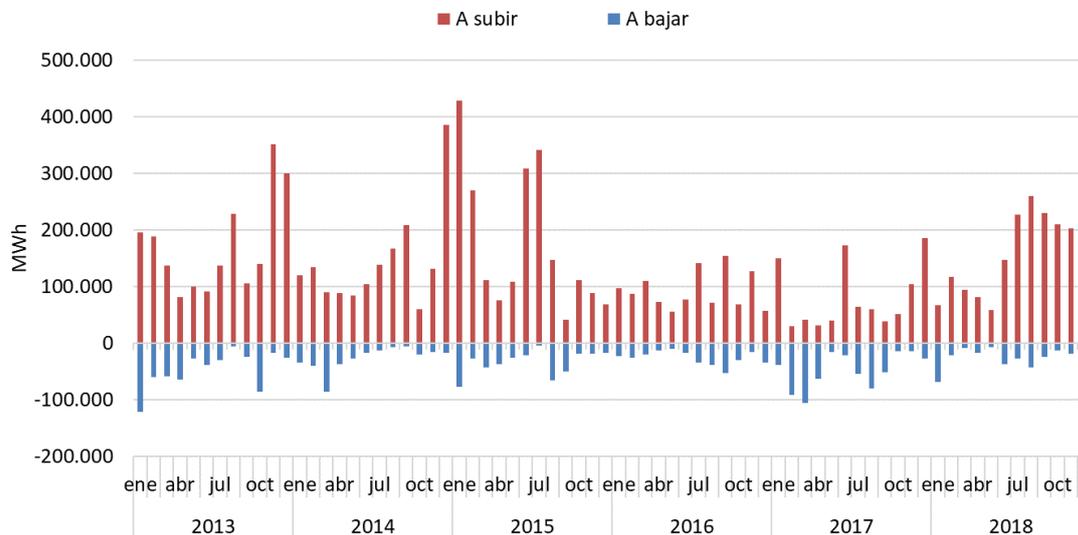
2.7.4 Gestión de desvíos

Gráfico 31. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos



Fuente: CNMC

Gráfico 32. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos⁴

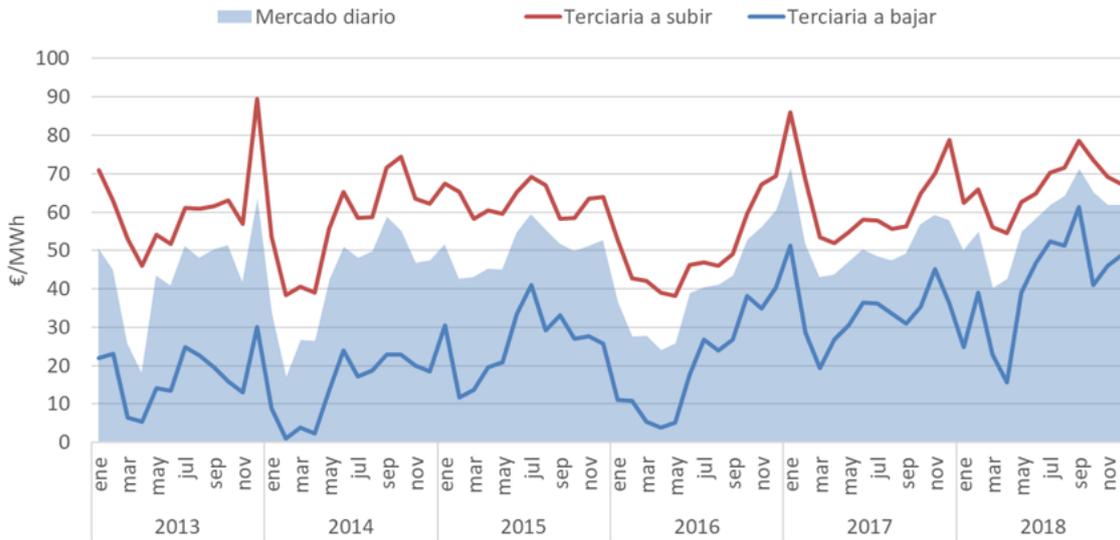


Fuente: CNMC

⁴ A partir del inicio del mercado intradiario continuo (XBID), la energía de gestión de desvíos es asignada horariamente. Para ello, las ofertas son presentadas 55 minutos antes de la hora de suministro y los resultados son comunicados a los agentes antes o durante el minuto 30 de la hora de suministro.

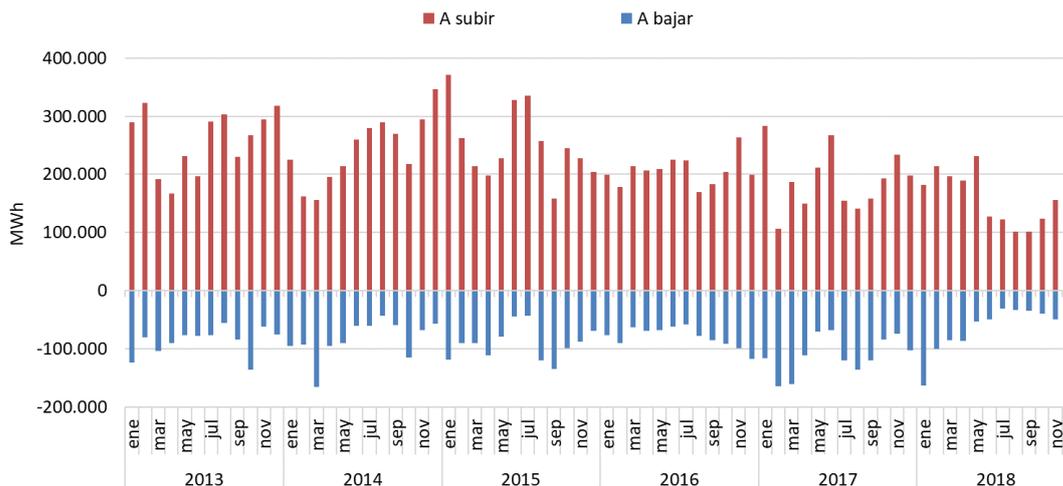
2.7.5 Energía de regulación terciaria

Gráfico 33. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario 2013-2018



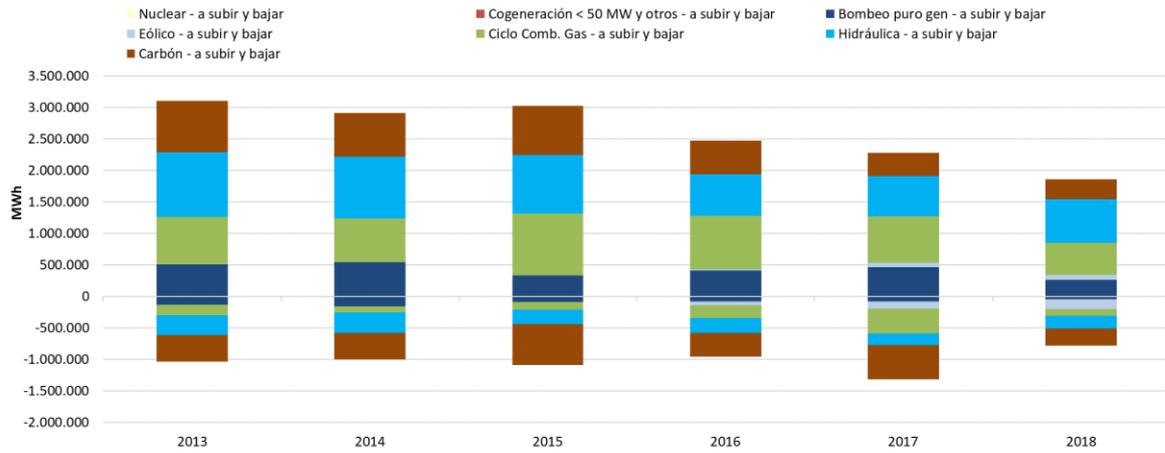
Fuente: CNMC

Gráfico 34. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar



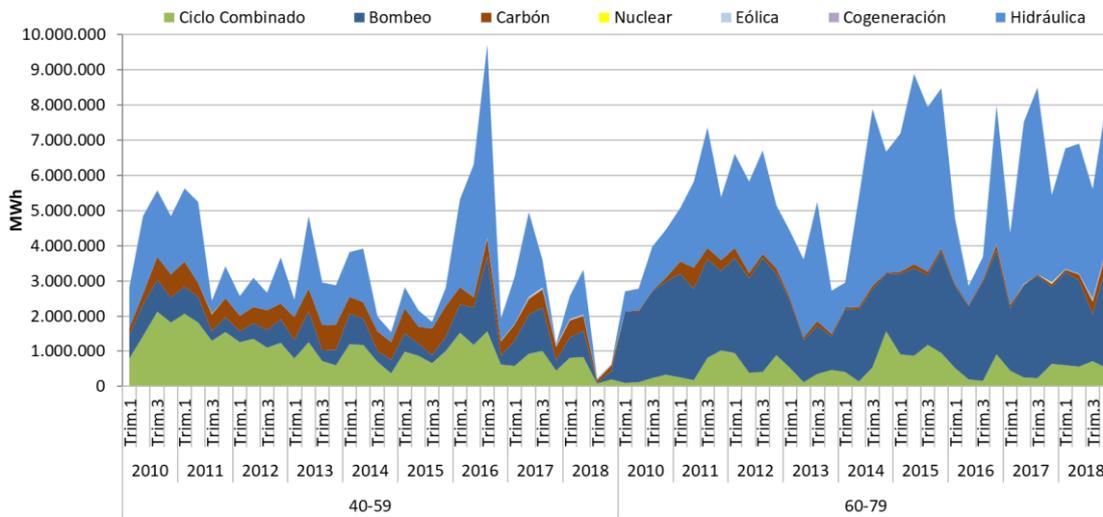
Fuente: CNMC

Gráfico 35. Evolución de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2013-2018



Fuente: CNMC

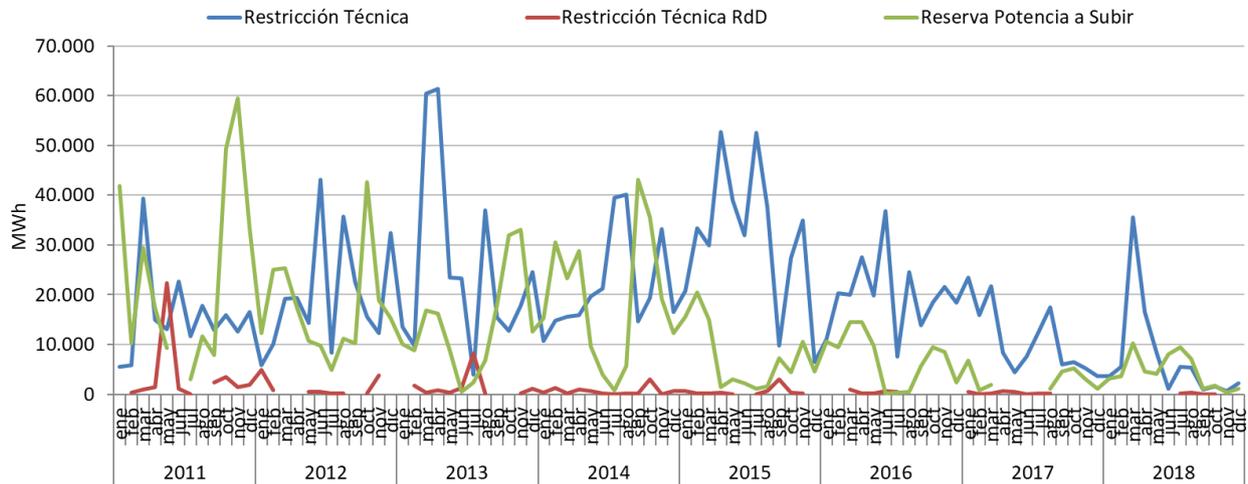
Gráfico 36. Evolución de la energía ofertada trimestral de terciaria a subir 2010-2018 (Diferenciando bandas de precio 40-59 y 60-79 €/MWh)



Fuente: CNMC

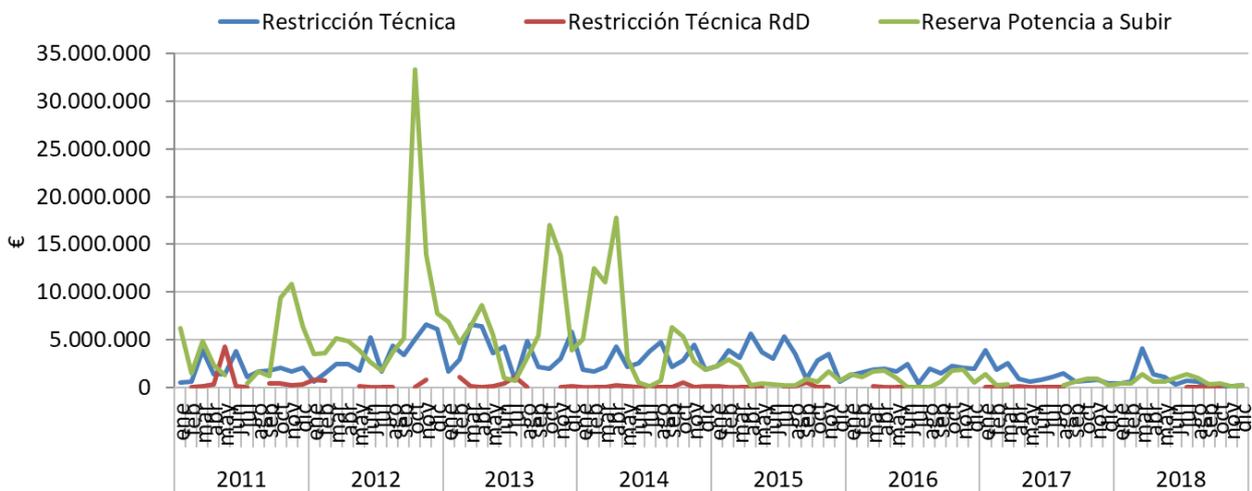
2.7.6 Restricciones técnicas en tiempo real

Gráfico 37. Energía programada en restricciones en tiempo real



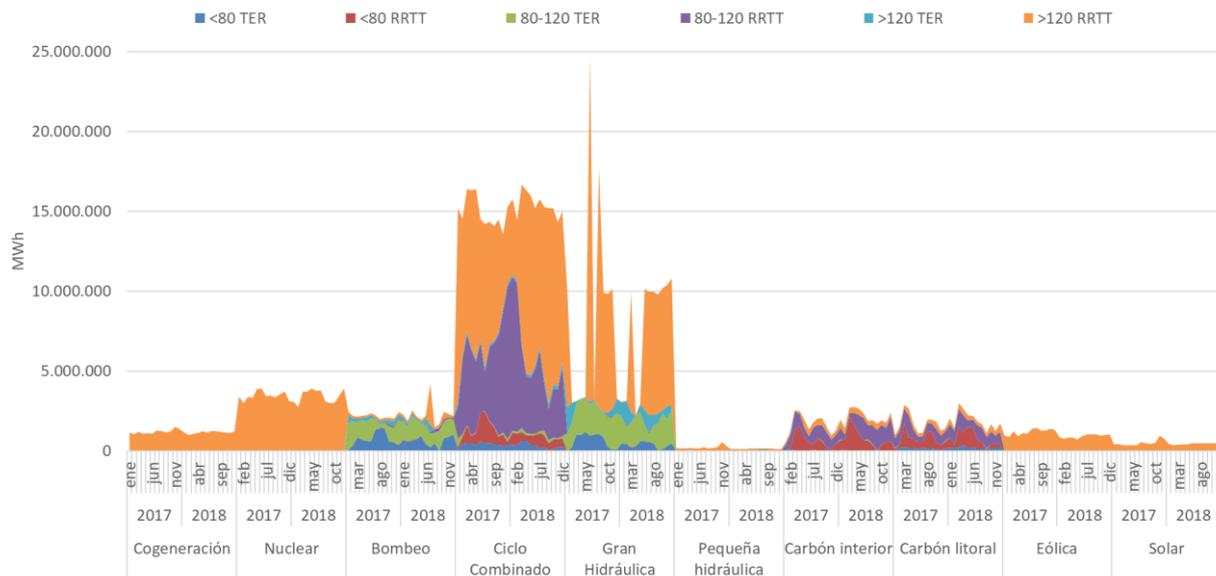
Fuente: CNMC

Gráfico 38. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real



Fuente: CNMC

Gráfico 39. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespachos en tiempo real por banda de precio (€/MWh). 2017-2018



Nota: La valoración económica se ha realizado seleccionando la oferta de terciaria, o en su defecto la oferta a restricciones simple o compleja en caso de programa nulo en programa horario final.

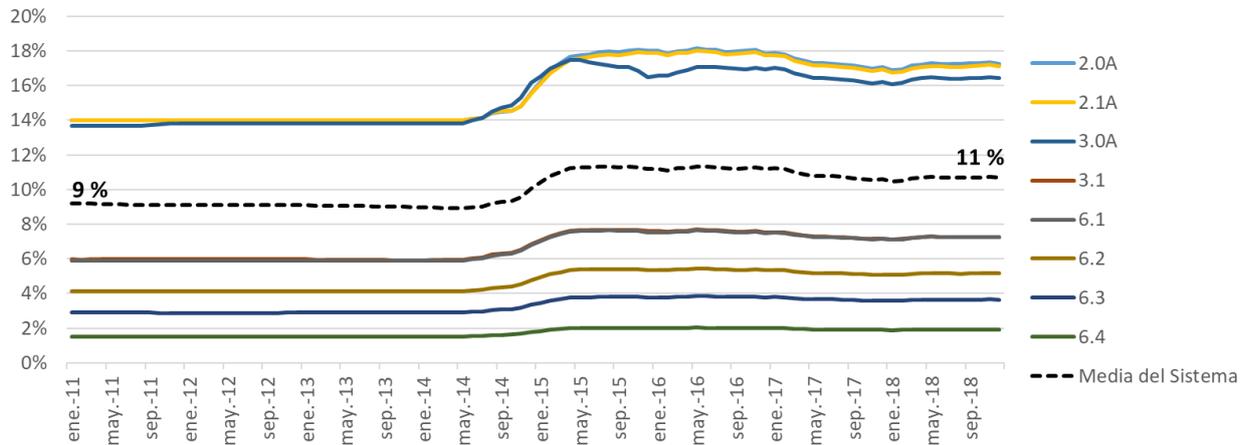
2.8 Coeficientes de ajuste horarios sobre pérdidas

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica introdujo una modificación sustancial del tratamiento de las pérdidas, estableciendo a partir de junio de 2014 un coeficiente de ajuste horario que aplica sobre el coeficiente de pérdidas estándar de tal forma que el consumo medido elevado a barras de central coincida exactamente con la generación, haciendo así desaparecer el segmento de cierre⁵. A partir de abril de 2015, el

⁵ Antes del 1 de julio de 2009, la energía demandada en el mercado de producción coincidía con la energía producida, ya que la demanda asignada a los distribuidores se calculaba como diferencia entre la producción y la demanda de la comercialización libre. Así mientras que las medidas de los clientes en comercializadoras se calculaba elevando a barras de central las medidas de contador de sus clientes utilizando los coeficientes de pérdidas estándares y perfiles de consumo correspondientes, la demanda de los distribuidores se determinaba como la medida de contador en fronteras de transporte/distribución, incrementada en las pérdidas de transporte que le correspondan a cada distribuidor, y detrayendo la medida de los clientes liberalizados dentro de su área de distribución. Este ajuste horario que realizaban los distribuidores permitía que en cada hora el consumo en barras de central coincidiera con la generación. Desde el 1 de julio de 2009, la función de suministro que venían haciendo los distribuidores, es reemplazada por los comercializadores de último recurso, (posteriormente denominados de referencia), que al igual que el resto de comercializadoras, compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. En este modelo aparece una diferencia entre la medida del consumo elevada a barras de central y la energía generada que se denomina “cierre” de energía. Este segmento desaparece en abril de 2015.

segmento de cierre del mercado ya no existe, y son los propios comercializadores los responsables de comprar en el mercado diario la mejor estimación disponible de la energía que les correspondería del segmento desaparecido. En consecuencia, desde entonces, los comercializadores compran la energía de sus clientes elevada a barras de central con el coeficiente estándar de pérdidas y adicionalmente, con el coeficiente derivado de dicha estimación.

Gráfico 40. Pérdidas medias registradas durante los 12 meses anteriores a cada fecha para cada tipo de peaje de acceso

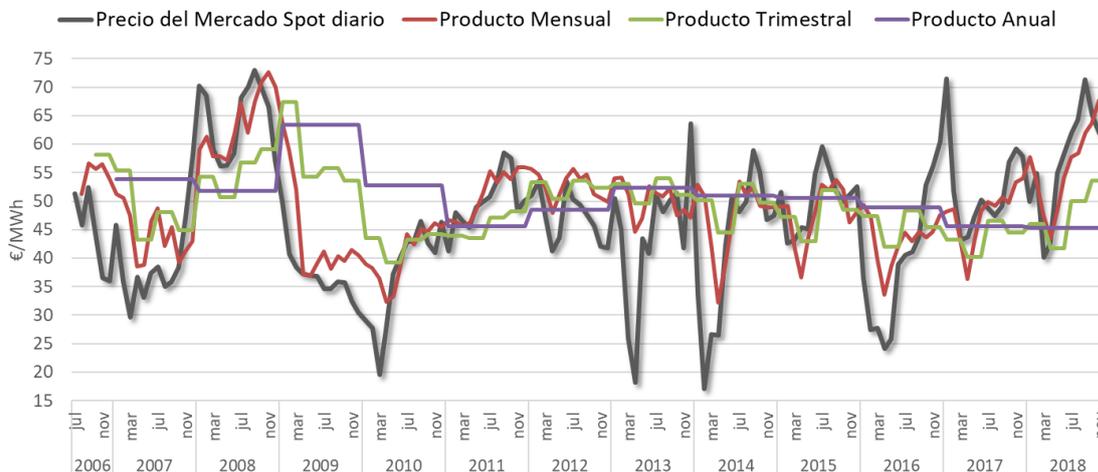


Fuente: CNMC

Nota: A los efectos del cálculo de las pérdidas medias, las curvas de carga de cada grupo tarifario se han confeccionado distribuyendo la demanda en consumo de cada periodo tarifario, entre las horas que componen dicho periodo tarifario, con la excepción de los consumidores de baja tensión, para los que se han considerado los perfiles finales publicados por REE en su página web.

2.9 Mercados a plazo⁶

Gráfico 41. Evolución mensual de la cotización de contratos de futuros carga base con subyacente precio spot de electricidad en zona española versus precio del mercado spot mensual



Fuente: OMIP y CNMC

Nota: Las referencias OMIP se han construido con la media de las cotizaciones de los productos con entrega en cada periodo.

⁶ Informes mensuales de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España de 2018: <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00318>

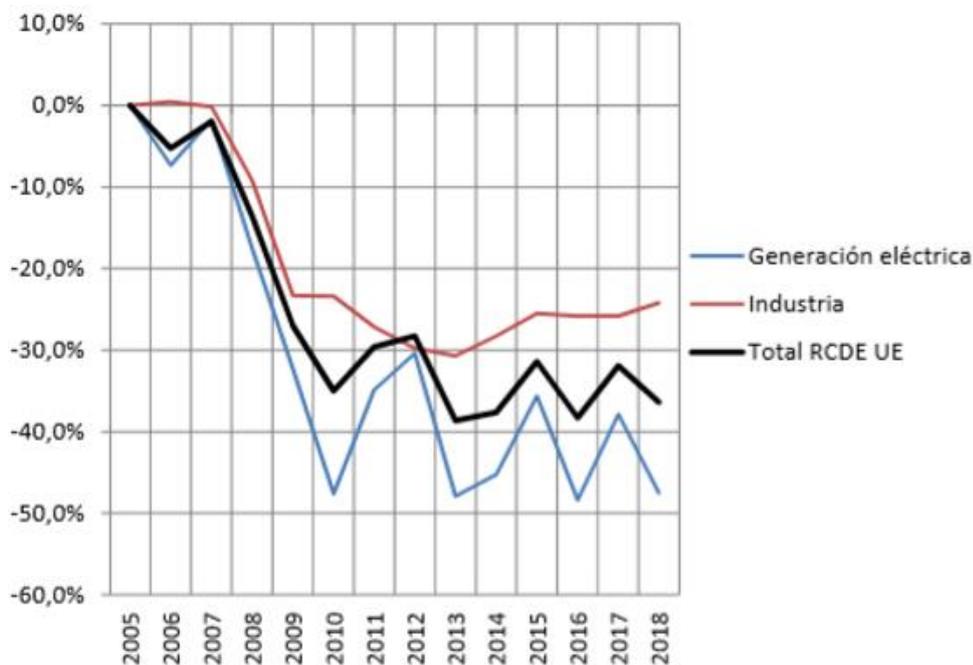
Gráfico 42. Liquidación financiera de los futuros carga base con subyacente el precio spot negociados en los mercados a plazo por mes de liquidación (en millones de € y €/MWh) a 31 de dic. de 2018



Fuente: CNMC, OMIP-OMIClear y EEX-ECC.

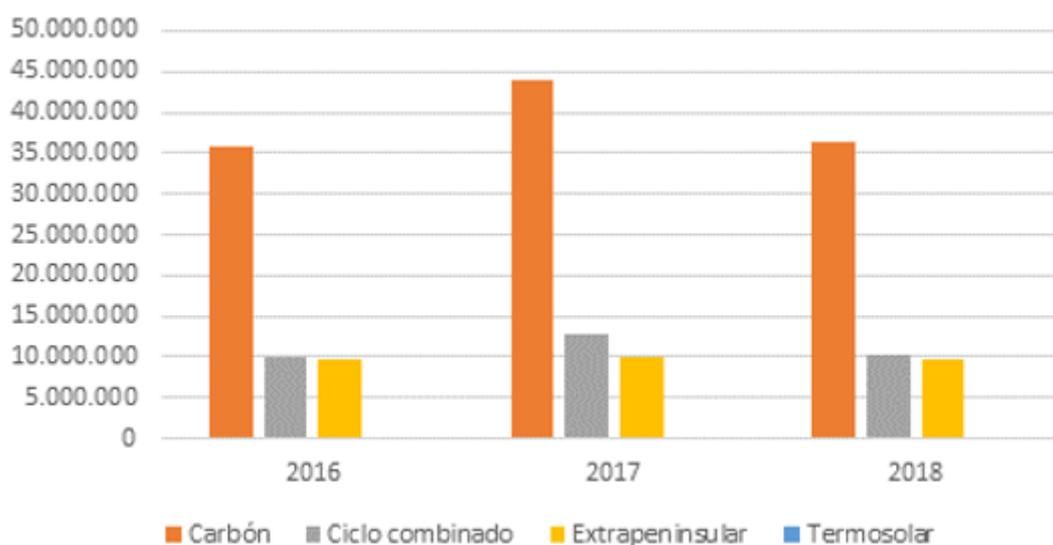
2.10 Evolución de las emisiones de CO₂

Gráfico 43. Evolución de las emisiones de CO₂ por sector de actividad



Fuente: Secretaría de Estado de medio ambiente

Gráfico 44. Evolución de las emisiones de CO₂ en generación eléctrica por tecnología



Fuente: Secretaría de Estado de medio ambiente

Cuadro 7. Variación de las emisiones de CO₂

	2016-2017	2017-2018
Carbón	22,2%	-16,9%

Ciclo combinado	28,4%	-20,1%
Extrapeninsular	5,5%	-3,8%
Termosolar	-5,0%	15,7%

Fuente: Secretaría de Estado de medio ambiente

3 EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La valoración del estado de la competencia en los mercados mayoristas pasa por considerar un amplio conjunto de factores de estructura del mercado que se analizan a continuación.

3.1 Número de agentes en el mercado de generación

Cuadro 8. Número de agentes de generación y de comercialización en el mercado eléctrico

	Generadores	Comercializadores
2008	111	60
2009	112	102
2010	78	133
2011	75	142
2012	77	175
2013	78	207
2014	81	246
2015	86	278
2016	89	310
2017	87	330
2018	92	355

Fuente: CNMC

Nota. Se han considerado como agentes aquellos con unidades ofertantes activas en mercado diario sin agregar por grupo empresarial. Se han incluido en los agentes comercializadores los consumidores directos a mercado.

3.2 Análisis de la concentración del mercado

La definición de mercado, tanto desde el punto de vista del producto como de su dimensión geográfica debe permitir identificar a aquellos competidores reales de las empresas afectadas que pueden limitar el comportamiento de éstas o impedirles actuar con independencia de cualquier presión que resulte de una competencia efectiva. Desde esta perspectiva, la definición permite, calcular las cuotas de mercado, que aportan una información significativa con respecto al poder de mercado de una determinada empresa.

Desde una perspectiva de producto, como ya se ha dicho anteriormente, el mercado mayorista eléctrico se configura como el conjunto de transacciones económicas al por mayor entre agentes vendedores y compradores de electricidad en los mercados organizados de contado y a plazo, así como

mediante las transacciones en el mercado no organizado (Over-the-Counter o OTC) y la negociación de contratos bilaterales entre generadores, comercializadores⁷ y/o clientes.

Con carácter general, en lo que concierne a los mercados diarios y a la contratación a plazo, donde pueden participar todos los generadores y otros agentes del mercado, cabe considerar que se trata realmente de un único producto desde el punto de vista de la demanda: la entrega física de un kWh en un determinado momento y punto del sistema eléctrico. Desde el punto de vista de la oferta, la energía es negociada indistintamente en el mercado diario y a través de contratos bilaterales, en función de la relación existente en cada momento entre los precios del mercado y los costes de las tecnologías habitualmente inframarginales. Con respecto a los mercados a plazo financieros, no se dispone de información completa de la estructura de los mercados de derivados con liquidación financiera y, en particular, de los mercados OTC, por lo que no se analizan en este apartado.

En lo que concierne a los servicios complementarios y a la gestión de desvíos no se plantea estrictamente su definición como mercado separado, pero debe tenerse en cuenta que en estos servicios la oferta potencial, con carácter general, procede únicamente de centrales de generación consideradas como gestionables por el operador del sistema (tecnologías de carbón, ciclos combinado, fuel-gas, hidráulica modulable y determinadas centrales del anterior Régimen Especial), por lo que se realiza un análisis independiente de estos mercados.

Finalmente, en el caso de la resolución de restricciones técnicas zonales parece apropiado definir un mercado de producto separado, debido a que se trata de restricciones en el sistema de transporte que pueden determinar situaciones en las cuales, dependiendo del nivel de la demanda de la zona y de las características de las instalaciones de generación, son resueltas solamente por las centrales más cercanas, configurando así mercados zonales diferenciados en el ámbito del mercado mayorista.

A efectos de definir el ámbito geográfico de un mercado eléctrico es habitual considerar tanto el tamaño de la capacidad de interconexión con respecto a la demanda punta o al total de capacidad instalada, como las posibles diferencias regulatorias que pudieran obstaculizar el comercio entre países. De esta forma se pretende establecer en qué medida un consumidor puede sustituir efectivamente la electricidad producida localmente mediante electricidad importada. El sistema peninsular español presenta, en general, un grado de interconexión limitado con otros países.

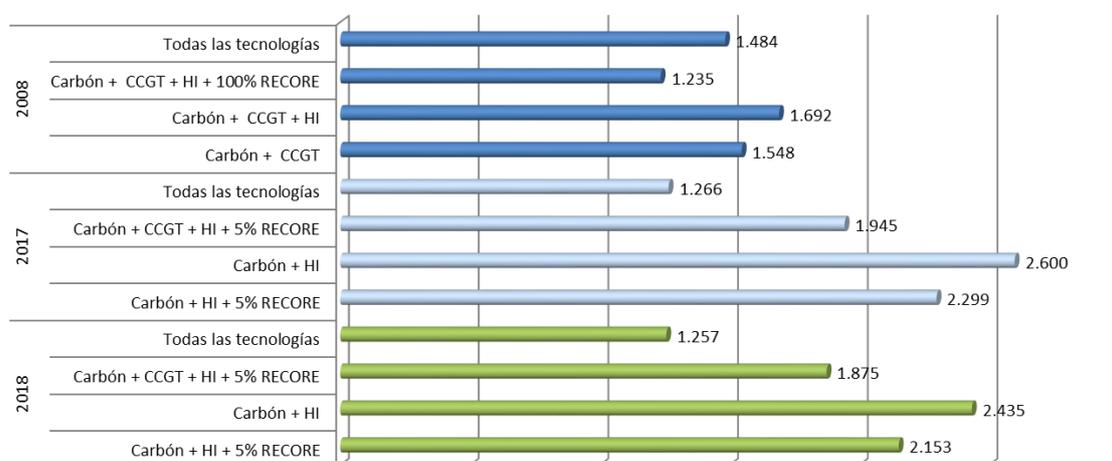
De acuerdo con lo indicado anteriormente, el análisis se ha realizado en los distintos mercados del mercado mayorista: Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF, que incluye mercado diario + bilaterales) en el ámbito

⁷ Incluyendo unidades de exportación e importación

del MIBEL, los mercados de reserva de potencia, secundaria, terciaria, gestión de desvíos, y Programa horario operativo (P48) en el ámbito del sistema eléctrico español peninsular (El P48 incluye la programación de los servicios de ajuste, y dado que los generadores portugueses no pueden participar en los servicios de ajuste solicitados por el operador del sistema español, se considera únicamente el ámbito nacional), y el mercado de restricciones técnicas a nivel zonal.

3.2.1 Programa Diario Base de Funcionamiento⁸

Gráfico 45. Índices HHI según distintas tecnologías en el PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

Nota: Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

⁸ El análisis de los niveles de concentración del Programa Diario Base de Funcionamiento se ha calculado, por una parte, teniendo en cuenta todas las tecnologías y por otra, referido únicamente a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen: Por tanto, la energía nuclear y la mayor parte de la producción de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (producción RECORE), no se considera. Se ha considerado como tecnología retirable desde 2014 un 5% de la producción RECORE, ya que tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, su producción se ve retribuida por el precio resultante del mercado diario, y en torno a un 5% de esta energía, ha dejado de ser precio aceptante, resultando únicamente despachada a partir de unos ciertos umbrales de precio (ver capítulo 3.7).

Cuadro 9. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando todas las tecnologías

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	EDP	NTGY	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	DETISA	OTROS	HHI
2008	27%	22%	13%	16%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	1%	10%	1.484
2009	20%	23%	13%	11%	4%	7%	3%	2%	2%	1%	2%	12%	1.176
2010	19%	24%	12%	9%	3%	8%	5%	2%	2%	2%	2%	12%	1.255
2011	23%	21%	12%	7%	2%	9%	5%	3%	2%	2%	1%	13%	1.251
2012	23%	18%	16%	8%	2%	9%	5%	3%	2%	2%	1%	11%	1.236
2013	21%	19%	19%	7%	1%	8%	6%	3%	3%	2%	1%	10%	1.304
2014	21%	21%	20%	6%	1%	7%	5%	2%	3%	2%	1%	11%	1.396
2015	21%	18%	19%	7%	2%	7%	5%	2%	3%	2%	1%	13%	1.299
2016	21%	21%	14%	7%	2%	9%	6%	3%	3%	2%	1%	11%	1.279
2017	23%	18%	16%	6%	3%	8%	6%	3%	3%	2%	2%	10%	1.266
2018	20%	19%	19%	6%	3%	6%	6%	3%	3%	2%	1%	12%	1.257

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Cuadro 10. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando tecnologías marginales

AÑO	ENDESA	EDP	IBERDROLA	NATURGY	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	OTROS	HHI
2008	29%	16%	16%	25%	2%	0%	0%	0,0%	0,0%	12%	1.692
2009	21%	18%	18%	18%	7%	0%	0%	0,0%	0,0%	18%	1.366
2010	20%	15%	23%	17%	7%	0%	2%	0,0%	0,0%	16%	1.544
2011	40%	16%	22%	7%	3%	2%	3%	0,6%	0,4%	6%	2.409
2012	43%	22%	11%	8%	3%	2%	3%	0,6%	0,5%	7%	2.556
2013	36%	20%	19%	10%	2%	2%	4%	0,6%	0,5%	6%	2.176
2014	36%	18%	22%	10%	2%	1%	4%	0,4%	0,5%	6%	2.264
2015	35%	22%	16%	10%	3%	1%	3%	0,3%	0,4%	9%	2.170
2016	27%	19%	21%	12%	3%	1%	3%	0,4%	0,4%	13%	1.870
2017	33%	23%	12%	10%	4%	1%	2%	0,4%	0,3%	14%	1.945
2018	31%	21%	17%	9%	3%	1%	4%	0,5%	0,4%	13%	1.875

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

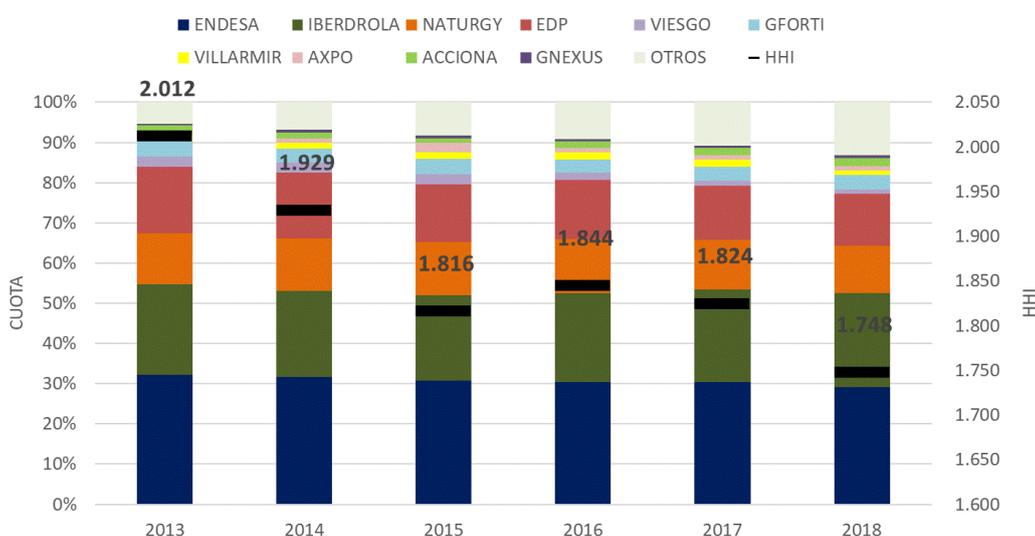
Se han considerado tecnologías marginales, de 2008 a 2010, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mientras que de 2011 a 2015 se han considerado tecnologías marginales carbón, hidráulica y el 5% de la producción RECORE y, a partir de 2016, carbón, ciclos combinados, hidráulica y el 5% de la producción RECORE.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

La menor cuota de la agrupación "OTROS" durante los años 2011 a 2015 se debe fundamentalmente a una menor producción de los ciclos combinados portugueses.

Gráfico 46. Índices HHI en la demanda en PDBF en el ámbito del MIBEL



Fuente: CNMC

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 11. Cuotas de compras de los principales comercializadores e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGYA VM	AXPO	ACCIONA	NEXUS	OTROS	HHI
2008	33%	26%	16%	20%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	2%	2.369
2009	34%	25%	14%	18%	2%	4%	1%	0%	0%	0%	2%	2.219
2010	34%	25%	14%	15%	2%	4%	1%	0%	0%	0%	5%	2.268
2011	35%	26%	14%	14%	2%	4%	1%	0%	0%	1%	3%	2.333
2012	33%	24%	13%	17%	2%	3%	1%	0%	1%	1%	5%	2.153
2013	32%	23%	13%	17%	3%	4%	1%	1%	2%	0%	4%	2.012
2014	32%	21%	13%	16%	3%	3%	1%	1%	1%	1%	8%	1.929
2015	31%	21%	13%	14%	3%	4%	2%	2%	1%	1%	8%	1.816
2016	30%	22%	13%	15%	2%	3%	2%	1%	2%	1%	9%	1.844
2017	30%	23%	12%	13%	1%	4%	2%	1%	2%	1%	11%	1.824
2018	29%	23%	12%	13%	1%	4%	1%	1%	2%	1%	13%	1.748

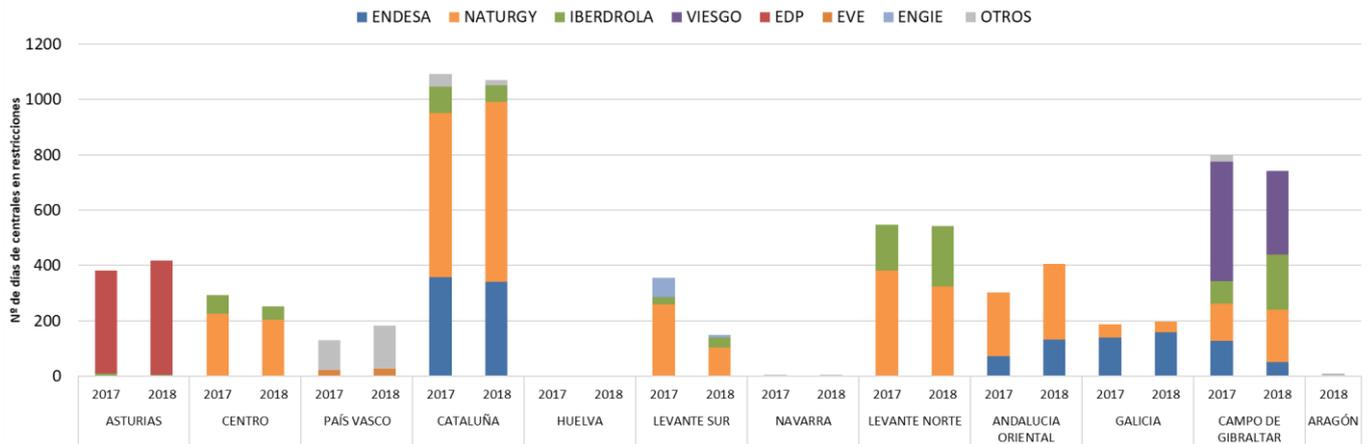
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

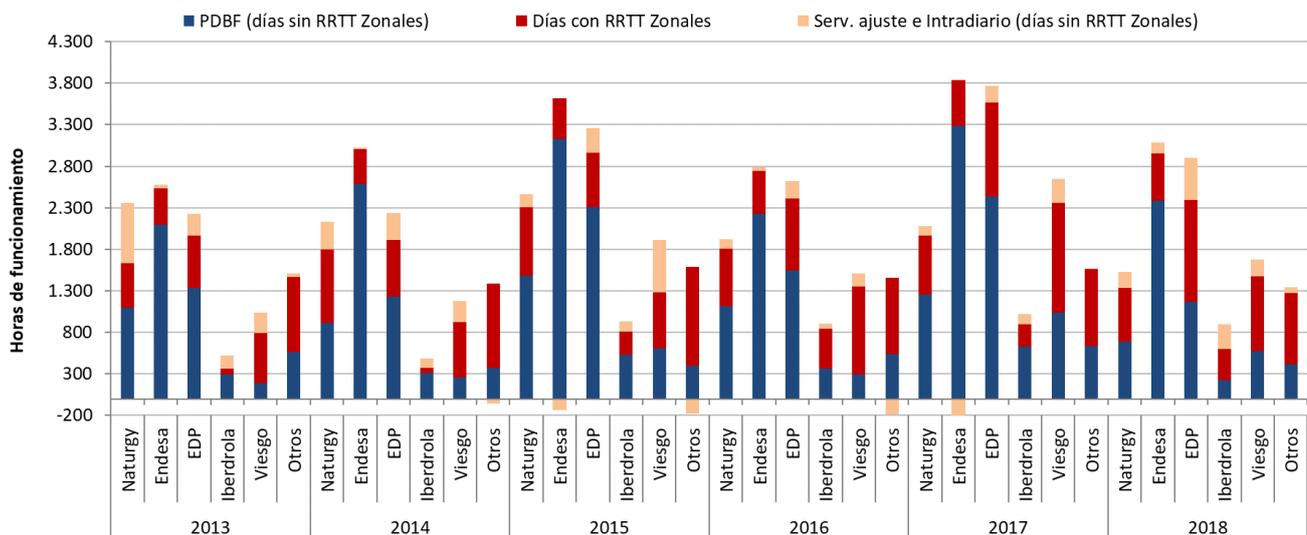
3.2.2 Resolución de restricciones técnicas

Gráfico 47. Número de días de cada central despachadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas al PDBF (se muestra la suma de los días despachados por las centrales de carbón y de ciclo combinado de cada empresa)



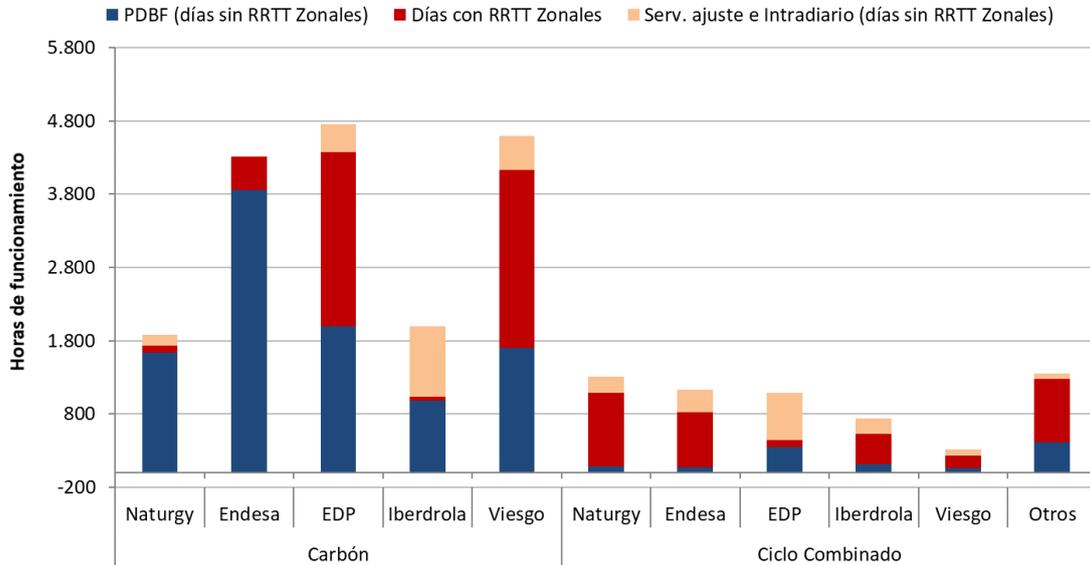
Fuente: CNMC

Gráfico 48. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados de cada empresa distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

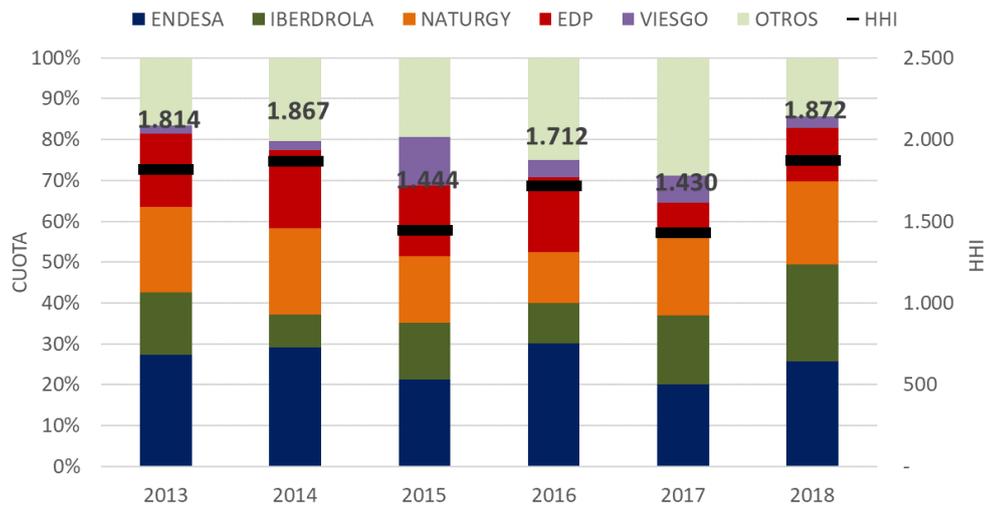
Gráfico 49. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2018 distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



Fuente: CNMC

3.2.3 Reserva de Potencia

Gráfico 50. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de reserva de potencia



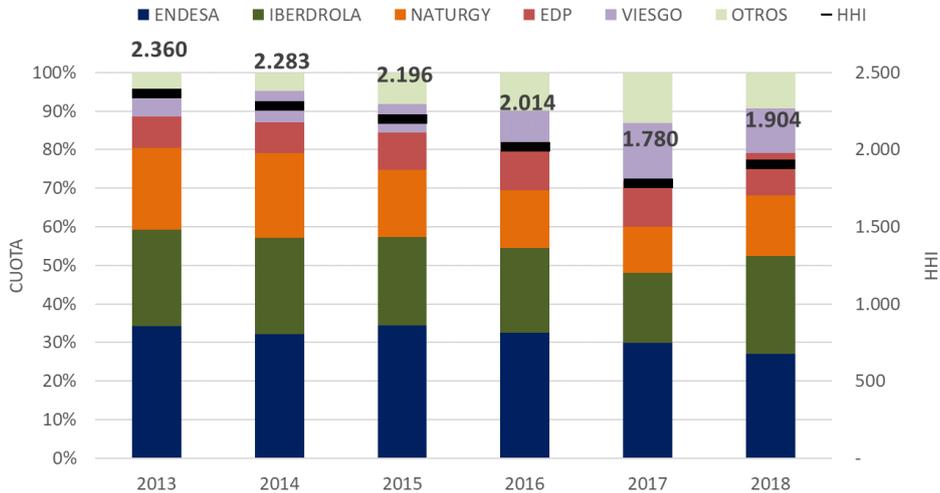
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.4 Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

Gráfico 51. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria

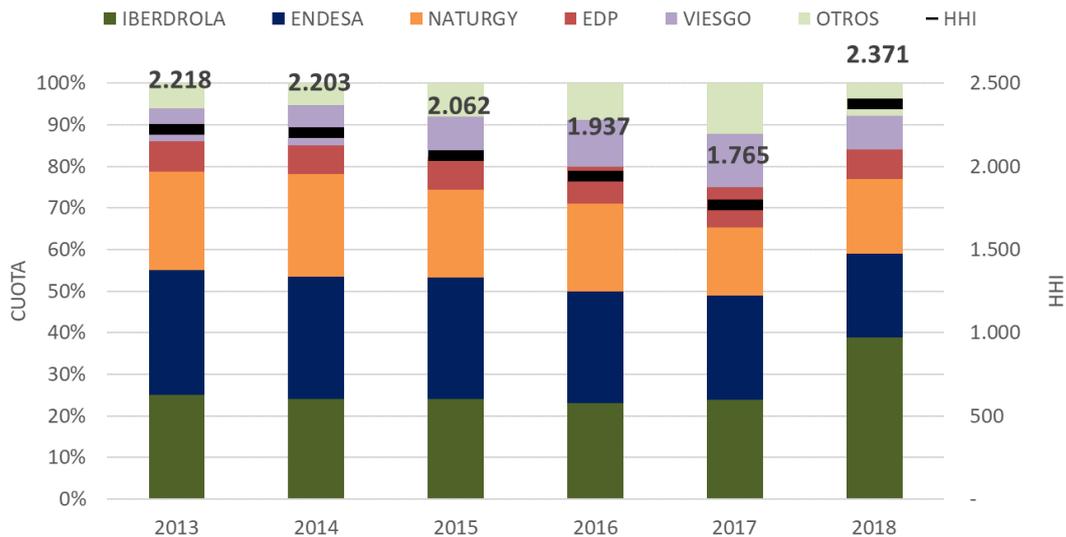


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 52. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir

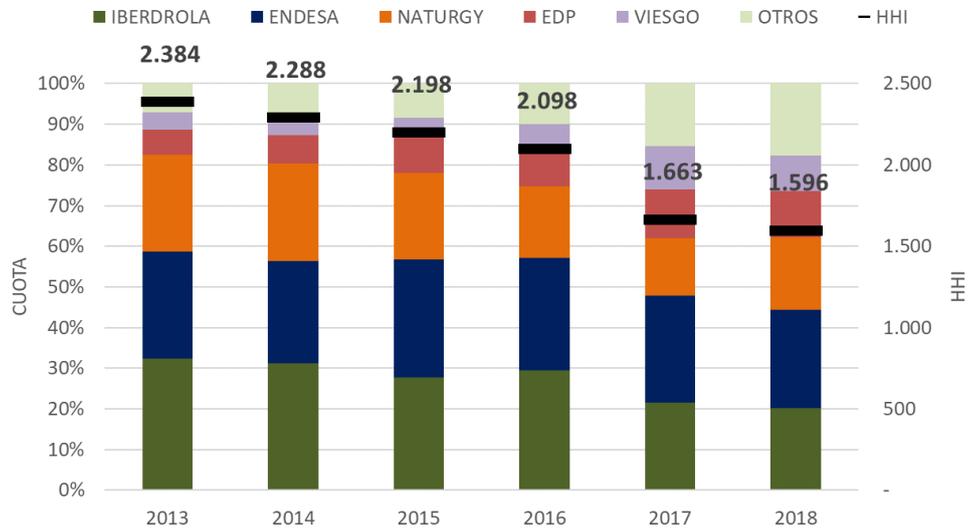


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 53. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a bajar



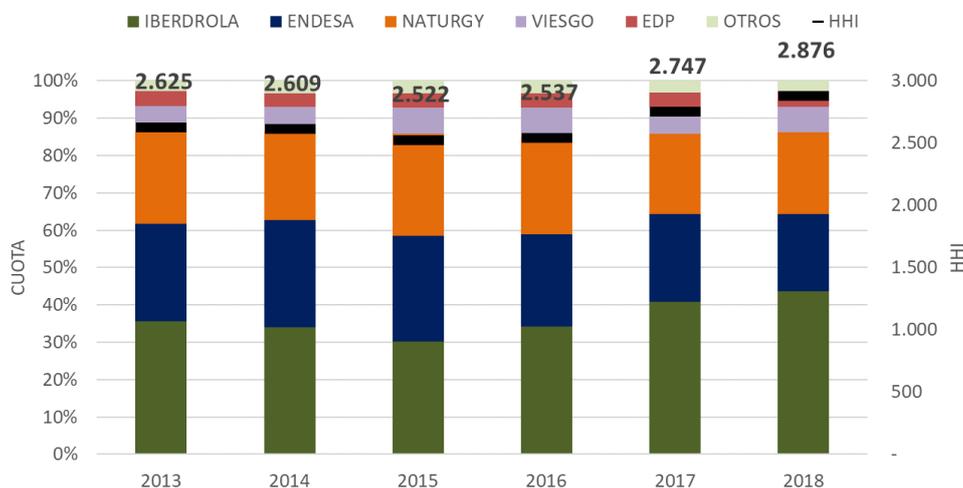
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.5 Regulación Terciaria

Gráfico 54. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir

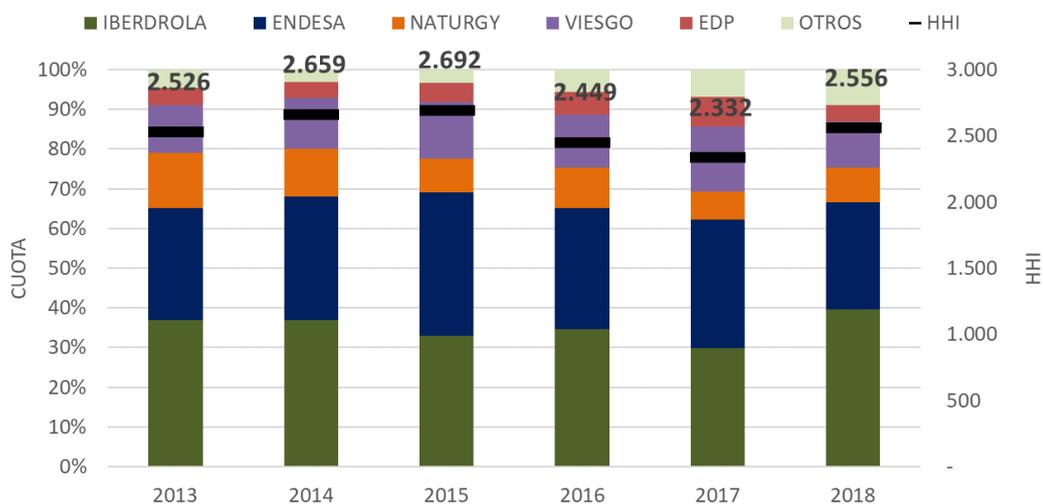


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 55. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a bajar



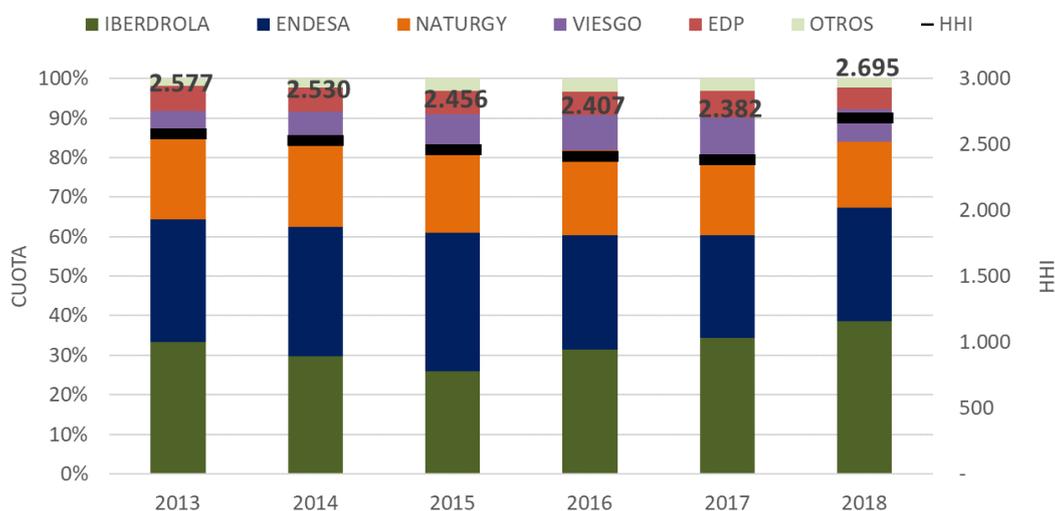
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.6 Gestión de desvíos

Gráfico 56. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a subir

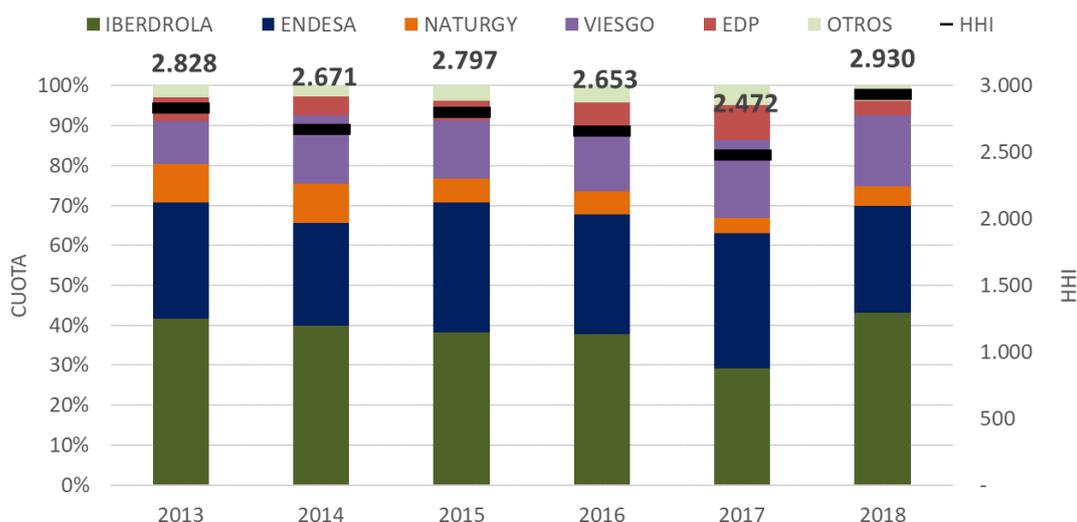


Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Gráfico 57. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a bajar



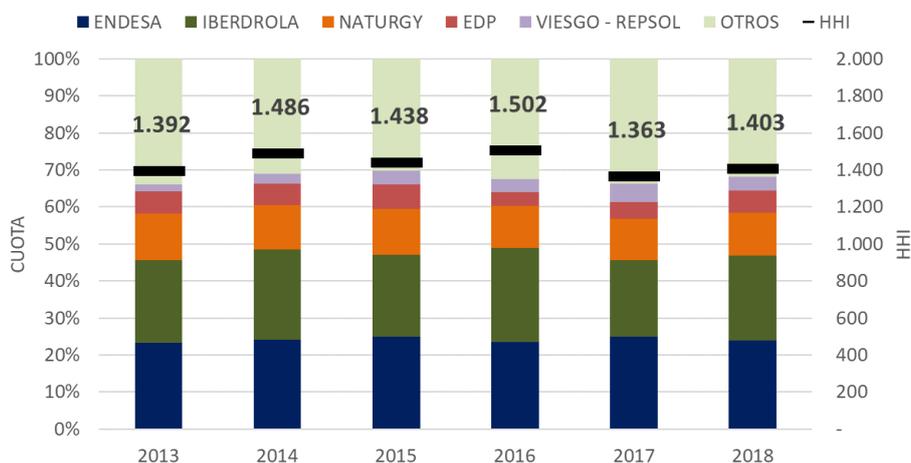
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.2.7 Programa horario operativo (P48)

Gráfico 58. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48



Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS".

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 12. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	HHI
2008	27%	24%	18%	5%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	15%	1.689
2009	21%	25%	14%	5%	4%	6%	3%	2%	2%	1%	17%	1.423
2010	19%	25%	13%	5%	3%	7%	5%	2%	2%	2%	17%	1.468
2011	22%	23%	13%	5%	3%	7%	5%	3%	2%	2%	15%	1.474
2012	22%	20%	13%	5%	3%	8%	5%	3%	2%	2%	17%	1.402
2013	23%	22%	13%	6%	2%	9%	6%	3%	3%	2%	11%	1.392
2014	24%	24%	12%	6%	3%	8%	6%	2%	3%	2%	10%	1.486
2015	25%	22%	12%	7%	4%	8%	6%	2%	3%	2%	9%	1.438
2016	23%	25%	11%	4%	4%	9%	6%	3%	3%	2%	10%	1.502
2017	25%	21%	11%	5%	5%	9%	6%	3%	2%	2%	11%	1.363
2018	24%	23%	11%	6%	4%	7%	6%	3%	3%	2%	11%	1.403

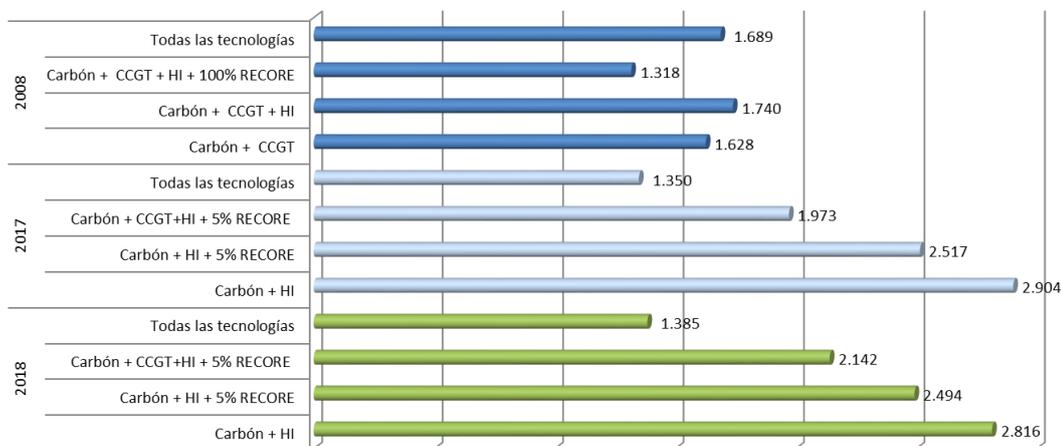
Fuente: CNMC

Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

Desde 2008 hasta 2011, en Portugal el régimen especial es neteado de la demanda de EDP CUR, pasando a partir de entonces a participar en el mercado representada por EDP CUR. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.

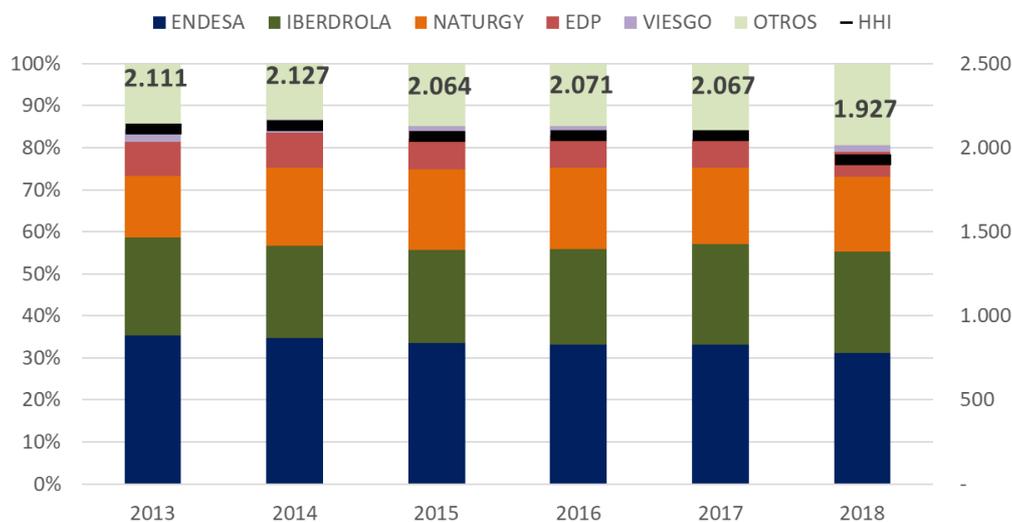
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 59. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48



Fuente: CNMC

Gráfico 60. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48



Fuente: CNMC

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

Cuadro 13. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGYA VM	ACCIONA	NEXUS	AXPO	ENGIE	OTROS	HHI
2008	38%	30%	18%	7%	1%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2.698
2009	38%	28%	16%	7%	2%	5%	1%	0%	0%	0%	0%	3%	2.437
2010	37%	27%	16%	8%	2%	5%	1%	0%	1%	1%	0%	2%	2.392
2011	36%	26%	15%	8%	2%	4%	1%	0%	1%	1%	0%	6%	2.333
2012	35%	25%	14%	8%	3%	4%	1%	1%	1%	1%	0%	7%	2.234

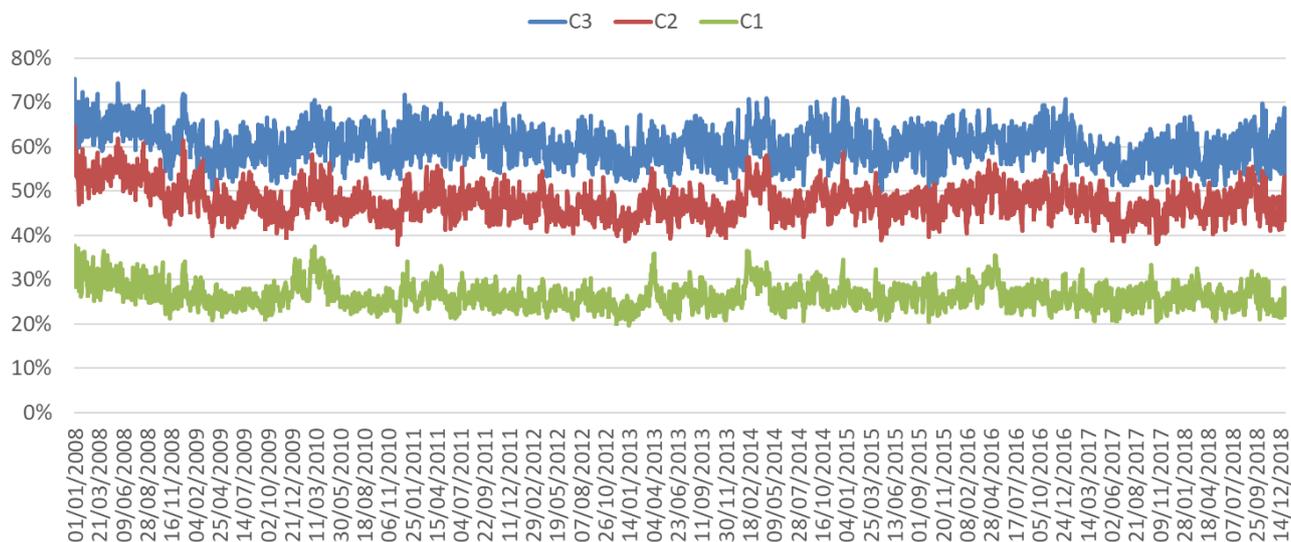
AÑO	ENDESA	IBERDROLA	NATURGY	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGYA VM	ACCIONA	NEXUS	AXPO	ENGIE	OTROS	HHI
2013	35%	23%	15%	8%	3%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	4%	2.111
2014	35%	22%	19%	8%	3%	0%	2%	2%	2%	2%	1%	4%	2.127
2015	33%	22%	19%	7%	3%	0%	3%	1%	1%	3%	1%	7%	2.064
2016	33%	23%	19%	8%	2%	0%	3%	2%	1%	1%	1%	7%	2.071
2017	33%	24%	18%	7%	2%	0%	2%	2%	1%	1%	1%	9%	2.067
2018	31%	24%	18%	6%	2%	0%	2%	2%	1%	1%	1%	12%	1.927

Fuente: CNMC

Nota: En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008 y bajo el nuevo nombre de Naturgy, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas en el cálculo del HHI.

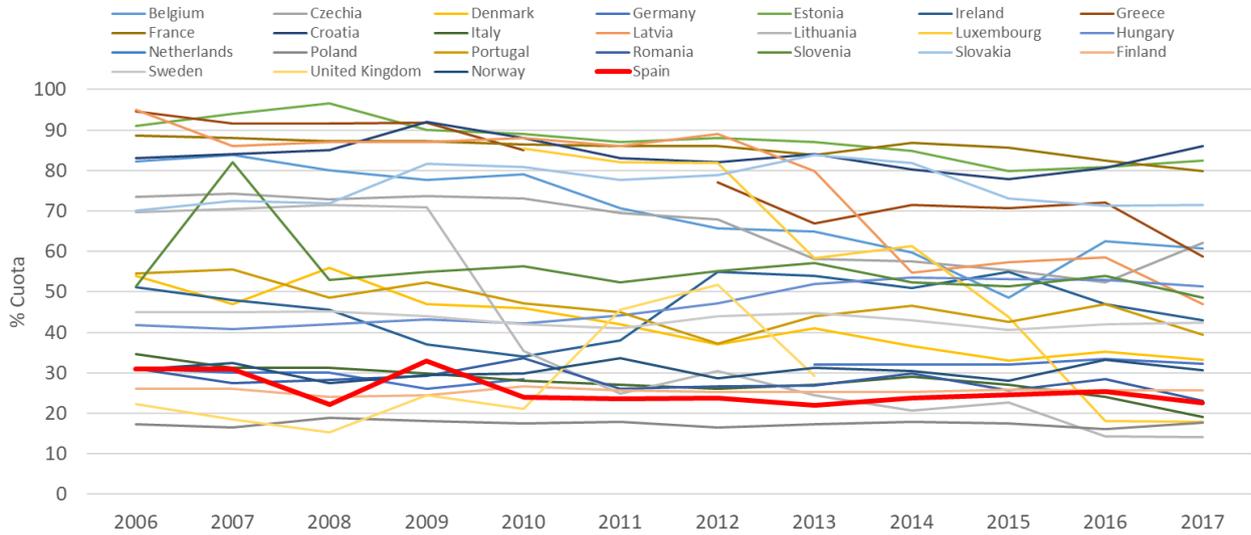
La cuota de las instalaciones RECORE se calcula por agente representante.

Gráfico 61. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48



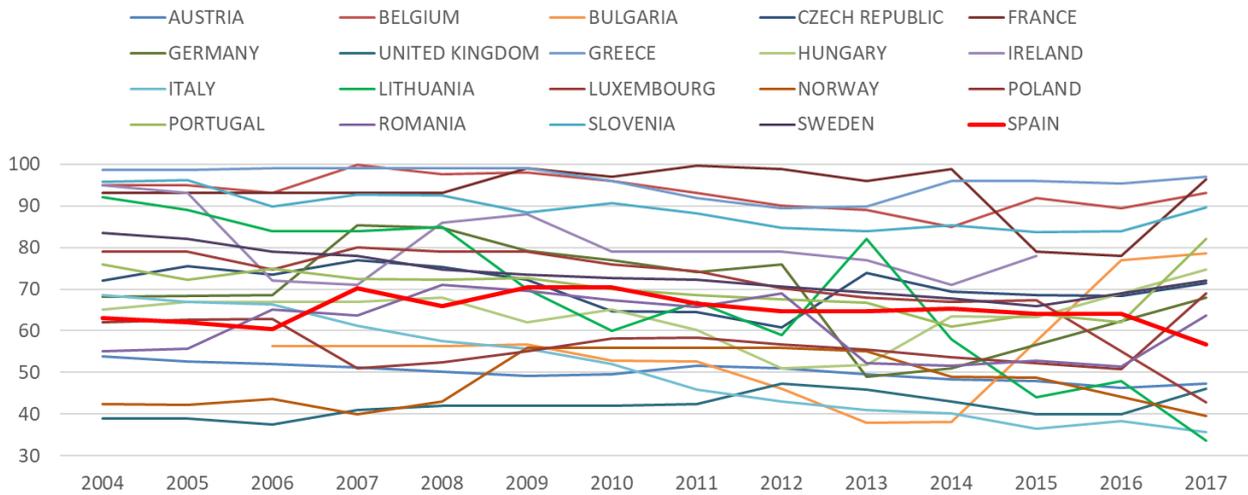
Fuente: CNMC

Gráfico 62. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48



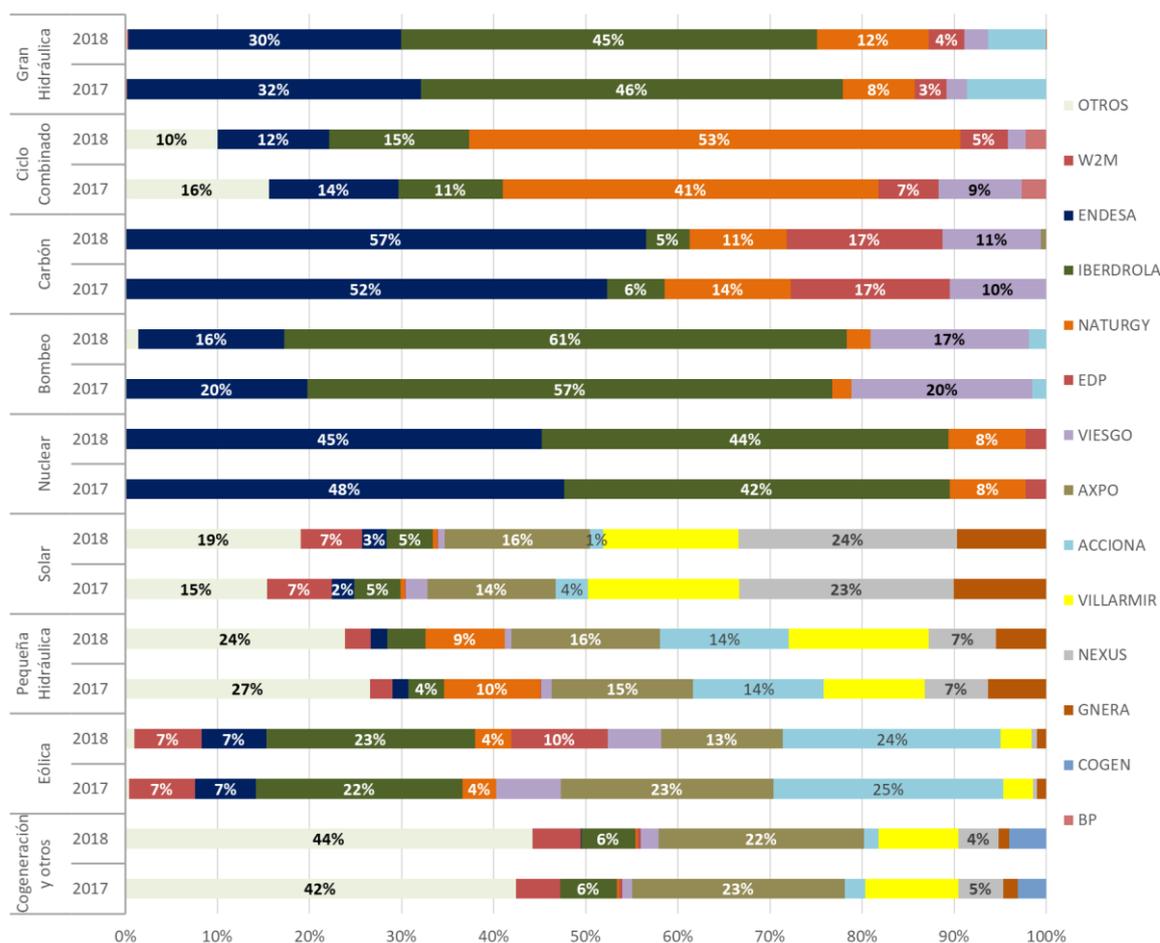
Fuente: Eurostat

Gráfico 63. Comparativa europea del índice de concentración C3, calculado como la cuota anual de los tres mayores productores. P48



Fuente: National Reports CEER

Gráfico 64. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2017 y 2018



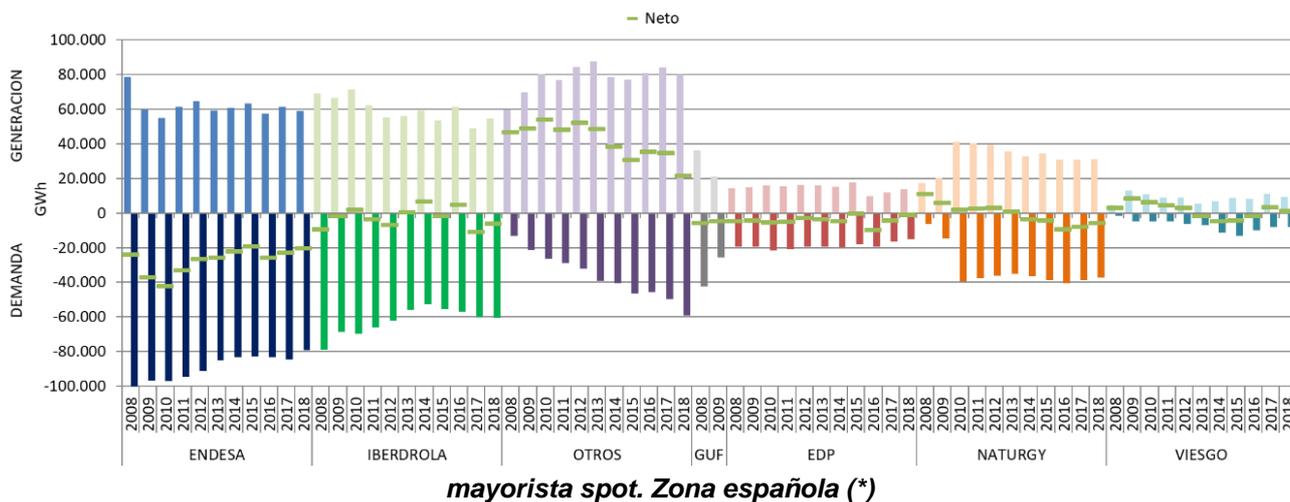
Fuente: CNMC

Nota: Se muestra la producción de la que es titular o que representa cada empresa. La tecnología solar incluye fotovoltaica y solar térmica.

Se considera Naturgy al grupo Gas Natural Fenosa también en los años anteriores a 2018.

3.3 Integración vertical⁹ (generación y comercialización)

Gráfico 65. Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado

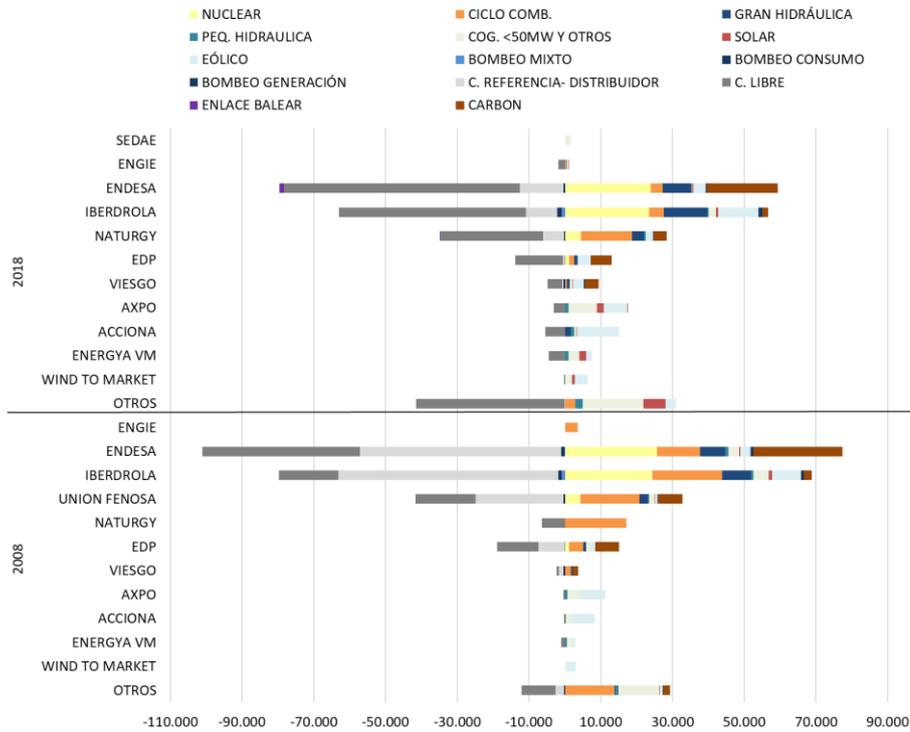


Fuente: CNMC

(*) P48, no incluye intercambios de energía en las fronteras, demanda de bombeo ni enlace balear. Se incluye únicamente las compras de la comercialización y de la generación de cada grupo empresarial en el mercado spot. No se incluyen coberturas financieras.

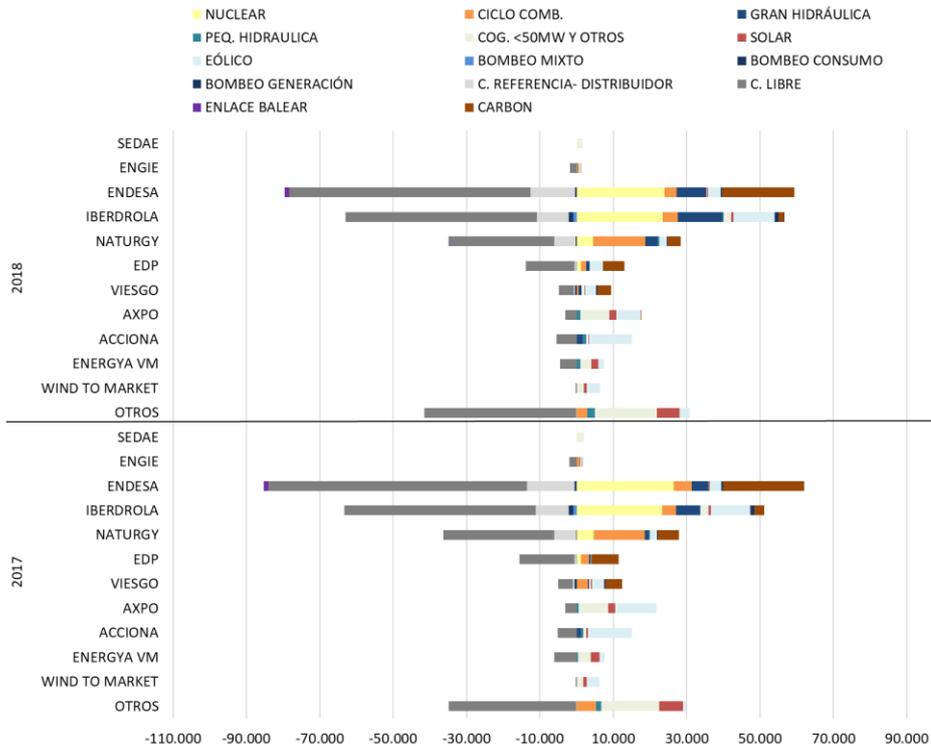
⁹ Los grupos verticalmente integrados disponen de una cobertura natural (lo que pierde una filial del grupo vía precio lo gana la otra, como contraparte del mismo mercado). El resto de generadores no verticalmente integrados generalmente venden su energía a través de los distintos segmentos del mercado *spot*, teniendo que emplear otros mecanismos de cobertura de riesgo (contratos financieros), que son potencialmente más costosos y cuyo vencimiento es el que esté disponible en los mercados a plazo, organizados y OTC.

Gráfico 66. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2018



Fuente: CNMC

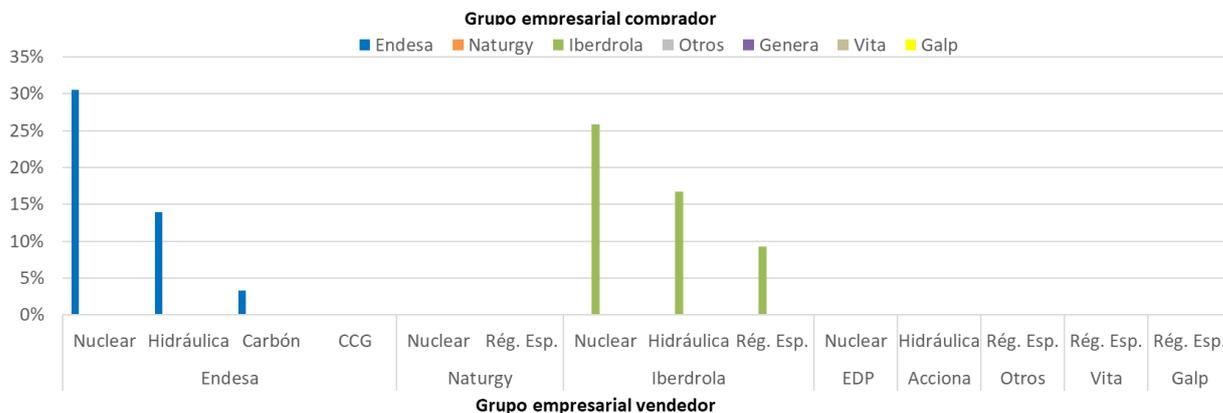
Gráfico 67. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2017 y 2018



Fuente: CNMC

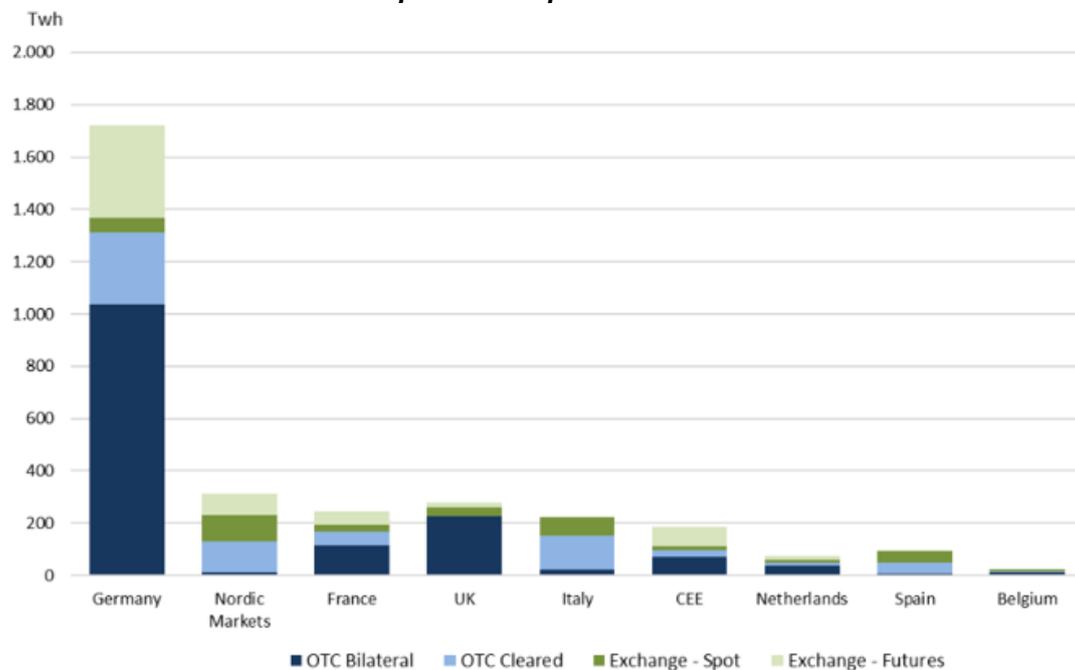
3.4 Liquidez en el mercado diario e intradiario

Gráfico 68. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2018



Fuente: CNMC

Gráfico 69. Comparación del volumen negociado en los mercados diarios, de futuros y OTC de diferentes países europeos. Cuarto trimestre de 2018



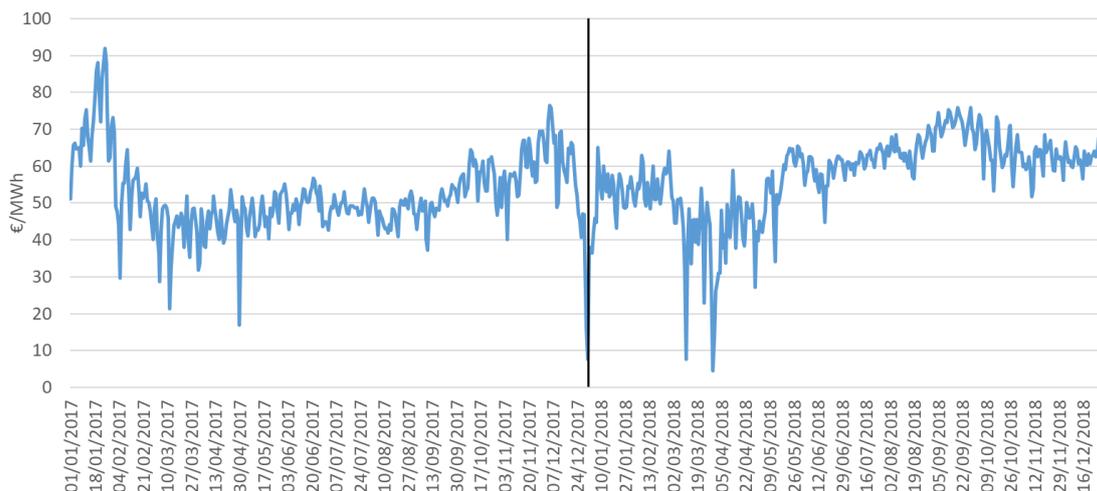
Fuente: European Commission, Platts, Trayport, London Energy Brokers Association (LEBA)

3.5 Evolución del precio del Mercado diario

En 2018 se registró un aumento de la cuota de generación con tecnologías renovables respecto al año anterior: 40% de la energía producida en todo el año, debido principalmente a una mayor generación hidráulica (14% del total, un 85% más que en 2017). Por el contrario, el menor hueco térmico hizo que el carbón disminuyera su cuota de producción respecto al año anterior hasta el 14% de la energía anual.

A diferencia de lo ocurrido en años anteriores, en 2018 el aumento de la participación de la cuota de renovables en el mix no conllevó una reducción del precio medio del mercado diario respecto al año anterior. Por el contrario, el precio del mercado diario, en términos anuales, aumentó (58,12 €/MWh frente a los 53,41 €/MWh de 2017) debido, principalmente, al encarecimiento de los combustibles y el CO₂ a partir del segundo trimestre del año.

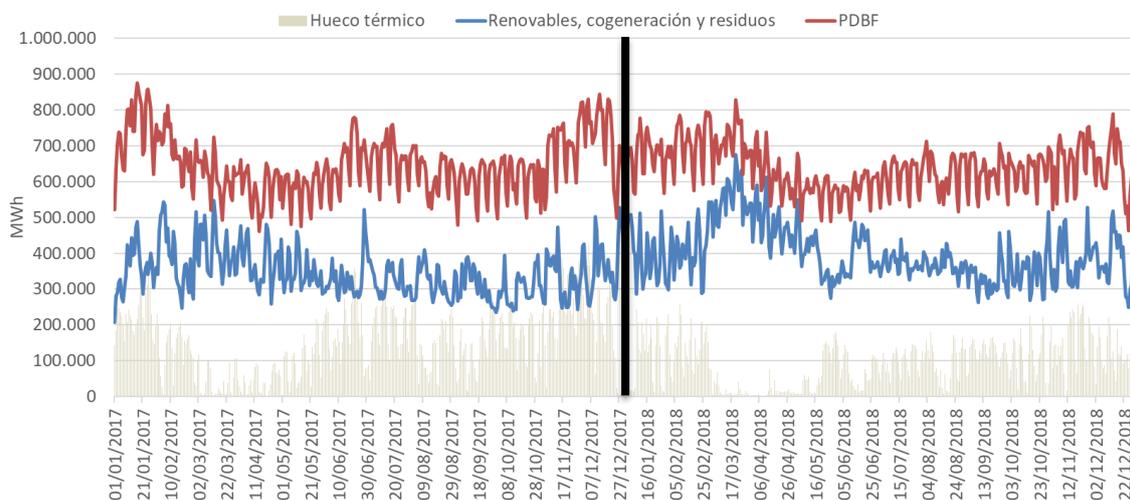
Gráfico 70. Evolución del precio del mercado diario



Fuente: CNMC

Durante los meses de marzo y abril se registraron precios muy reducidos coincidiendo con un aumento de la generación eólica, un incremento de las precipitaciones hidráulicas en ese periodo y un hueco térmico casi nulo.

Gráfico 71. Evolución de la programación de la generación total, de las energías renovables y del hueco térmico (centrales de carbón y ciclo combinado) en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)



Fuente: CNMC

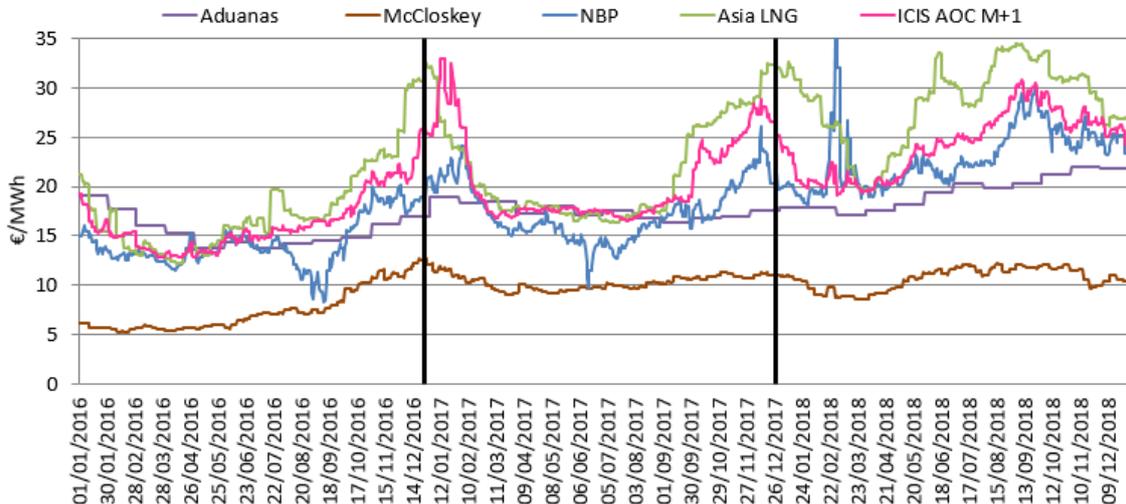
Similarmente a lo ocurrido en años anteriores, en 2018 el consumo de carbón de países del sudeste asiático como India o China (siendo el último también uno de los mayores productores) fue la causa principal del aumento de la demanda global de carbón (aumento del 0,7% en 2018) y el principal factor que presionó su precio al alza, más que compensando la reducción del consumo de zonas como Europa y Norteamérica debido a sus políticas de medio ambiente y clima.

En cuanto al gas natural, la demanda global de gas se expandió a su ritmo más rápido desde 2010, con un crecimiento interanual del 4,6% impulsado por una mayor demanda y la sustitución del carbón. El crecimiento de la demanda global fue liderado por los Estados Unidos y, por su parte, la demanda de gas en China aumentó en casi un 18%.

En los mercados spot de Europa el precio promedio anual del producto diario en 2018 estuvo alrededor de los 23 €/MWh, un 35% superior al precio de 2017, impulsado por el incremento de precio del petróleo. En cambio, los mercados español e italiano, menos interconectados con el norte de Europa, registran de media un precio superior aproximadamente en 1,5 €/MWh¹⁰. Cabe destacar que, a principios de marzo de 2018, los precios spot se dispararon en toda Europa coincidiendo con una ola de frío y marcaron máximos de 88,41 €/MWh en el NBP o 79 €/MWh en el TTF. El precio en España alcanzó 33,94 €/MWh, muy inferior al resto de los mercados.

¹⁰ <https://www.cnmc.es/expedientes/isde00719-0>

Gráfico 72. Evolución del precio del gas natural y del carbón según referencias internacionales (€/MWh PCS)



Fuente: Carbón Mc Closkey (dato Reuters), Platts Internacional Coal Report (CIF ARA 6.000 KCAL/Kg). Agencia Tributaria. Paws. World Gas Intelligence. Ycharts. Elaboración propia.

Sumado a esta evolución al alza de los combustibles, se unió el fuerte incremento registrado por el precio de los permisos de emisión de CO₂ durante el año 2018, negociándose en enero a precios en el entorno de los 7-8 €/tCO₂ y alcanzando al final del año los 25 €/tCO₂. Este incremento de precio del CO₂ fue motivado principalmente por la introducción en marzo de 2018 de la medida prevista en la Directiva (UE) 2018/410 por la cual se preveía en 2019 un incremento del número de derechos de emisión retirados del mercado a través de la reserva de estabilidad del mercado en virtud de la Decisión (UE) 2015/1814 (ver más detalle en el anexo II).

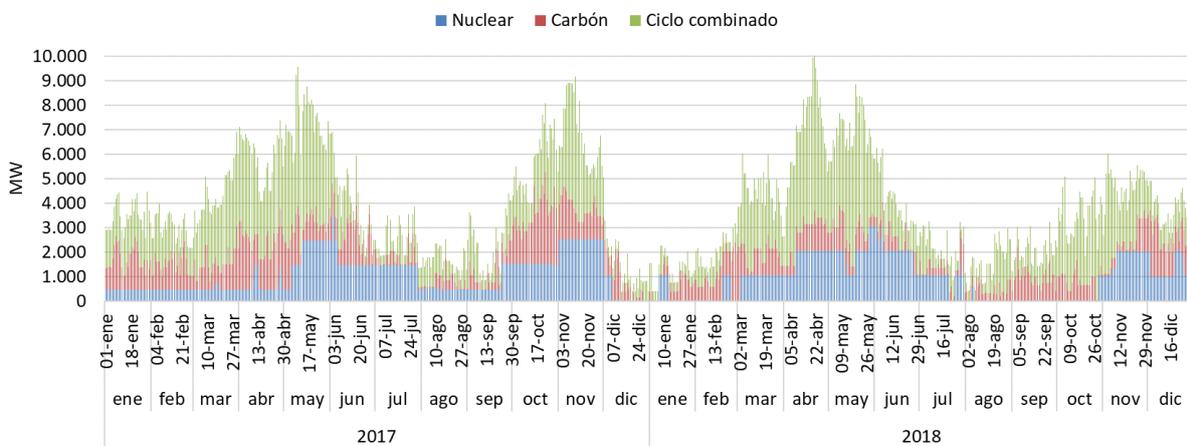
Todos estos factores provocaron un incremento del coste marginal de generación de las centrales térmicas, especialmente significativo a partir de la segunda mitad del año.

Por otro lado, en el último trimestre del año, se introdujeron medidas de carácter fiscal a través del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores que, según su exposición de motivos, tuvieron como objetivo asegurar que ante unas expectativas de precios finales elevados y sostenidos en el tiempo, los consumidores tuvieran información e instrumentos para gestionar su demanda, optimizar su consumo y reducir su factura energética, y que tuvieron influencia sobre el precio del mercado: En particular, se introdujo la exención durante el último trimestre de 2018 y el primer trimestre de 2019 del impuesto sobre la producción de energía eléctrica; y la modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, para introducir una exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas.

Así pues, este aumento del coste de generación con carbón y gas natural, tanto por el propio precio de los combustibles como por el aumento del precio de las emisiones de CO₂, provocó en 2018 un aumento en el precio del mercado diario, a pesar de la mayor cuota de renovables y menor hueco térmico registrado respecto al año anterior, en particular a partir de mes de mayo.

3.6 Evolución de la potencia indisponible

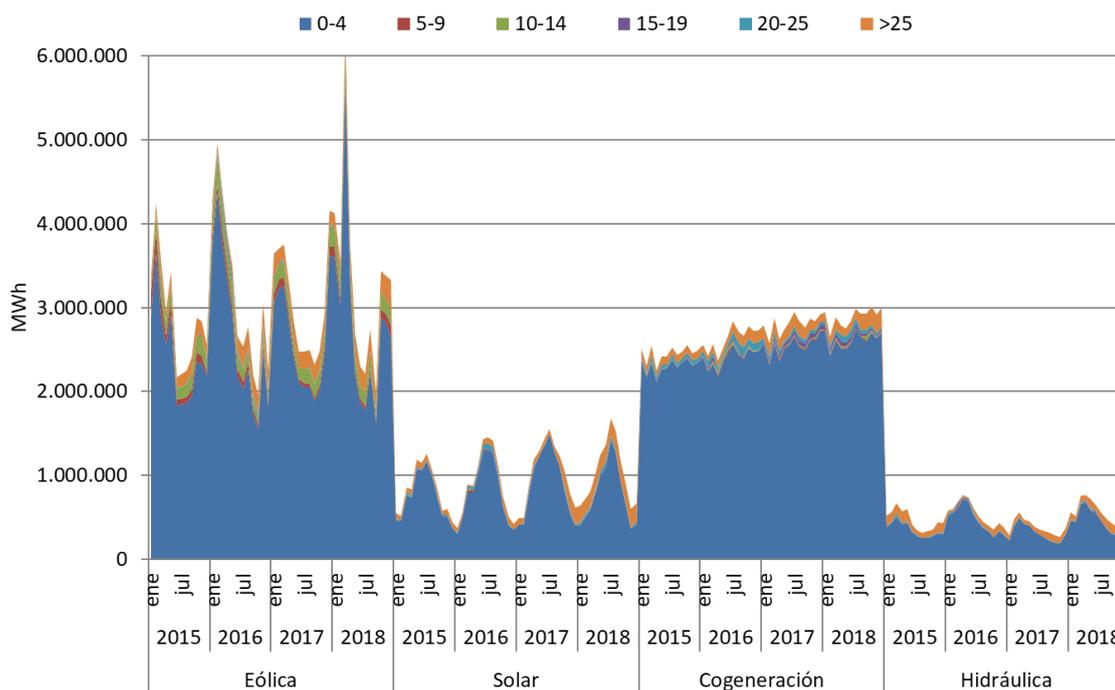
Gráfico 73. Potencia de generación indisponible programada y sobrevenida



Fuente: CNMC

3.7 Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

Gráfico 74. Energía ofertada al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración y los residuos por franjas de precio, distinguiendo si ha resultado casada o no, agrupadas por el precio de sus ofertas. Años 2015-2018



Fuente: CNMC

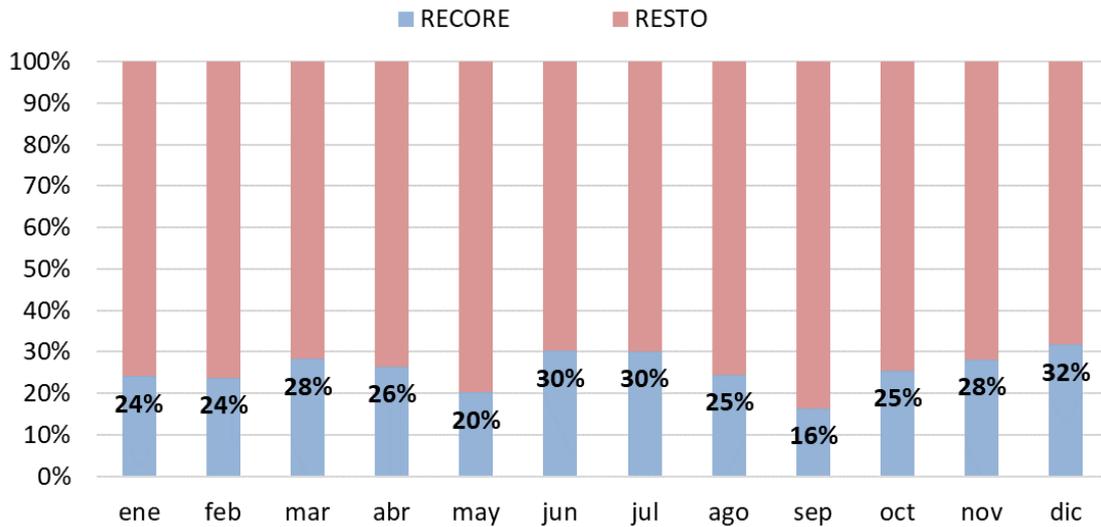
Cuadro 14. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a diciembre de 2018

Combustible	Desglose combustible	Potencia instalada (MW)	Potencia habilitada en Fase II de restricciones técnicas (MW)		Potencia habilitada en terciaria y gestión de desvíos (MW)		En zona de regulación (MW)		Potencia habilitada en secundaria (MW)	
			MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Cogeneración	Derivado del petróleo o carbón	721,5	153	21%			66,8	9%		
	Energía residual	67,4								
	Gas natural	5.657	1.229,1	22%	175	3%	569,1	10%	266,2	5%
Eólica	Terrestre	22.962,8	14.369,5	63%	13.504,6	59%	7.919,8	34%	189	1%
Hidráulica	Minihidráulica	2.128	245	12%	216,3	10%	429,9	20%	216,3	10%
	Biogás	264,5	7,5	3%			8,4	3%		
Otras renovables	Biomasa	512,6	76	15%	70	14%	98,9	19%	70	14%
	Océano y geotérmica	4,7								
Residuos no renovables	Residuos domésticos y similares	237,4	93,5	39%						

	Residuos varios	300,2	300,2	100%			19,4	6%
	Subproductos minería	50	50	100%				
Solar	Fotovoltaica	4.453,9					13,4	0,3%
	Térmica	2.301,2	30	1%	30	1%	50	2%

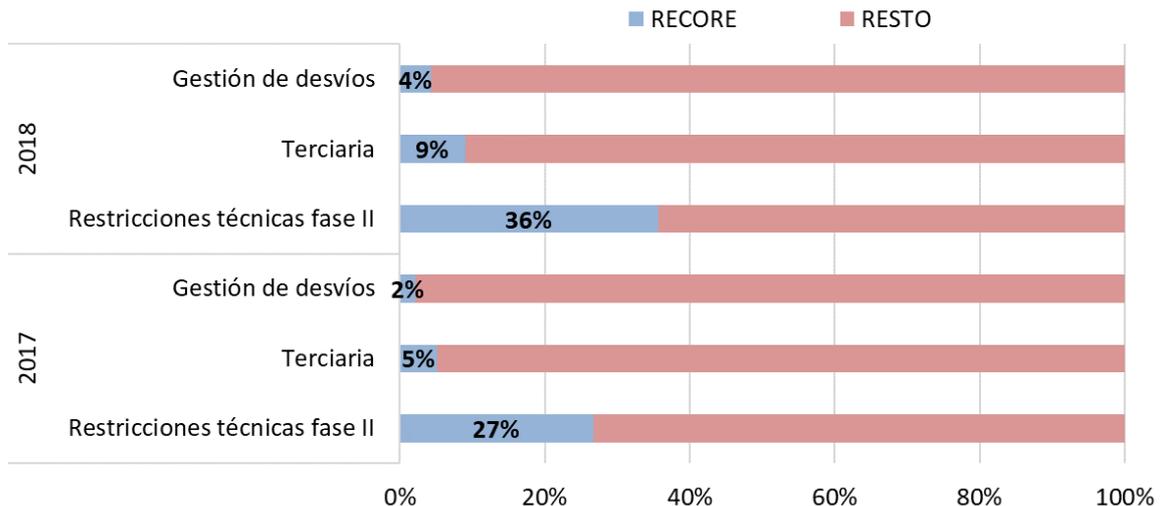
Fuente: CNMC

Gráfico 75. Participación de las renovables, cogeneración y residuos (RECORE) en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos: Volúmenes totales mensuales en 2018



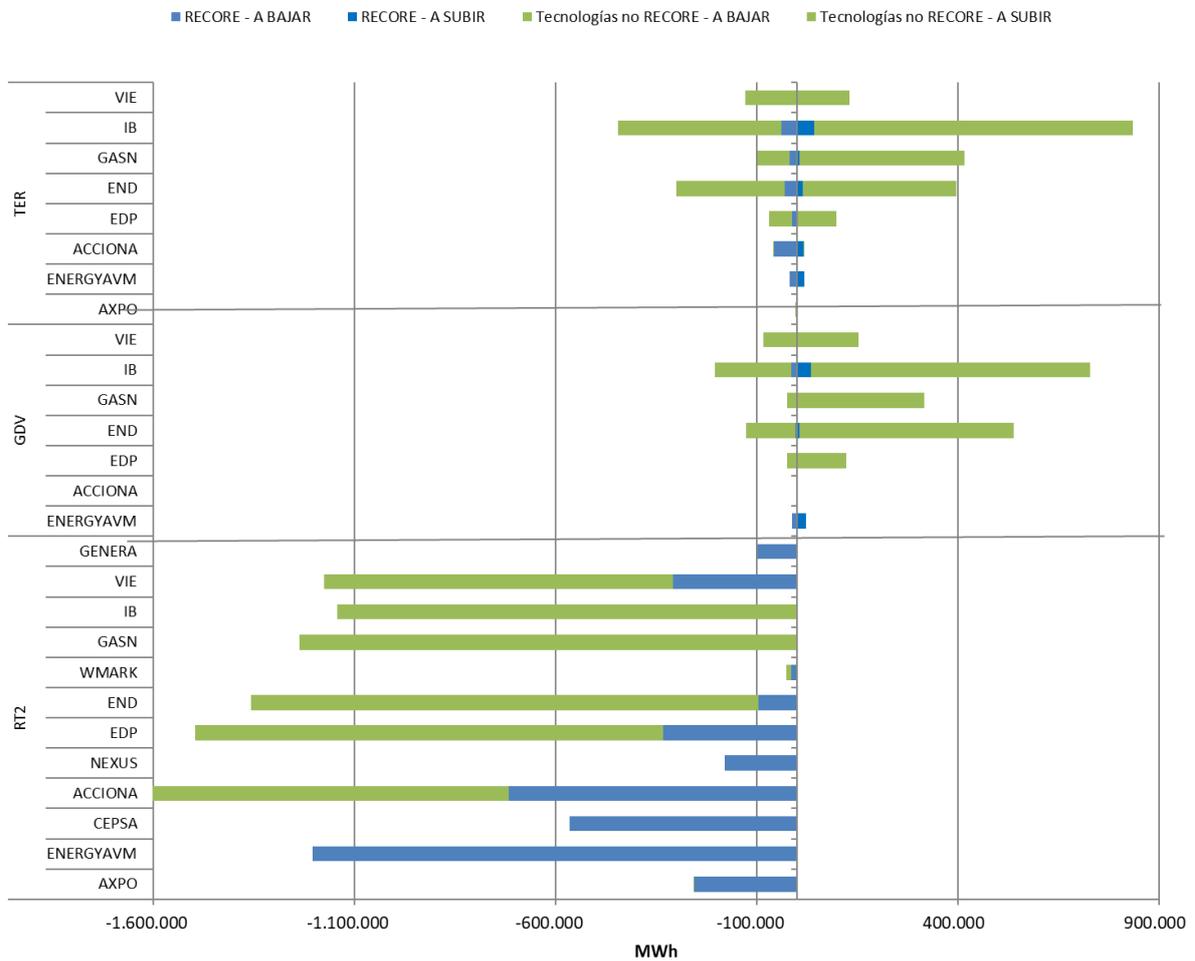
Fuente: CNMC

Gráfico 76. Cuota asignada a las tecnologías renovables, cogeneración y residuos por segmento de servicios de ajuste del sistema respecto al total del servicio asignado



Fuente: CNMC

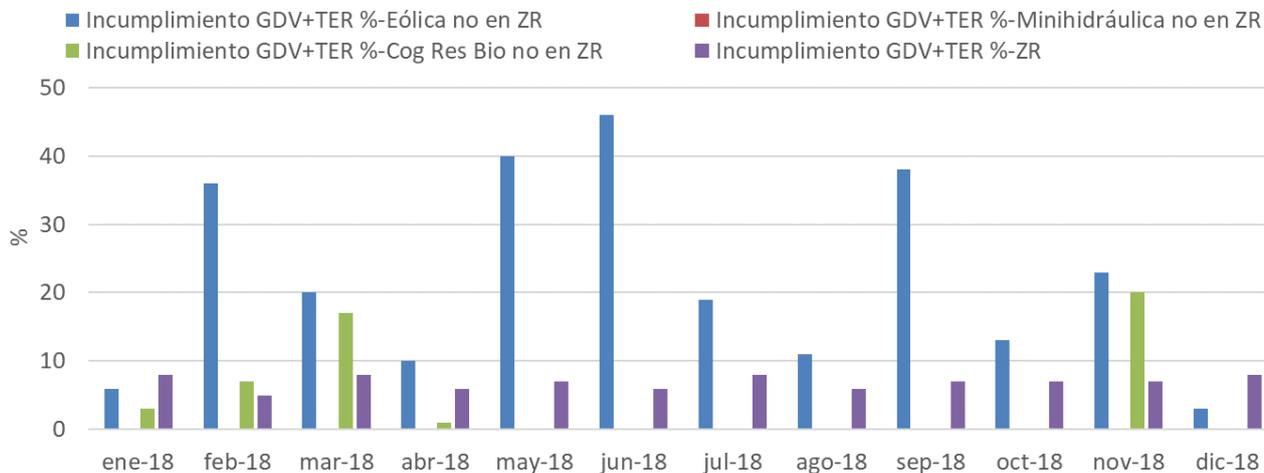
Gráfico 77. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos por grupo de empresa. Año 2018



Fuente: CNMC

Nota Por visibilidad del gráfico, el eje de la energía se ha limitado a -1.600.000 MWh.

Gráfico 78. Incumplimientos de energía de las tecnologías RECORE fuera de zonas de regulación y de todas las tecnologías en zona de regulación en los servicios de regulación Terciaria y Gestión de Desvíos en 2018



Fuente: REE

Nota: El incumplimiento se ha calculado como % de energía de gestión de desvíos/terciaria incumplida sobre el total de energía de gestión de desvíos/terciaria asignada.

3.8 Acoplamiento de mercados

Se analiza el resultado del mercado comparativamente con el del resto de los mercados vecinos. Todo ello, sin perjuicio de las especificidades de cada mercado.

Interconexión con Portugal

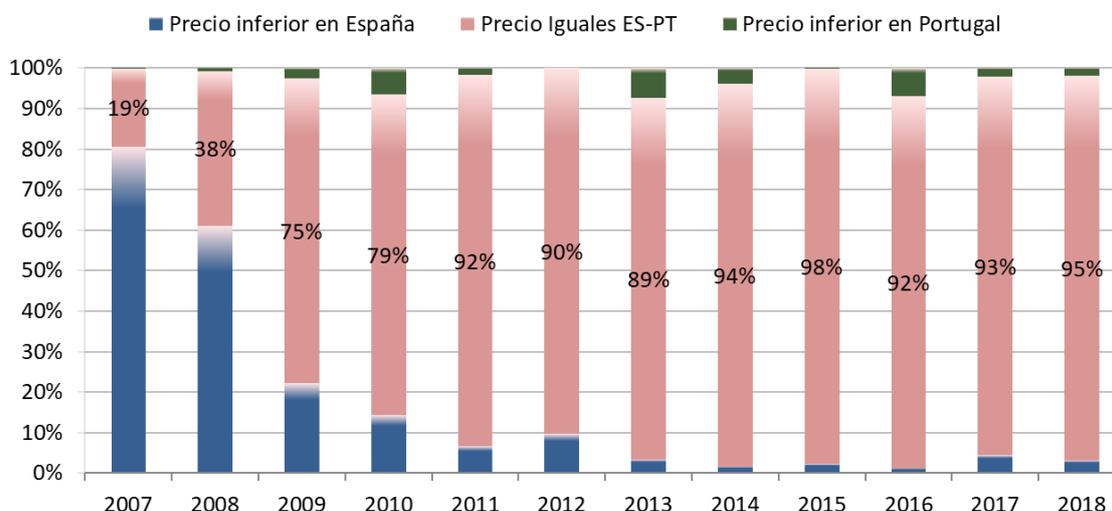
Con respecto a las transacciones realizadas en el mercado diario, éstas se han realizado en el ámbito ibérico a través del mecanismo de gestión conjunta de la interconexión basado en subastas implícitas de corto plazo (market splitting¹¹), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

¹¹ El mecanismo utilizado para la formación del precio de la electricidad en el mercado diario de España y Portugal, se conocía como “market splitting”. Los agentes compradores y vendedores acuden al mercado con independencia de que estén en España o en Portugal. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Si, por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.

Desde mayo de 2014¹², el MIBEL se encuentra integrado en el proyecto paneuropeo dedicado a la integración de los mercados de la energía en Europa conocido en la actualidad como Multi-Regional Coupling (MRC). Este proyecto tiene por objeto establecer el acoplamiento en precio de los mercados diarios mayoristas de electricidad, aumentando la eficiencia en la asignación de la capacidad de intercambio entre los sistemas eléctricos involucrados y la optimización del bienestar social en general. El MRC se basa en un único algoritmo que calcula simultáneamente los precios del mercado, las posiciones netas y los flujos en las interconexiones entre las zonas de oferta, mediante subastas implícitas.

Para el largo plazo, hasta la plena implementación del código de red de asignación a plazo de la capacidad y la transición a la plataforma única europea de subastas (que tuvo lugar en diciembre de 2018), la gestión de la subasta de los contratos financieros en la interconexión entre España y Portugal, así como la liquidación de los mismos, se realizó hasta septiembre de 2018 a través de la plataforma del mercado de derivados del MIBEL y su Cámara de Contrapartida Central, respectivamente.

Gráfico 79. Acoplamiento del mercado diario: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal



Fuente: CNMC

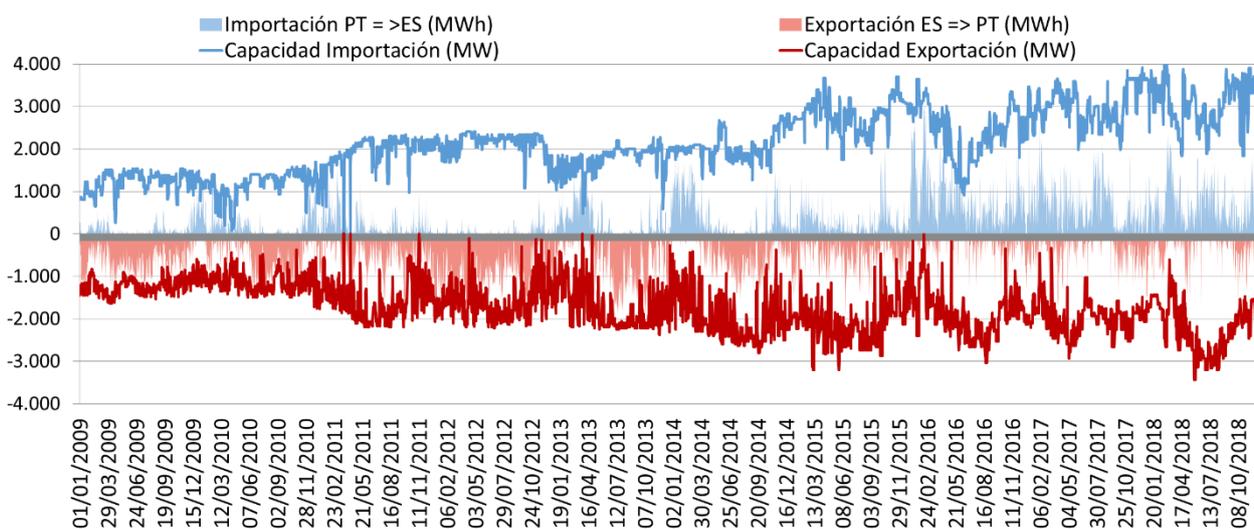
¹² El día 4 de febrero tuvo lugar el acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el mercado único europeo de la energía. En una primera fase y hasta mayo de 2014, el acoplamiento tuvo lugar imponiendo como condición una capacidad de interconexión nula en la interconexión, por lo que se mantuvo de forma transitoria, en paralelo, la ejecución de las subastas explícitas diarias.

Cuadro 15. Diferencia de precios del mercado diario en zona española y portuguesa.
€/MWh

Años	Precio medio aritmético Mercado diario España	Precio Medio aritmético Mercado diario Portugal	Media aritmética de la diferencia
Jul -Dic 2007	42,2	52,2	9,98
2008	64,4	70,0	5,55
2009	37,0	37,6	0,67
2010	37,0	37,3	0,32
2011	49,9	50,5	0,53
2012	47,2	48,1	0,84
2013	44,3	43,6	-0,61
2014	42,1	41,9	-0,28
2015	50,3	50,4	0,10
2016	39,7	39,4	-0,23
2017	52,2	52,5	0,24
2018	57,3	57,5	0,16

Fuente: CNMC

Gráfico 80. Capacidad de la interconexión entre España y Portugal y utilización media diaria



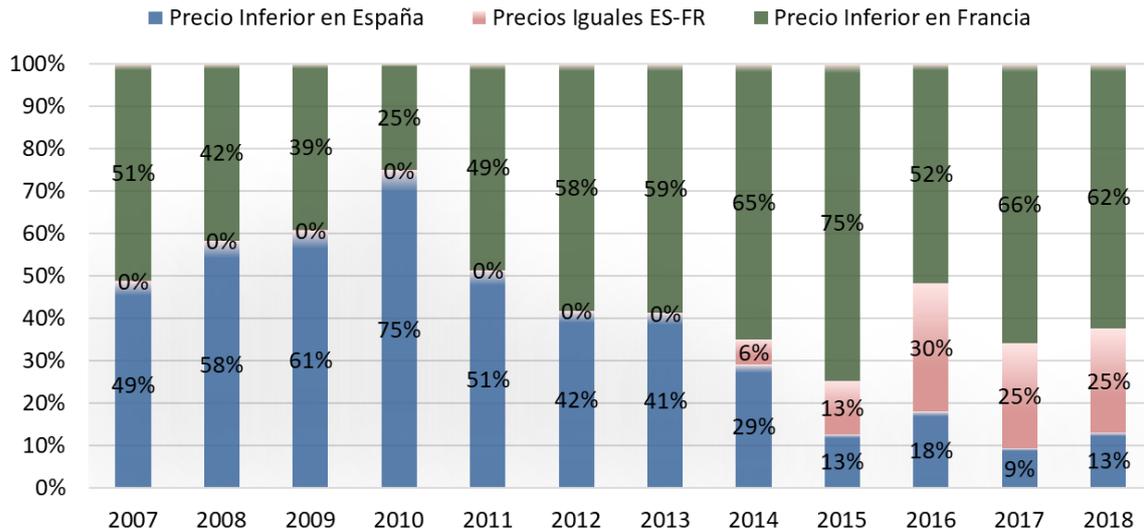
Nota: Puesta en servicio diciembre de 2010, de la línea de 400 kV Adeadávila- Lagoaça.
Puesta en servicio en enero de 2015 de la Línea de 400 kV Puebla de Guzmán-Tavira.

Interconexión con Francia

Hasta el 13 de mayo de 2014, la gestión de la interconexión con Francia se resolvía a través de subastas explícitas de capacidad gestionadas por el operador del sistema francés y español. A partir de entonces, la gestión de la interconexión se realiza en el ámbito del largo plazo, a través de subastas explícitas de capacidad y, en el ámbito diario, a través del mecanismo de acoplamiento de los mercados diarios (Multi Regional Coupling -MRC-). Las subastas explícitas de capacidad son gestionadas por una plataforma

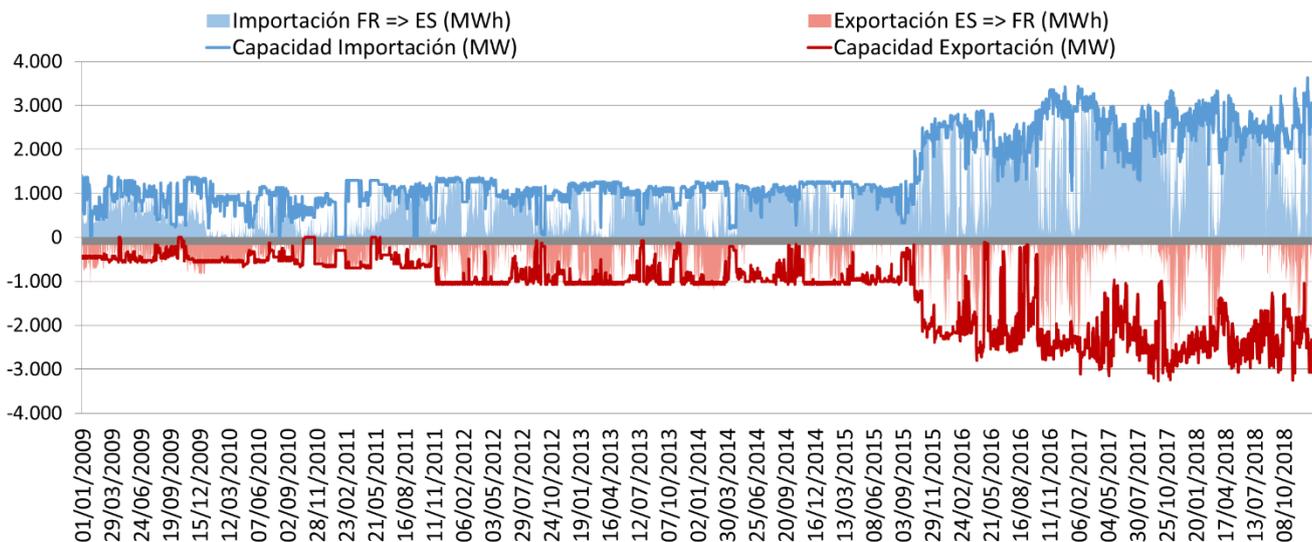
suprarregional de subastas (desde junio de 2015 JAO- Joint Allocation Office-, antes de junio de 2015, CASC.EU.). Las subastas diarias son gestionadas por el Operador del Mercado (OMIE) junto con el resto de operadores europeos incluidos en el proyecto MRC.

Gráfico 81. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia



Fuente: CNMC

Gráfico 82. Capacidad máxima y utilización media diaria de la interconexión entre España y Francia



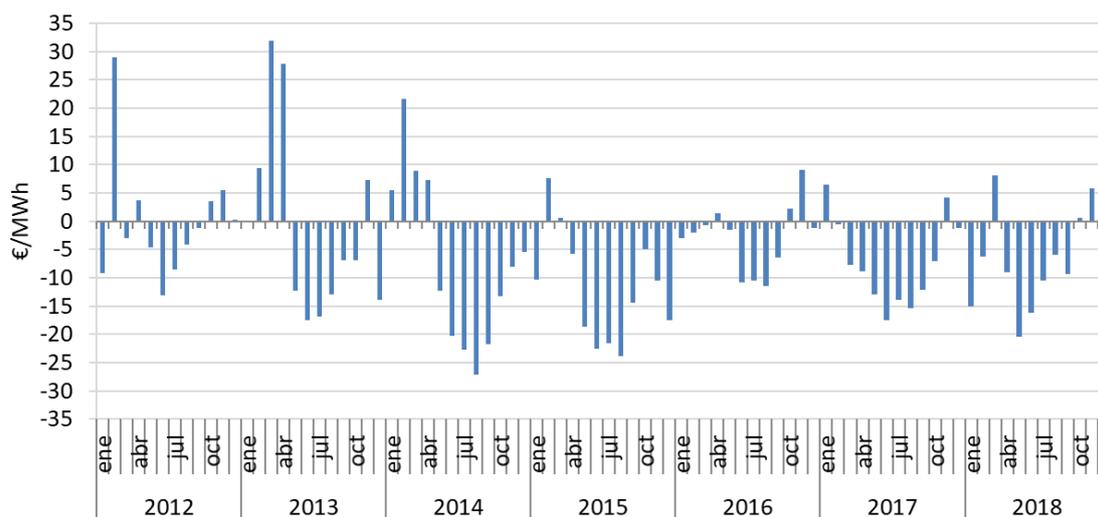
Fuente: CNMC

Nota: Entrada en octubre de 2015 de la nueva línea de 400 kilovoltios (kV) en corriente continua que une Santa Llogaia y Baixas, En junio de 2017 se ha puesto en servicio el desfasador de Arkale en la línea de interconexión de 220

kilovoltios (kV) entre la subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa) y Argia (Francia), lo que permite aumentar la capacidad de intercambio entre España y Francia entre unos 200-500 MW.

Respecto a los precios resultantes de las subastas de la capacidad de intercambio, el precio marginal de la subasta anual de capacidad para el año 2018 en el sentido España > Francia fue igual a 2,25 €/MW, valor un 9 % inferior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2017 (2,46 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 10,25 €/MW, lo que representa un aumento de un 27 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2017 (8,10 €/MW). El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en junio, en el sentido Francia > España con un valor de 24,20 €/MW. En el sentido España > Francia el precio máximo se alcanzó en diciembre con 7,11 €/MW.

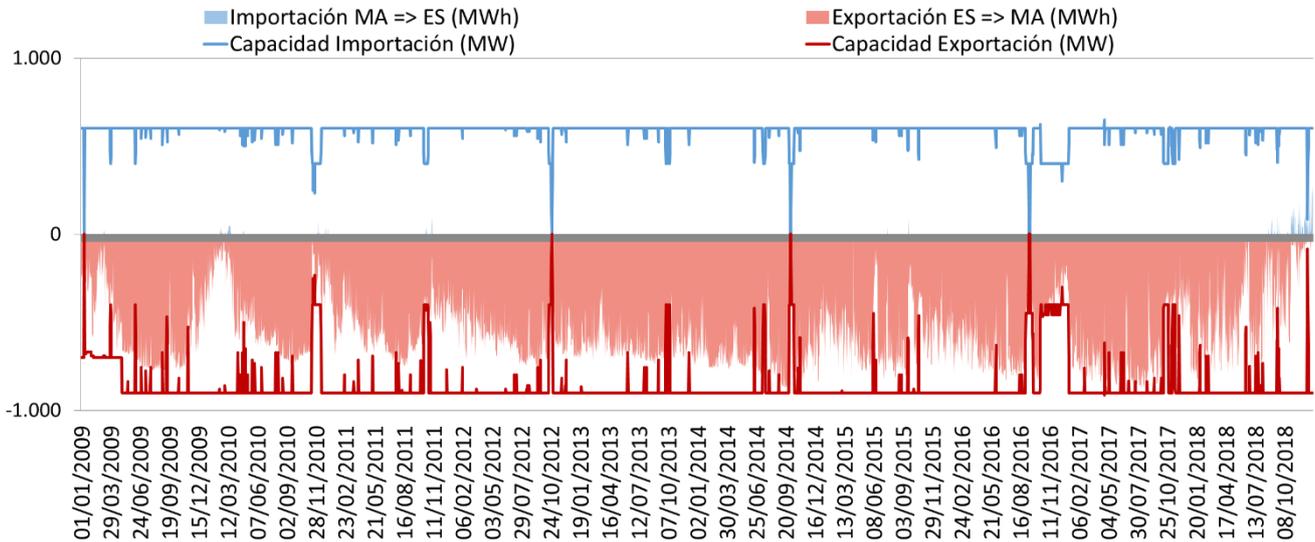
Gráfico 83. Diferencia de precio del mercado diario entre zonas de precio francesa y española (FR-ES)



Nota: Se muestra la media mensual de las diferencias horarias.
Fuente: REE, CNMC

Interconexión con Marruecos

Gráfico 84. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos

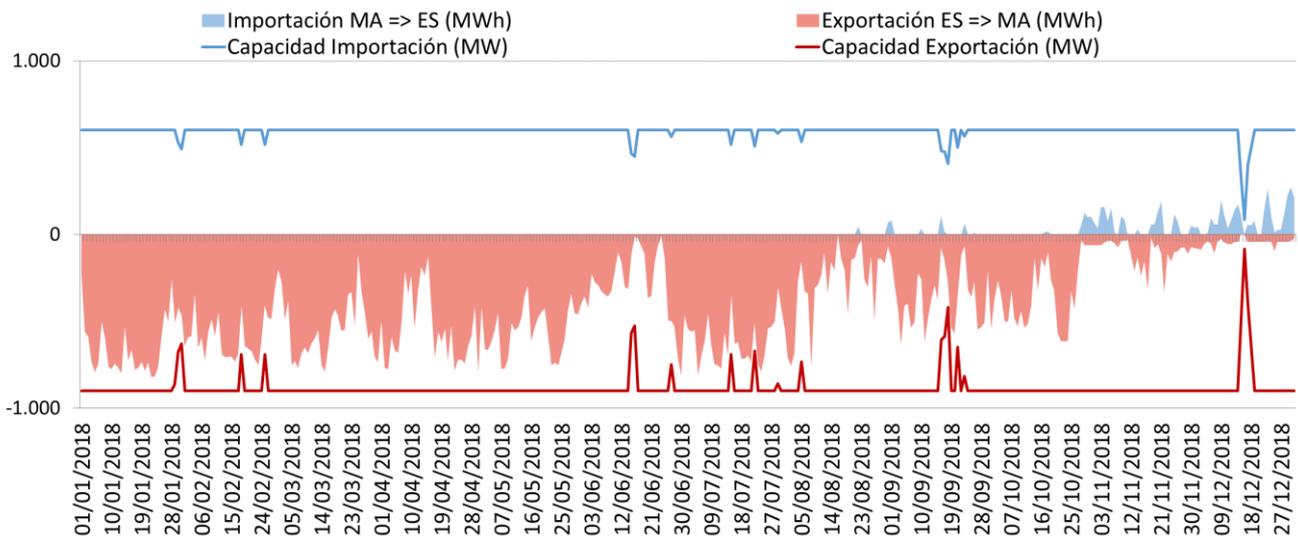


Fuente: CNMC

Nota: Del 14/10/16 al 31/12/16 se reduce la capacidad en ambos sentidos, debido a la avería en la línea.

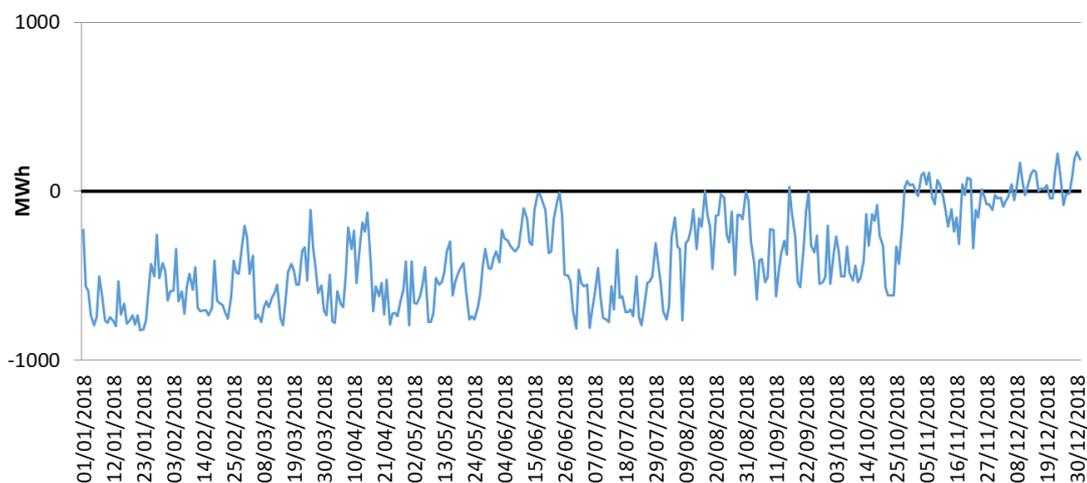
Como hecho destacado en 2018 respecto a la interconexión con Marruecos, cabe destacar el cambio de sentido del flujo de la interconexión a partir del mes de noviembre.

Gráfico 85. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos en 2018



Fuente: CNMC

Gráfico 86. Saldo medio diario del flujo de la interconexión entre España y Marruecos en 2018



Fuente: CNMC

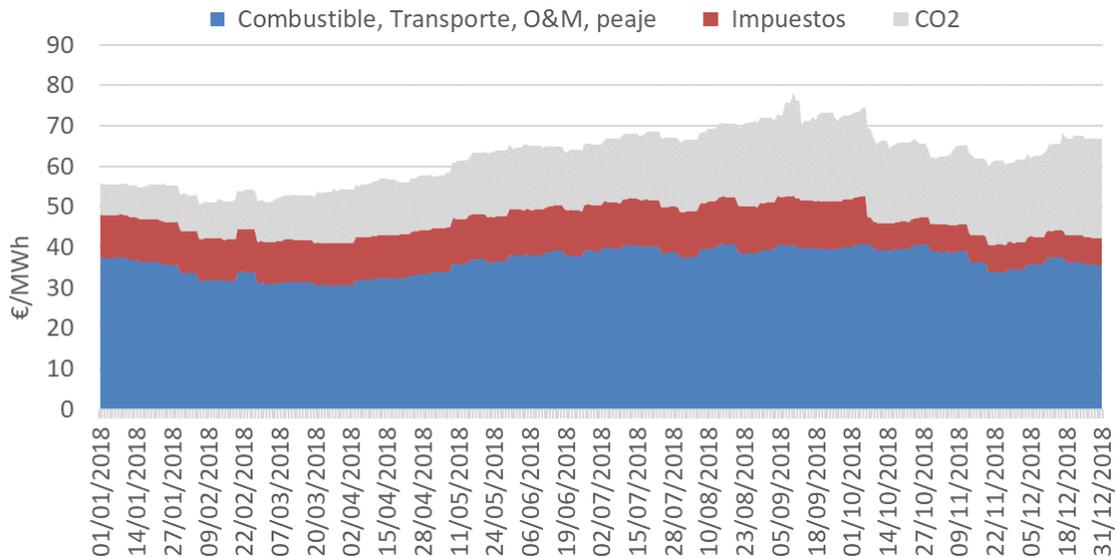
Este cambio de sentido se debe principalmente a la construcción de nuevas centrales de carbón en el país marroquí. Concretamente, en 2018 han entrado en funcionamiento dos nuevas centrales de carbón, Safi y Jerada, siendo la primera la más importante en cuanto a potencia y al impacto en el saldo de la interconexión:

- Central Térmica de Safi: con 1.386 MW de potencia, representa el 17% de la capacidad instalada de Marruecos. Se puso en marcha en noviembre y sus propietarios son la francesa Engie (35%), la japonesa Mitsui (35%) y la marroquí Nareva Holding (30%).
- Central Térmica de Jerada: con 350 MW de potencia, se puso en marcha a principios de 2018 y es propiedad de la Office National de l'Électricité et de l'Eau potable (ONEE, el operador de sistema marroquí).

Cabe destacar que, con ámbito europeo, la producción de electricidad es una de las actividades sujetas al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (EU ETS, por sus siglas en inglés) como medida para internalizar el coste de la emisión de gases de efecto invernadero en el precio de la electricidad. Así pues, la generación con tecnologías que emitan CO₂ debe pagar el precio de los derechos de emisión de CO₂, comerciables en el mercado de derechos, tal como se ha explicado en el apartado 3.10. Ahora bien, las centrales térmicas marroquíes quedan fuera del ámbito de este régimen y, por tanto, su coste de generación es más competitivo que el de las centrales de carbón sujetas al régimen, por ejemplo, las españolas. Así pues, al contar ahora el sistema marroquí con una mayor capacidad de generación y al ser ésta más competitiva en comparación con una central de similares características ubicada instalada en el sistema español, el saldo de la interconexión entre ambos sistemas ha pasado a ser mayoritariamente importador (hacia España).

En el gráfico siguiente se puede observar el impacto en términos de costes de generación que supone la compra de los derechos de emisión de CO₂ de una central de carbón. La franja gris representa la diferencia de costes entre una central de carbón ubicada en, por ejemplo, el sistema español, y otra en el sistema marroquí, donde no se pagan derechos de emisión (en valores estimados), adicionalmente a las diferencias impositivas que puedan existir entre ambas zonas, representadas en el caso español por la franja roja.

Gráfico 87. Costes estimados de una central de carbón

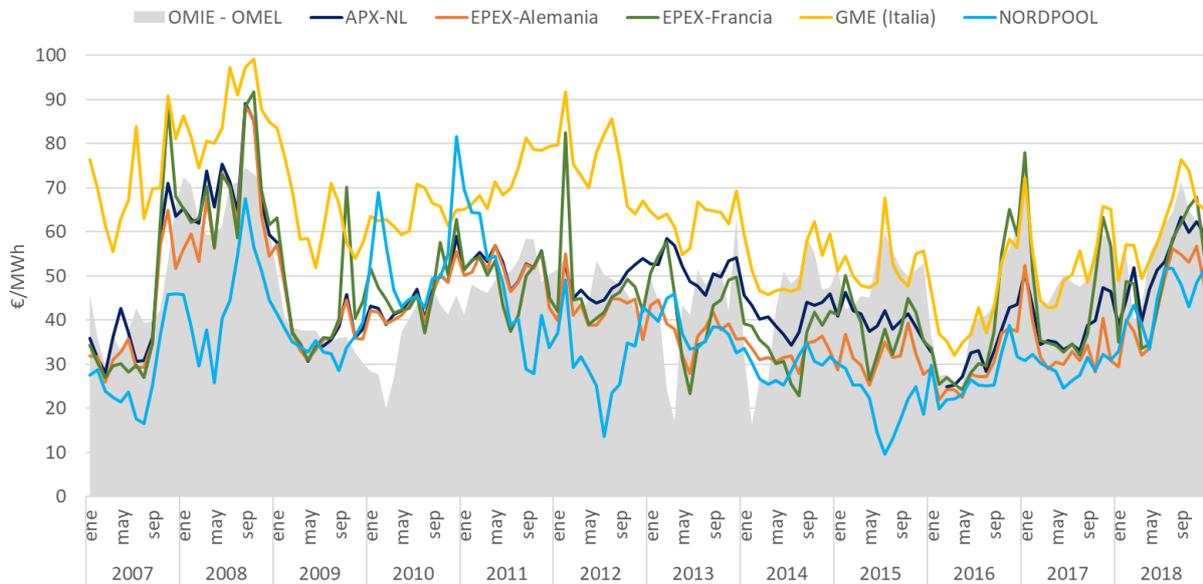


Fuente: CNMC

Nota: Los impuestos corresponden a los del sistema español. Desde octubre de 2018 se elimina el impuesto de generación.

MIBEL y otras referencias europeas

Gráfico 88. Evolución de los precios del MIBEL y del resto de mercados europeos



Fuente: Mercados europeos y CNMC

ANEXO I: DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN

Para mejorar la comprensión de este documento, se describen brevemente a continuación los principales segmentos del mercado eléctrico, a través de los cuáles las centrales térmicas programan sus despachos de energía y obtienen sus ingresos, las comercializadoras adquieren la energía necesaria para suministrar a sus clientes, y el Operador del Sistema adquiere, asigna y activa las energías necesarias para mantener el equilibrio y la seguridad del sistema.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, un mercado diario, seis subastas intradiarias, un mercado intradiario continuo, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema. Estos últimos se definen como aquellos mercados gestionados por el Operador del Sistema que tienen por finalidad adaptar los programas de las unidades de producción, resultantes de la participación de los sujetos en las distintas plataformas de contratación de energía, para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. El mercado no organizado está constituido por los contratos físicos bilaterales, cuyos términos y condiciones económicas son acordados entre las partes, sin que sean conocidos por parte de la CNMC. Estos contratos bilaterales son nominados diariamente al Operador del Sistema.

El mercado diario español se encuentra acoplado con el resto de mercados europeos y su casación resulta de la aplicación del algoritmo europeo conocido como Euphemia. El resultado del algoritmo está limitado por la capacidad de las interconexiones entre las zonas de precio.

Contratación de energía en horizontes diario e intradiario¹³

Mercados diario, intradiario e intradiario continuo¹⁴: Cubren los horizontes diario e inferior al diario, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español (OMIE). En el mercado diario, compradores y vendedores realizan ofertas de compra y venta de electricidad para cada una de las horas del día siguiente. El mercado intradiario, de subastas y continuo, permite a los generadores realizar los ajustes necesarios a sus ofertas dentro de

¹³ Ver la web de OMIE para encontrar una descripción más detallada del funcionamiento de los mercados de electricidad, (<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>)

¹⁴ Los mercados intradiarios permiten a los agentes ajustar su posición vendedora o compradora dentro del día, para adaptarla a sus mejores expectativas de producción o consumo, para optimizar el funcionamiento de aquellas centrales que han sido objeto de redespachos por restricciones técnicas o para acoplar una central que adquiere un compromiso de funcionamiento en los servicios de reserva de potencia a subir o de banda de secundaria. Los mercados intradiarios se componen del mercado intradiario de subastas y del mercado intradiario continuo, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español (OMIE).

las 24h del mismo día de entrega con el objetivo de ajustar sus programas a sus mejores previsiones.

Contratación bilateral con entrega física libremente establecida entre los sujetos del mercado en los mercados no organizados (OTC, *Over the counter*).

Servicios de Ajuste del Sistema, gestionados por el Operador del Sistema¹⁵

La resolución de las restricciones técnicas identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que pudieran presentarse durante la propia operación en tiempo real. Sobre la base del programa diario base de funcionamiento (PDBF), que integra los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario junto con los contratos bilaterales con entrega física cuya ejecución ha sido nominada diariamente por los sujetos del mercado, el Operador del Sistema (OS) inicia el proceso de análisis y solución de restricciones técnicas, a fin de garantizar que el suministro de energía eléctrica se pueda realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad. En el caso de que el PDBF no cumpla con dichas condiciones, el OS lleva a cabo un proceso mediante el cual elimina las restricciones técnicas identificadas en el sistema mediante la aplicación de redespachos de energía a subir y/o a bajar y el establecimiento de limitaciones a subir o bajar en el programa de determinadas unidades.

Reserva de potencia adicional a subir: En aquellos casos en los que el operador del sistema identifica que las centrales que componen el programa diario viable provisional (PDVP) pudieran no proporcionar la suficiente capacidad de subir carga cerca del tiempo real, se hace necesario incluir en el despacho centrales adicionales que aporten suficiente reserva de potencia a subir. Hasta mayo de 2012, la programación de dichas unidades se incluía como parte de las restricciones técnicas al PDBF, pero a partir de esa fecha se constituyó un mercado específico que provee dicho servicio (mecanismo de insuficiente reserva de potencia adicional a subir). A partir de noviembre de 2019, mediante la resolución de la CNMC por la que se aprueba la adaptación de reglas y procedimientos de operación a la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 CET¹⁶, el mercado de reserva de potencia adicional a subir, queda eliminado.

Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria: El servicio de regulación secundaria tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-consumo, corrigiendo el desvío instantáneo respecto al programa neto de intercambio en potencia del Bloque de

¹⁵ Ver la web de REE para encontrar una descripción más detallada del funcionamiento de los servicios de ajuste (“Guía de Ayuda sobre los Mercados de Ajuste del Sistema” <https://www.esios.ree.es/es/documentacion/>)

¹⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/2698864_10.pdf
<https://www.boe.es/boe/dias/2019/10/21/pdfs/BOE-A-2019-15049.pdf>

Control “España”, y el desvío de la frecuencia respecto al valor de consigna establecido (normalmente 50 Hz). Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía). Se define la banda de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de la potencia en que el generador puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. El margen de potencia en cada uno de los dos sentidos se conoce como reserva o banda a subir o a bajar. La utilización de energía de regulación secundaria se realiza de forma automática como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación, distribuyéndose entre las diferentes zonas de regulación, de acuerdo con la asignación de banda de regulación secundaria resultante de la asignación de ofertas, el día anterior, a través del correspondiente mercado. La energía de regulación secundaria utilizada 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. La reserva de regulación terciaria está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema que puede ser movilizada en un tiempo inferior a quince minutos con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria. La regulación terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y el ajuste del equilibrio generación-demanda en periodos no superiores a una hora. Es gestionado mediante mecanismos de mercado, estando la asignación del servicio basada en criterios de mínimo coste y estableciéndose para cada hora precios marginales diferenciados para la reserva de regulación terciaria movilizada a subir y a bajar.

El proceso de gestión de los desvíos entre generación y consumo para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda: El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. A partir de junio de 2018 la asignación del servicio de gestión de desvíos pasa a ser horaria¹⁷ y, a partir de diciembre de 2019, este proceso queda sustituido por el de activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)¹⁸.

Mercados a plazo

Los mercados anteriores se complementan con los mercados a plazo. Los mercados a plazo de electricidad permiten a los agentes gestionar sus riesgos

¹⁷ Ver documento de Especificaciones para la implantación del nuevo mercado intradiario híbrido MIBEL de REE.

¹⁸ Ver P.O. 3.3 de REE.

mediante un conjunto de mercados en los que, con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compraventa de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años). En el largo plazo, los agentes intercambian diferentes tipos de contratos, con periodos de entrega de distinta duración (año, trimestre, mes, etc.) y en diversos mercados a plazo:

- Contratos bilaterales adaptados a las necesidades de los agentes compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera por diferencias (pago/cobro de la diferencia entre el precio del mercado diario y un cierto valor pactado en el contrato; sin entrega física de la energía).
- Contratación a través de mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente entre los agentes (el conocido como mercado “over the counter” u OTC, no organizado, en el que los agentes cierran transacciones a través de intermediarios o brokers). En España, el mercado organizado de futuros eléctricos del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es gestionado por OMIP (<http://www.omip.pt/>).

Programas de producción

Los principales programas de producción y asignaciones de reserva de potencia que se citan en este documento son los siguientes:

Programa diario base de funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema (OS) a partir del programa resultante de la casación del mercado diario (PDBC) comunicado por el Operador de Mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física declarada por los sujetos.

Programa diario viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

Asignación de reserva de potencia adicional a subir: Proceso de asignación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de potencia adicional a subir, necesaria por razones de seguridad del sistema.

Asignación de reserva (banda) de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1

para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

Programa horario final (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario y del mercado intradiario continuo, de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

Pagos por capacidad

El diseño del mercado eléctrico establece un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso que se produce en el mercado eléctrico con el objeto de establecer una señal económica para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y para evitar el cierre de aquellas instalaciones que garantizan la seguridad del suministro eléctrico. A tales efectos, se encuentran definidos unos pagos por capacidad que reciben los generadores que cumplen los requisitos para participar como proveedor del servicio de seguridad de suministro en el medio y largo plazo. Bajo el concepto de pagos por capacidad, se incluyen dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo. A partir de julio de 2018, se eliminó el servicio de disponibilidad.

ANEXO II: MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

El régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea es el mecanismo de la Unión Europea para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante mecanismos de mercado. Está basado en un esquema de “cap and trade” mediante el cual se fija un tope o volumen máximo de emisiones y se atribuye un valor económico a los derechos de emisión (una tonelada de emisiones equivale a un derecho de emisión) a través del mercado.

Este método permite el comercio de los derechos de emisión de tal forma que el total de emisiones de las instalaciones y de los operadores aéreos se mantenga dentro del “cap” permitiendo al mismo tiempo que puedan tomarse medidas para la reducción de las emisiones a un coste menor. Abarca más de 11.000 plantas de generación de electricidad e industriales en el territorio de la Unión Europea.

El sistema actual (*EU Emissions Trading System*¹⁹) comenzó su funcionamiento en 2005 y ha sido modificado varias veces desde entonces. La implementación del sistema de comercio de emisiones ha sido dividida en distintos periodos conocidos como fases. La fase actual comenzó en 2013 y durará hasta finales de 2020.

En relación con el sector de la producción energética, las instalaciones térmicas de producción de electricidad con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW²⁰ están sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero de la UE. Se trata por tanto de un coste que los generadores incorporan en sus ofertas, afectando al precio de los distintos mercados de electricidad.

Durante el año 2018 el precio del CO₂ se ha triplicado, pasando de un valor medio de 8 euros por tonelada en enero a unos 24 al final del año. Las causas de este incremento son varias, siendo la más importante las reformas llevadas a cabo en el sistema, cuyo objetivo es reducir progresivamente el número anual de derechos de emisión en circulación, debido al excedente existente.

Como se ha comentado anteriormente, la implementación de este sistema ha ocurrido por fases, actualmente nos encontramos en la tercera fase. A continuación, se detalla el funcionamiento del sistema por fases y las reformas acometidas en cada una de ellas:

Fase 1 (2005-2007)

Corresponde al proyecto piloto de 3 años con el que se estableció el mecanismo de mercado para los derechos de emisión en las actividades de generación de

¹⁹ [Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 2003 por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.](#)

²⁰ Excepto las instalaciones de incineración de residuos peligrosos o urbanos.

energía e industrias intensivas en energía, con una sanción por incumplimiento de 40 €/t.

Fase 2 (2008-2012)

Se unieron nuevos países, se aumentó la sanción por incumplimiento a 100 €/t, se redujo el límite de derechos y se incluyó el sector de la aviación al mecanismo.

Fase 3 (2013-2020)

En esta fase se fijó un techo de emisiones (*cap*) a nivel europeo que se reduce anualmente un 1,74%²¹, esto equivale a una retirada de aproximadamente 38,3 millones de derechos al año. De manera que en 2018 el *cap* fue 1.893 millones de toneladas de CO₂²².

Fase 4 (2021-2030)

La tasa anual de reducción del *cap* se incrementa en esta fase, pasando de un 1,74% a un 2,2²³%, es decir, se retiran aproximadamente 48,4 millones de derechos al año.

Por otro lado, con el objetivo de reducir a corto plazo el creciente excedente de derechos de emisión, en el Reglamento (UE) N° 1031/2010²⁴ se acordó posponer durante el periodo 2014-2016 la subasta de un total de 900 millones de derechos de emisión²⁵ hasta 2019-2020. Cabe destacar que esta medida (*back-loading*) no supone una reducción del número de derechos de emisión subastados en la fase 3 sino una redistribución de los mismos a lo largo de esta fase.

Finalmente, estos derechos no se han puesto en circulación en 2019 sino que han sido depositados en la reserva de estabilidad del mercado (market stability reserve). Dicha reserva se creó en 2018, comenzando su operación en enero de 2019, como medida a largo plazo para ofrecer una mayor resistencia frente a los desequilibrios entre la oferta y la demanda, de forma complementaria al mecanismo de reducción anual del *cap* mencionado anteriormente. El número de derechos en circulación, cuya cifra se publica el 15 de mayo a año vencido, determina si deben depositarse en la reserva de estabilidad del mercado algunos de ellos. De manera que, si el número⁰ de derechos en circulación supera los

²¹ [Decisión \(UE\) 2015/1814 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de octubre de 2015, relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad del mercado en el marco del régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión, y por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE.](#)

²² 1 tCO₂=1 derecho de emisión.

²³ [Directiva \(UE\) 2018/410 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de marzo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz en relación con los costes y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, así como la Decisión \(UE\) 2015/1814.](#)

²⁴ [Artículo 10.2 del Reglamento \(UE\) N° 1031/2010 de la Comisión de 12 de noviembre de 2010 sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo a la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad-texto consolidado.](#)

²⁵ 400 millones de derechos en 2014, 300 en 2015 y 200 en 2016.

833 millones de derechos, un 12% se deposita en la reserva (24% hasta 2023), posponiéndose así su subasta. Por el contrario, si es inferior a 400 millones de derechos, se inyectan en el mercado 100 millones de derechos procedentes de la reserva. Además, a partir de 2023 el número^o de derechos de emisión que pueden acumularse en la reserva se limitará al volumen de derechos subastados el año anterior, perdiendo su validez aquellos derechos que estén por encima de dicha cantidad.

Por tanto, las reformas llevadas a cabo en el sistema europeo de derechos de emisión tienen el objetivo de, en primer lugar, reajustar la oferta y la demanda de derechos de emisión dado el excedente de derechos existente y, en segundo lugar, reducir progresivamente el volumen de derechos de emisión en circulación y el *cap* incentivando así la descarbonización del sistema.

Además de estas reformas, se han identificado otros factores²⁶ que también han influido en la evolución al alza del precio de los derechos de emisión de CO₂ durante el año 2018:

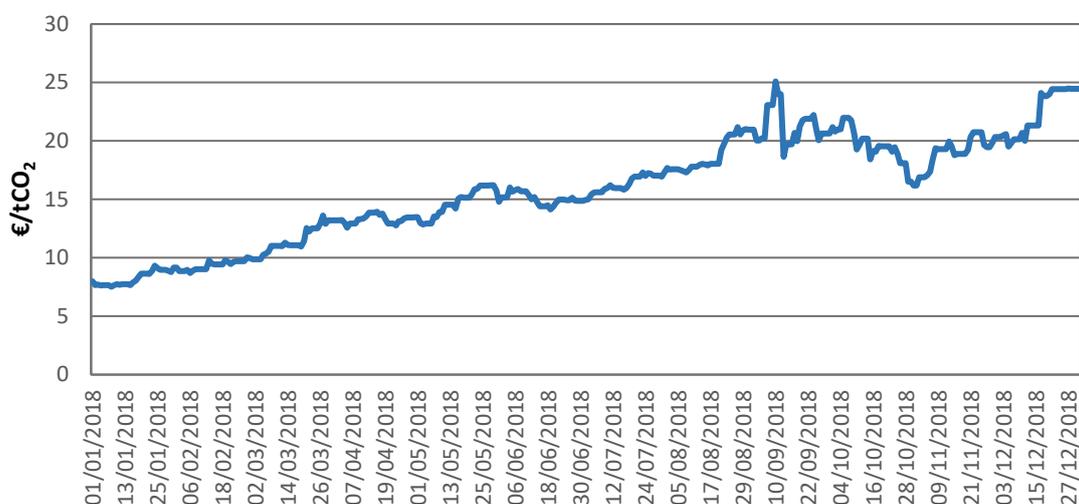
- En el verano de 2018 tuvo lugar una reducción considerable de la generación descarbonizada (renovables y nuclear) en favor de la térmica (carbón y ciclos combinados), como consecuencia de las altas temperaturas registradas en toda Europa, produciéndose así un incremento de la demanda de derechos de emisión de CO₂.
- El incremento en Europa de la actividad industrial a partir de enero de 2017²⁷, que ha producido un aumento de la demanda de derechos de este sector.

A la vista de todo lo anterior, y, teniendo en cuenta que la reserva de estabilidad ha entrado en funcionamiento en enero de 2019, los agentes del mercado pudieran haber adelantado el efecto de estas reformas incrementándose el precio de los derechos de emisión durante el 2018. Se debe tener en cuenta que en este mercado el *banking* está permitido, es decir, se pueden utilizar en otra fase los derechos expedidos en una fase anterior, siempre que no hayan sido utilizados o cancelados. Por tanto, los agentes, ante la expectativa de subida de precios en el futuro, pudieran haber acumulado derechos de emisión durante el 2018, incrementando así la demanda y provocando un alza en los precios de este mercado. Esto es algo que se esperaba por parte de analistas, pero siempre con gran incertidumbre en cuanto a tiempos y cuantías concretos.

²⁶ Charlotte Roig-Ramos, “Booming prices on the European Emission Trading System: From Market Oversupply to Carbon Bubble?”, *Edito Énergie Ifri*, 8 October 2018.

²⁷ [Índice de producción industrial de Eurostat](#).

Gráfico 89. Evolución diaria del precio de los derechos de emisión de CO₂. Año 2018



Fuente: CNMC

ANEXO III: CONTEXTO NORMATIVO EUROPEO

El marco nacional que regula el mercado eléctrico español se encuentra afectado de manera muy relevante por los desarrollos regulatorios comunitarios, cuyo objetivo son la integración progresiva de los mercados mayoristas eléctricos en la Unión Europea²⁸.

Por ello, es importante analizar el contexto normativo europeo del sector y el estado de desarrollo e implantación del mismo. Este anexo se divide en dos partes correspondientes a los dos principales motores de los cambios normativos de estos últimos años. Por un lado, el de la implantación de la normativa derivada del tercer paquete; por otro, el de la reforma europea del mercado eléctrico acometida en el paquete de medidas conocido como “Energía limpia para todos los europeos”²⁹.

1 Antecedentes del desarrollo de la normativa europea

La normativa europea tiene como objetivo el alcanzar un mercado único de la energía. Para ello, y desde el año 1996, se han dado pasos para desarrollar regulación que permita alcanzar tal fin.

²⁸ En este sentido, y como en años anteriores, los avances conseguidos hasta la fecha en materia de integración de mercado son analizados y puestos de manifiesto en detalle en el llamado “Market Monitoring Report”, que publica ACER (Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía). <https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>

²⁹ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

1.1 Tercer paquete

Tras el avance que supusieron los anteriores paquetes normativos³⁰, la Comisión Europea presentó en el año 2007 una propuesta de normativa, conocida como Tercer Paquete, que pretendía dar un paso más allá en la construcción del mercado único y abordar los problemas de falta de integración de los mercados nacionales y de existencia de mercados aislados, el acceso no discriminatorio a la red, la separación efectiva de actividades de generación y suministro y la falta de competencias de los reguladores nacionales así como el nivel efectivo de supervisión reguladora de cada estado miembro, entre otros.

Tras su tramitación, la normativa fue publicada en agosto de 2009, siendo de especial relevancia la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, el Reglamento (CE) 714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y el Reglamento (CE) 713/2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

1.2 Reglamento para el comercio transfronterizo

En el Reglamento 714/2009, que tiene por objeto establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad y facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente con un elevado nivel de seguridad de suministro, se establecen los mecanismos para armonizar las reglas para el comercio transfronterizo de electricidad, en forma de directrices (llamadas, en inglés, *guidelines*).

Las directrices aprobadas hasta la fecha son aquellas relacionadas con la operación del sistema, la conexión a la red y las relacionados con el mercado eléctrico. Estas últimas, las directrices de mercado, serán objeto de análisis en este informe.

³⁰ Primer paquete. El primer paso se dio con la primera directiva de electricidad (Directiva 96/92/CE), de la que cabe destacar que articulaba el paso de un modelo totalmente regulado, existente hasta la fecha, a un planteamiento basado en mecanismos de mercado con separación de actividades y liberalización de parte de los clientes finales, entre otros aspectos.

Segundo paquete. Ante la necesidad de mayores avances en el proceso de liberalización de distintos sectores, entre otros, de la electricidad y el gas, se elaboró un segundo paquete normativo que incluía, entre otros desarrollos, la Directiva 2003/54/CE que establecía normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad y definía las condiciones de acceso al mercado, así como la explotación de las redes y otras cuestiones en materia de consumidores y competencia, reconociendo, con un enfoque de implantación progresiva, el derecho de los consumidores de poder elegir libremente su suministrador. El segundo paquete normativo también conllevó la aprobación del Reglamento (CE) n° 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, materia de gran importancia para mejorar la competencia en el mercado interior de la electricidad fomentando el comercio transfronterizo.

2 DIRECTRICES DE MERCADO

Los códigos de red relacionados con el mercado eléctrico son los siguientes:

- **CACM** - Reglamento (UE) 2015/1222 de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.
- **FCA** - Reglamento (UE) 2016/1719 de 26 de septiembre de 2016 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo.
- **EB** - Reglamento (UE) 2017/2195 de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

En estas directrices está contenido el mandato de desarrollo de diversas metodologías que sirven para implementar de forma efectiva lo dispuesto en los códigos de red, y es en este punto, donde la actividad de las Autoridades Reguladoras (en inglés, RAs o Regulatory Authorities) adquiere especial importancia.

La CNMC, como autoridad reguladora, tiene un papel activo en el desarrollo y aprobación de estas metodologías.

Las metodologías que se reflejan en este informe, asociadas a cada uno de los códigos de red de mercado, han sido o están siendo discutidas por las Autoridades Reguladoras Europeas, contando con la colaboración de los gestores de red de transporte (en adelante TSOs o Transmission System Operators), operadores de mercado (en adelante NEMOS o Nominated Electricity Market Operators) y agentes interesados en un proceso establecido por la normativa europea.

La normativa aprobada por la CNMC en el contexto de los reglamentos comentados anteriormente puede encontrarse en su página web.³¹

2.1 Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones (CACM)

El 25 de julio de 2015 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Esta Directriz regula los aspectos fundamentales que rigen la asignación de capacidad transfronteriza en los mercados diarios e intradiarios de la UE y por tanto el mecanismo de acoplamiento de mercados.

³¹<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/actividad-internacional#normativa-europea>

En este Reglamento, en su artículo 9, detalla las propuestas que han de ser realizadas por los TSOs y NEMOs y que son objeto de aprobación por todas las Autoridades Regulatoras siguiendo el proceso comentado anteriormente.

2.1.1 Metodologías aprobadas a la fecha de elaboración de este informe

A fecha de elaboración de este informe, las autoridades reguladoras han aprobado las metodologías que se listan a continuación, correspondientes a diversos temas contemplados en la directriz.

- **CCR** – Regiones de Cálculo de Capacidad.

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 17 de noviembre de 2016, y mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos. En ella se definen las áreas geográficas en las cuales se realiza un cálculo coordinado de capacidad transfronteriza. La zona de precios española está enmarcada en la zona suroeste de cálculo de capacidad (South West Europe, o SWE).

- **MCO PLAN** – Plan de funciones del Operador de Mercado.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 16 de junio de 2017. En esta metodología se establecen las tareas asignadas a los operadores de mercado designados, como la casación de ofertas de diferentes zonas de oferta (market coupling) en el mercado diario e intradiario y la asignación simultánea de la capacidad interzonal.

- **DAFD** – Plazo de Firmeza del Mercado Diario.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 15 de mayo de 2017. En esta metodología se establece el punto temporal a partir del cual la capacidad de la interconexión puesta a disposición del mercado diario es firme. Este punto se marca en 60 minutos antes de la hora de cierre del mercado diario.

- **CGM CACM** – Modelo de Red Común.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 8 de mayo de 2017. Establece un modelo de red común que define una topología de la red a nivel europeo, así como los escenarios de generación y demanda, con el objetivo de maximizar la capacidad interzonal ofrecida al mercado diario garantizando unos adecuados niveles de seguridad, facilitando así un acceso no discriminatorio a la capacidad interzonal en los horizontes diario e intradiario.

- **GLDP** – Provisión de Datos de Generación y Demanda.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de octubre de 2017. En esta metodología, relacionada con el Modelo de Red

Común, se establece el conjunto de datos sobre elementos generación y demanda que han de compartir los TSOs y que se han de tener en cuenta para establecer un modelo de red común.

- **HMMP** – Precios de casación Máximo y Mínimo Armonizados para el Mercado diario y para el mercado intradiario.

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 14 de noviembre de 2017. En ellas se establecen los precios máximos y mínimos de la casación, y los mecanismos de revisión de los mismos, para la liquidación de los mercados diario e intradiario. Los límites de precio armonizados de casación establecidos de inicio serán +3.000 €/MWh y -500 €/MWh para el mercado diario, y de +9.999 €/MWh y -9.999 €/MWh para el mercado intradiario. Para el mercado diario se dispone además un mecanismo de revisión automática de +1.000 €/MWh en el caso de superarse en algún momento el 60% del precio establecido. Esta revisión se trasladará, si tiene lugar, al precio máximo del mercado intradiario.

- **CIDM CACM**– Metodología de Distribución de las Rentas de Congestión.

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 14 de diciembre de 2017. En ella se establece el reparto entre sistemas de las rentas de congestión capturadas en las interconexiones debido a la diferencia de precios entre zonas de precios en el horizonte diario. En el caso de las fronteras españolas, *net transmission capacity approach* (NTC), el cálculo de la renta de congestión es relativamente sencillo, multiplicándose el flujo comercial en las interconexiones por el diferencial de precios entre las zonas de oferta, repartiéndose la renta obtenida al 50% entre los TSO de cada lado de la interconexión.

- **BACK UP** – Metodología de respaldo.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de enero de 2018. Esta propuesta recoge el mecanismo de respaldo de los NEMOS que entraría en marcha en caso de que la casación de ofertas del mercado diario o intradiario fallase, con objeto de conseguir el realizar el acoplamiento de mercado europeo mediante el algoritmo EUPHEMIA en caso de que el NEMO encargado de realizar la casación sufra alguna incidencia.

- **PRODUCTS** – Productos en el horizonte diario e intradiario.

Aprobadas mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de enero de 2018. En estas propuestas se definen los diferentes tipos de productos negociados en los horizontes diario e intradiario, así como sus condiciones, como por ejemplo las condiciones complejas.

- **IDCZGT**– Horas de apertura y cierre del mercado intradiario interzonal.

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 24 de abril de 2018. Esta metodología establece horas de apertura y cierre del mercado intradiario continuo. Es relevante pues establece el periodo de negociación del que disponen los agentes para ajustar sus posiciones en el mercado intradiario continuo.

Gate Opening Time (Hora de Apertura): Se prevén dos intervalos temporales para facilitar su implementación a nivel pan-europeo:

- 1 de junio de 2018 – 31 de diciembre de 2018: Armonización a nivel región de cálculo de capacidad de las horas de apertura del mercado intradiario. En el caso de la región suroeste (SWE), en la que están enmarcadas las zonas de precio española, portuguesa y francesa, que abriría a las **22:00** horas del D-1.
- Desde el 1 de enero de 2019: Armonización paneuropea de la hora de apertura del mercado intradiario en cada zona a las **15:00** horas. No obstante, se definen dos tipos de flexibilidad transitoria. La primera para definir en la metodología regional de cálculo de capacidad cuánta capacidad de interconexión se ofrece al mercado, y la segunda permite una apertura posterior de la negociación continua dentro de una zona de precio en aquellos casos en los que el operador de sistema necesite lanzar procesos de optimización de redespachos y limitaciones al sistema que permitan una operación eficiente y segura del mismo.

Gate Closure Time (Hora de Cierre): Como en el caso anterior, se prevén dos intervalos temporales para facilitar su implementación a nivel pan-europeo:

- *Desde el 1 de junio de 2018:* La hora de cierre será 60 minutos antes del inicio del periodo negociado a excepción de la frontera Estonia-Finlandia, que será 30 minutos antes.
- *Transitoriamente hasta el 1 de enero de 2021:* En aquellas fronteras donde actualmente el periodo de negociación sea inferior a una hora, se permite un tiempo de cierre de 60 minutos con respecto al inicio de la hora correspondiente al periodo negociado.

- **ALGORITHM** – Desarrollo del algoritmo para el horizonte diario e intradiario

Aprobada mediante Decisión de la Agencia el 26 de julio de 2018. Contiene los requisitos que han de cumplir los algoritmos para las casaciones de los mercados diario e intradiario continuo, así como el conjunto de requerimientos para los mismos.

- **SWE FALLBACK** – Metodología de contingencia en el horizonte diario para la región Suroeste

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos de la región suroeste el día 18 de junio de 2018. Recoge el procedimiento de actuación por parte de los TSOs, a nivel regional, en el caso de que tanto el acoplamiento de mercado europeo como el procedimiento de Back Up, ejecutados por los NEMOs, no fuesen capaces de calcular un resultado en el proceso de casación del mercado diario (denominado escenario de Fallback). Se realizarían, por tanto, o bien asignaciones de derechos de capacidad de forma explícita, o bien acoplamientos de mercado regionales.

- **SWE SAR** – Reglas de asignación de respaldo para la Región Suroeste para la interconexión ES-FR

Aprobación a nivel nacional por el Consejo de la CNMC el día 20 de septiembre de 2018. Estas reglas establecen la forma de asignación explícita de capacidad en la interconexión España-Francia en el escenario de Fallback.

- **CIDRA** – Subastas complementarias regionales ES-PT en el horizonte intradiario

Aprobación a nivel nacional por el Consejo de la CNMC el día 12 de abril de 2018. Posteriormente, aprobación de las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias el día 6 de junio de 2018. En esta metodología se recoge la realización de subastas regionales en el mercado intradiario entre España y Portugal, adicionales al funcionamiento del mercado intradiario continuo europeo.

- **SWE CCM**– Metodología de cálculo de capacidad en la región Suroeste.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos de la región suroeste el 24 de octubre de 2018. Esta metodología contiene, para la región suroeste, los mecanismos para el cálculo de la capacidad transfronteriza disponible en el horizonte diario, así como sus recálculos para el mercado intradiario.

- **IDCP** – Valoración de la capacidad en el horizonte intradiario

Esta metodología fue aprobada mediante Decisión de la Agencia el 24 de enero de 2019. Se establece la metodología para determinar el precio de la capacidad de intercambio de electricidad entre zonas en el horizonte intradiario, que se basa en subastas implícitas intradiarias que deben formar parte del acoplamiento del mercado único intradiario y deben complementar la negociación en el mercado intradiario continuo.

Se establecen tres subastas paneuropeas intradiarias de capacidad a las 15:00 del día D-1, 22:00 del día D-1 y 10:00 del día D, en las que se subastarán las unidades temporales del mercado del día D. La capacidad no debe ser asignada al mismo tiempo en las subastas y en el mercado continuo, por lo que la asignación de capacidad transfronteriza en el mercado continuo debe ser suspendida y toda la capacidad transfronteriza disponible debe ser asignada a través de las subastas.

2.1.2 Revisión de las Metodologías ya aprobadas

Durante el año 2020 se procederá a aprobar una nueva versión de las metodologías de productos de mercados intradiarios y de algoritmo de diario e intradiario. Con ello se pretende dar cabida a las futuras subastas intradiarias paneuropeas previstas para enero de 2023, implementar un procedimiento de control de cambios del algoritmo, así como desarrollar la parte de la metodología referente a la monitorización del rendimiento del algoritmo: medición del nivel de optimalidad, escalabilidad y reproducibilidad, así como de medidas correctoras en caso de que el rendimiento del algoritmo se encuentre lastreado por el elevado nivel de uso de las diferentes funcionalidades.

2.1.3 Mercado intradiario

Merecen especial atención, de entre las metodologías citadas en el ámbito del CACM, las relacionadas con el horizonte intradiario (algoritmo, productos y subastas complementarias -ALGORITHM, PRODUCTS y CIDRA).

El artículo 36 de la Regulación (EU) 2015/1222 de 24 de julio de 2015, por el que se establece la directriz sobre la Asignación de Capacidad y la Gestión de las Congestionaciones (CACM), establece que todos los operadores designados para el mercado eléctrico desarrollarán, mantendrán y utilizarán un algoritmo de acoplamiento de precios y un algoritmo de contratación continua.

Durante los años 2016, 2017 y 2018 continuaron los trabajos de implementación del proyecto de mercado intradiario continuo, tanto a nivel local como a nivel europeo (proyecto XBID). El proyecto XBID (cross-border intraday) tiene como objeto la implantación de una plataforma de comercio transfronterizo intradiario continuo válida para toda Europa tal como establece la Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones. El objetivo es facilitar la compraventa de energía en cualquier momento del día de la entrega (hasta una hora antes del tiempo real) entre contrapartes ubicadas en cualquier país europeo, en tanto en cuanto haya capacidad de interconexión disponible. En dicho proyecto participan NEMOs (operadores de mercado) y TSOs (operadores de sistema) de los países implicados. La entrada del mercado español en la negociación a través de la plataforma se produjo el 13 de junio de 2018.

En este ámbito, cabe destacar la metodología de subastas regionales intradiarias entre España y Portugal complementarias al mercado continuo prevista en artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222, de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece la Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, aprobada conjuntamente por los reguladores portugués y español ERSE y CNMC, el 12 de abril de 2018, sobre la propuesta de los operadores. Gracias a la aprobación de esta metodología, los agentes que participan en el MIBEL pueden negociar en el ámbito intradiario, tanto en el mercado europeo continuo como en las 6 subastas regionales intradiarias que se ejecutan diariamente. El 6 de junio de 2018 se aprobaron las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal³².

En el inicio, el modelo de mercado intradiario contó con un periodo transitorio, hasta noviembre de 2018, en el que solo se podían negociar en el mercado intradiario continuo las horas restantes hasta la siguiente subasta regional, tal como se describía en la propuesta de metodología.

Desde noviembre de 2018, en el mercado intradiario continuo es posible negociar todas las horas restantes del día (excepto la inmediatamente posterior) y todas las del día siguiente para las que la negociación esté abierta.

Desde la puesta en marcha en MIBEL en junio de 2018 del mercado intradiario continuo hasta el 12 de noviembre de 2019, la hora de apertura de negociación en este mercado fue a las 22:00 horas. A partir de esa fecha, la hora de apertura del mercado intradiario se adelantó a las 15:00, acorde con la Decisión de ACER nº 04/2018.

Según los nuevos horarios, la recepción de ofertas para la primera subasta intradiaria, de ámbito MIBEL, cierra a las 15:00 h, de tal forma que a las 15:10 h tras la ejecución de la subasta, el mercado intradiario continuo queda abierto para todas las horas del día siguiente. Esta modificación supuso la adecuación de los procesos de la operación del sistema para su encaje en los nuevos horarios más ajustados. Entre los que destaca la eliminación del mercado de reserva de potencia adicional a subir (regulado en el P.O 3.9).

La consecución y puesta en marcha de estas modificaciones requirió la realización de cambios regulatorios por parte de la CNMC, aprobando esta Comisión por primera vez en el ejercicio de sus competencias la Reglas de Mercado y los Procedimientos de Operación correspondientes. A su vez, requirió la adaptación a la nueva normativa del operador del mercado, del operador del sistema y de todos los agentes participantes en el mercado. Todo ello sitúa a España entre los países pioneros en acometer e implementar las modificaciones normativas y técnicas necesarias para armonizar los horarios de los mercados europeos.

³² https://www.cnmc.es/sites/default/files/2057705_9.pdf

2.2 Directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA)

En el año 2016 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) N° 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo. Este Reglamento fija el marco general para el cálculo y la asignación a largo plazo de la capacidad de las interconexiones, así como para la creación de la plataforma única europea de subastas para la asignación de los derechos de capacidad a largo plazo.

En el periodo comprendido entre 2016 y la fecha de elaboración de este informe, las autoridades reguladoras europeas han continuado trabajando en la implementación del mencionado Reglamento, a través de la revisión y la adopción de las metodologías previstas en el mismo, a propuesta de los operadores de los sistemas eléctricos europeos.

2.2.1 Metodologías aprobadas a la fecha de elaboración de este informe

En este sentido, han sido objeto de revisión y adopción por las autoridades reguladoras europeas las siguientes metodologías:

- **HAR** – Reglas Armonizadas para la asignación capacidad a largo plazo (LTTR).

Aprobadas mediante Decisión de la Agencia el 2 de octubre de 2017, establece los términos y condiciones para la asignación de derechos de capacidad a largo plazo de forma armonizada, así como las condiciones para participar en la subasta, el proceso de subasta y la determinación del precio marginal resultante de la misma. También se determinan las condiciones para transferir y devolver los derechos adquiridos, así como las posibles restricciones a los tenedores de los derechos y la forma de facturación y pago.

- **HAR ANNEX** – Anexo de las reglas armonizadas de asignación de capacidad a largo plazo para la región sudoeste de Europa.

Aprobada el 10 de octubre de 2017 por las autoridades reguladoras de la región SWE, es un anexo regional que define las condiciones, en concreto, para las subastas de capacidad a largo plazo en la interconexión España – Francia.

- **SAP** – Plataforma única de asignación de derechos de capacidad a largo plazo y metodología para el reparto de los costes asociados a su creación y funcionamiento.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 18 de septiembre de 2017. En ella se define una plataforma única a nivel europeo que

facilite la asignación y negociación de derechos de capacidad a largo plazo de forma centralizada, transparente y no discriminatoria.

- **CGM FCA** – Modelo de Red Común

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 11 de junio de 2018. Establece un modelo de red común que define una topología de la red a nivel europeo, así como los escenarios de generación y demanda, con el objetivo de maximizar la capacidad interzonal ofrecida al mercado a plazo.

- **GLDP FCA** – Provisión de Datos de Generación y Demanda.

Aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 23 de octubre de 2017. Esta metodología, relacionada con el Modelo de Red Común, establece el conjunto de datos sobre elementos generación y demanda que han de compartir los TSOs y que se han de tener en cuenta para establecer un modelo de red común y así optimizar el cálculo de capacidad a plazo.

- **CIDM FCA** – Distribución de las rentas de congestión y reparto de costes incurridos para asegurar la firmeza y remuneración de los LTTRs

Esta metodología fue aprobada mediante acuerdo en el Foro de Reguladores Europeos el 24 de mayo de 2019. Define el reparto entre sistemas de las rentas de congestión capturadas en las interconexiones debido a la diferencia de precios entre zonas de precios, así como de la remuneración de los derechos de capacidad asignados a largo plazo.

Establece como criterio por defecto el reparto al 50% de la renta de congestión entre los operadores de sistema a cada lado de la frontera y permite excepciones basadas en la diferente propiedad de las interconexiones o la diferente aportación que hace cada interconexión al flujo transfronterizo dentro de una misma frontera.

2.2.2 Metodologías en desarrollo

En el año 2020 se desarrollarán, además, las metodologías comunes de cálculo de capacidad de intercambio para los horizontes a plazo. Esta metodología define el cálculo de capacidad a largo plazo utilizando un método Net Transfer Capacity (NTC) para el horizonte de largo plazo y la aplicación de análisis de seguridad basados en múltiples escenarios para los países de la región Suroeste (Portugal, España y Francia).

Además, se adoptarán las Reglas de reparto de capacidad transfronteriza a asignar en las subastas a largo plazo, donde se recogen las reglas comunes para la definición de productos transfronterizos de capacidad a ser ofrecidos en cada horizonte temporal – anual, mensual y diario.

2.3 Directriz de balance eléctrico (EB)

La Directriz sobre el balance eléctrico fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el 28 de noviembre de 2017 (Reglamento (UE) 2017/2195³³) y entró en vigor el 18 de diciembre de 2017. No obstante, los principios fundamentales de la Directriz estaban ya consensuados con anterioridad, por lo que desde 2015 se ha trabajado en varios proyectos piloto en Europa con el fin de avanzar en la implementación de dicha Directriz.

2.3.1 Metodologías aprobadas a la fecha de elaboración de este informe

Se detalla a continuación el estado de implementación de los diferentes proyectos:

2.3.1.1 Proyecto TERRE

El proyecto Trans-European Replacement Reserves Exchange (en adelante TERRE) tiene como objetivo el diseño, la implementación y la operación de una plataforma común para el intercambio de energías de balance procedentes de las reservas de sustitución (Replacement Reserves, RR); equivalente a la gestión de desvíos de nuestro actual sistema. Esta plataforma, junto con otras previstas en el mismo reglamento para distintos productos de balance, permitirá la cobertura de las necesidades de reserva de los sistemas interconectados tanto con producto propio como con externo a través de las interconexiones entre los países que participan en el proyecto. Indicar a este respecto que, según establece la directriz, la participación es obligatoria para todos los sistemas que utilizan este tipo de reserva y además están interconectados con otro sistema que también la utiliza.

El origen del proyecto TERRE se remonta a 2016, fue por tanto anterior a la aprobación del Reglamento EB. Surgió como iniciativa regional de varios TSOs que utilizaban el producto RR. Posteriormente, tras la entrada en vigor del reglamento de balance, TERRE fue nominado por ENTSOE como proyecto de referencia europeo para la implantación de la plataforma prevista en el artículo 19 del Reglamento EB.

En 2016 los TSOs realizaron una primera fase de consulta pública validada por las RAs. En agosto de 2017 finalizó una segunda fase de consulta, tras la cual los TSOs presentaron la propuesta de marco de aplicación para la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución el día 18 de junio de 2018.

³³ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32017R2195>

Finalmente, el marco de aplicación presentado fue aprobado por la CNMC el 12 de diciembre 2018.

El *go-live* de la plataforma fue el 6 de enero de 2020, si bien solo la República Checa entró en esa fecha; el resto de países lo harán progresivamente durante los próximos meses, al haber pedido los operadores de sistema una excepción temporal a las respectivas autoridades reguladoras. A fecha de redacción de este informe, se prevé que España empiece a utilizar la plataforma en marzo de 2020.

2.3.1.2 Proyecto MARI

El proyecto Manually Activated Reserves Initiative (MARI) tiene como objetivo el diseño, la implementación y la operación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (Frequency Restoration Reserve, mFRR); equivalente a la regulación terciaria en nuestro actual sistema. El marco de aplicación de la plataforma europea MARI ha sido aprobado por ACER, mediante Decisión 3/2020, de 24 de enero de 2020. De acuerdo con el artículo 20 del reglamento EB, los TSOs disponen de 30 meses para poner en marcha la plataforma, adaptar a ésta sus procesos nacionales y empezar a utilizar el producto mFRR estándar.

2.3.1.3 Proyecto PICASSO

El proyecto Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation (PICASSO) tiene como objetivo el diseño, implantación y operación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR); equivalente a la regulación secundaria de nuestro actual sistema. El marco de aplicación de la plataforma europea PICASSO ha sido aprobado por ACER, mediante Decisión 2/2020, de 24 de enero de 2020. De acuerdo con el artículo 21 del reglamento EB, los TSOs disponen de 30 meses para poner en marcha la plataforma, adaptar a ésta sus procesos nacionales y empezar a utilizar el producto aFRR estándar.

2.3.1.4 Metodología para determinar los precios de la energía de balance

Esta metodología, prevista en el artículo 30 del Reglamento EB, establece el proceso para la fijación de los precios de aplicación a la energía de balance y la capacidad interzonal de intercambio utilizadas para el intercambio de energía de balance o para la operación del proceso de compensación de desequilibrios. Esta metodología ha sido aprobada por ACER, mediante Decisión 1/2020, de 24 de enero de 2020.

2.3.1.5 Proyecto Imbalance Netting

El proyecto Imbalance Netting (IN) tiene como objetivo el diseño, implantación y operación de una plataforma común para el proceso de compensación de desequilibrios entre sistemas vecinos. El objetivo es poder compensar en tiempo real los desvíos que se produzcan en sentido contrario en sistemas interconectados mediante modificación de los flujos transfronterizos, sin necesidad de activar energías de balance.

Esta plataforma deriva de un proyecto regional ya existente que opera en el sistema alemán (IGCC). Se prevé su implementación a nivel europeo a lo largo de 2019 y 2020. La plataforma IN estaría operativa hasta la puesta en marcha de PICASSO en 2022. La plataforma PICASSO incorporará la funcionalidad de compensación de desequilibrios, por lo que ya no se requerirá una plataforma adicional con esta finalidad.

A fecha de elaboración de este informe, el marco de aplicación de la plataforma IN se encuentra en proceso de aprobación por ACER, ya que no pudo ser aprobado por el conjunto de las autoridades reguladoras. Se espera una resolución de la agencia antes del fin de junio de 2020.

2.3.1.6 Condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español

El día 18 de junio de 2018 se recibió en la CNMC la propuesta de REE de las condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español a la que hace referencia el artículo 18 del Reglamento de Balance.

Estas condiciones definen la función y las actuaciones de los proveedores de servicios de balance y de los sujetos de liquidación responsables del balance, garantizando un adecuado nivel de competencia y condiciones equitativas de participación entre los sujetos del mercado e incluyendo entre ellos a los titulares de instalaciones de generación, de instalaciones de demanda y a los de sistemas de almacenamiento.

En este mismo ámbito, en noviembre de 2018, se solicitó a REE la elaboración de una Hoja de Ruta para la implantación del Reglamento de Balance en el sistema eléctrico peninsular español. Por su parte, el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, atribuyó a esta Comisión la competencia para la aprobación de las metodologías para la prestación de los servicios de balance. El 12 de julio de 2019, REE remitió a la CNMC una versión revisada de la propuesta de Condiciones, al objeto de adaptarla al nuevo marco competencial y a la mencionada Hoja de Ruta. Esta propuesta revisada fue sometida por la CNMC a trámite de información pública. Tras analizar el resultado de la consulta pública, y de acuerdo con el artículo 6 del mismo Reglamento (UE) 2017/2195, el 28 de noviembre de 2019, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó una

solicitud a REE de cambios en el texto de la propuesta. La versión revisada del documento, una vez incorporados los cambios solicitados, fue aprobada por la CNMC mediante Resolución SSR de 11/12/2019³⁴.

El plazo previsto en el Reglamento EB para la implantación de las condiciones relativas al balance aprobadas a nivel nacional es de 12 meses. Para ello, se requerirá llevar a cabo, a lo largo del año 2020, la revisión de la mayoría de procedimientos de operación el sistema.

El 12 de diciembre de 2018, el Operador del Sistema solicitó también la exención de la transferencia de reserva de balance de conformidad con el artículo 34.1 del Reglamento de Balance para la banda de regulación secundaria. Tras someterse a consulta pública, la exención fue concedida el 10 de octubre de 2019.

2.3.2 Metodologías en desarrollo

En el año 2020, además del marco para la implantación de la plataforma IN, se desarrollarán diversas metodologías previstas en el Reglamento EB. En concreto, se prevé este año la aprobación por ACER de, al menos, las siguientes metodologías:

- Marco para la implantación de la plataforma IN.
- Metodología para clasificar las finalidades de activación de las ofertas de energía de balance.
- Normas comunes de liquidación aplicables a todos los intercambios de energía intencionados como resultado de los procesos de sustitución de reservas, recuperación de la frecuencia con activación manual, recuperación de la frecuencia con activación automática y compensación de desequilibrios.
- Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados, como resultado del proceso de contención de la frecuencia y las rampas de variación de potencia.
- Normas comunes de liquidación aplicables a todos los intercambios no intencionados de energía.
- Metodología para una mayor especificación y armonización de la liquidación de desvíos.
- Lista de productos estándar de reserva de balance para las reservas de recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución.
- Metodología para un proceso de asignación cooptimizado de la capacidad interzonal de intercambio para intercambiar reserva de balance o el reparto de reservas.

³⁴ <https://www.cnmc.es/expedientes/dcoorde01218>

3 REGLAMENTO (UE) Nº 1227/2011, DE 25 DE OCTUBRE DE 2011, SOBRE LA INTEGRIDAD Y LA TRANSPARENCIA DEL MERCADO MAYORISTA DE LA ENERGÍA (REMIT)

El Reglamento (UE) Nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, entendidos estos como el conjunto de mercados al contado y a plazo, con liquidación física o financiera, de electricidad y gas natural, en cada uno de los Estados miembros.

Al objeto de facilitar la supervisión del mercado mayorista de la energía por parte de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y de las autoridades reguladoras, el artículo 8 de REMIT establece la obligación de los participantes en el mercado mayorista de la energía de comunicar a ACER las operaciones (incluidas las órdenes para realizar operaciones) que realicen en dicho mercado, de acuerdo a lo que establezca la Comisión Europea a través de actos de ejecución³⁵ (artículo 8.2).

Como paso previo para la comunicación de las operaciones a ACER, y con la finalidad de facilitar dicho proceso de comunicación, el artículo 9 de REMIT establece la obligación para los participantes en el mercado mayorista de la energía, que realicen operaciones que han de ser comunicadas a ACER, de registrarse ante la autoridad reguladora del Estado miembro en el que estén establecidos o residan o, en caso de que no estén establecidos ni residan en la Unión Europea, ante la de un Estado miembro en el que actúen.

A través de Resolución de 8 de enero de 2015 de la CNMC se creó el Registro español de participantes en el mercado mayorista de la energía. El número total de participantes en el mercado inscritos en dicho Registro se cifró en 493 al cierre de 2016 y en 642 a finales de 2017.

De acuerdo al artículo 12 del Reglamento de Ejecución (UE) Nº 1348/2014, desde el 7 de octubre de 2015, los participantes en el mercado mayorista de la energía están obligados a comunicar a ACER el detalle de los contratos ejecutados (incluidas las órdenes para realizar operaciones) en los mercados organizados, así como los datos correspondientes a los fundamentales sobre capacidad y utilización de las instalaciones de electricidad (producción, consumo y transporte) y de gas (transporte). Por su parte, desde el 7 de abril de 2016 deben comunicarse a la Agencia los datos sobre transacciones ejecutadas fuera de los mercados organizados y el resto de fundamentales.

³⁵ Reglamento de Ejecución (UE) Nº 1348/2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, de REMIT.

Derivada de la función de supervisión del mercado mayorista de la energía de ACER o de los reguladores nacionales, al cierre de 2018 la Agencia tenía abiertos un total de 189 casos³⁶ de investigación relacionados con potenciales infracciones de REMIT (manipulación de mercado o uso o falta de publicación de información privilegiada).

En la web de ACER se puede encontrar la documentación que la Agencia ha ido publicando para facilitar la implementación del REMIT³⁷.

Resultan destacable las nuevas versiones que ACER ha publicado de la Guía de aplicación de REMIT³⁸. En particular, se incluyen en 2019 una serie de modificaciones para incorporar aclaraciones sobre la consideración de retirada de capacidad como práctica de manipulación de mercado y se introducen nuevos requisitos de información en relación con las plataformas de transparencia y de información privilegiada.

4 PAQUETE SOBRE LA ENERGÍA LIMPIA PARA TODOS LOS EUROPEOS (CEP- CLEAN ENERGY PACKAGE)

En diciembre de 2018 finalizaron las negociaciones sobre la propuesta normativa realizada por la Comisión Europea en noviembre de 2016 denominada “Energía Limpia para todos los europeos”, un conjunto de normas que persiguen establecer las bases para la transición energética³⁹.

El nuevo marco regulatorio introduce planes nacionales de energía y clima para estimular las inversiones en este sector. Establece, entre otros, una serie de objetivos obligatorios para Europa en 2030: el 32% de energía renovable, eficiencia energética del 32,5% y el 15% de nivel de interconexión⁴⁰.

4.1 Diseño del mercado de electricidad

Las piezas normativas relativas al diseño del mercado diario comprenden el Reglamento (UE) 2019/943 de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, la Directiva (UE) 2019/944 de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/2/UE, el Reglamento (UE) de 5 de junio de 2019 sobre preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE y la modificación del Reglamento (UE) 2019/942

³⁶ De acuerdo a la última información publicada por ACER (https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q4_2018_2.0.pdf)

³⁷ <https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/>

³⁸ <https://documents.acer-remit.eu/guidance-on-remit-2/>

³⁹ El 22 de mayo, el Consejo de Ministros de la UE adoptaron formalmente el paquete normativo denominado Energía Limpia para todos los europeos

⁴⁰ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

por el que se crea la Agencia para la Cooperación de los Reguladores Europeos (ACER), en el que se refuerza su papel.

4.2 Nuevo Reglamento de ACER

Es importante resaltar que el proceso de aprobación de las condiciones y metodologías recogidas en los códigos de red ha sufrido modificaciones relevantes tras la aprobación del Clean Energy Package; estas modificaciones se recogen en el nuevo reglamento de ACER (Reglamento (EU) 2019/942).

Como en el anterior procedimiento, en primer lugar, los TSOs y/o los NEMOs, dependiendo del ámbito de las condiciones o metodologías de la que se trate, redactan una propuesta en función de lo establecido en los códigos de red. En este proceso de elaboración realizarán, al menos, una consulta pública para contar con la opinión de los distintos agentes implicados.

La principal modificación del nuevo procedimiento es que las propuestas son ahora remitidas directamente a la Agencia, en lugar de a las Autoridades Reguladoras. La Agencia, tras consultar a todas las partes interesadas (agentes del mercado, operadores del sistema, consumidores, autoridades reguladoras...) aprueba la normativa correspondiente.

Las Autoridades Reguladoras, a través del Board of Regulators (BoR), dan su opinión y aportan comentarios y enmiendas a las propuestas de ACER, que tras ser revisadas, son sometidas a votación, requiriendo de una mayoría favorable de dos tercios del BoR para su aprobación.

En todo caso, ACER debe dar transparencia a todos los documentos relevantes (actas, reuniones llevadas a cabo durante el desarrollo de las propuestas...) publicándolos para permitir que todas las partes interesadas accedan a la información.

4.3 Energías renovables

La Unión Europea ha establecido a través de la modificación de la Directiva (UE) 2017/2001, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, el objetivo vinculante de alcanzar el 32% de fuentes de energía renovables en el mix de la UE en el año 2030.

4.4 Eficiencia energética

La UE ha establecido a través de la Directiva (UE) de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética objetivos vinculantes para alcanzar, al menos, el 32,5% de eficiencia energética en 2030.

4.5 Eficiencia energética en edificios

La Directiva revisada sobre eficiencia energética en edificios (Directiva (EU) 2018/844) persigue el incremento de eficiencia en el sector de la edificación, que resulta ser el mayor. Incluye medidas para acelerar la ratio de renovación de edificios, persiguiendo sistemas más eficientes energéticamente y fortalecer el rendimiento energético de los nuevos edificios, haciéndolos más inteligentes.

Los estados miembros tendrán que transponer los nuevos elementos de la Directiva a sus legislaciones nacionales dentro de los 20 meses siguientes a la aprobación de la Directiva.

4.6 Gobernanza

El nuevo paquete normativo incluye un sistema de gobernanza para la unión energética, por el que cada estado miembro ha de elaborar y remitir a la Comisión europea un plan integrado de energía y clima (PNIEC) para el horizonte 2021-2030, en el que se detalle cómo cada estado miembro plantea cumplir sus objetivos en relación con la unión energética, incluyendo su visión a largo plazo a 2050.

El Reglamento (UE) 2018/1999, sobre la gobernanza de la unión de la energía y de la acción por el clima establece que todos los estados miembros debían enviar sus borradores a principios de 2019. Una vez recibidos los respectivos planes de cada Estado miembro, la Comisión europea ha publicado un análisis de cada borrador con recomendaciones a tener en cuenta en los mismos. Las versiones definitivas de los PNIECs están previstas para 2020⁴¹.

4.7 Otra normativa de desarrollo del CEP

Los primeros pasos que se darán en el desarrollo de la normativa de detalle derivada de los nuevos reglamentos se corresponden con la definición de las System Operation Regions y la designación de Regional Coordination Centers por parte de los TSOs, tal como exige el reglamento de Risk-preparedness.

La entrada en vigor del nuevo Reglamento (EU) 943/2019 en enero de 2020, exige en su artículo 16, ofrecer al menos un 70% de la capacidad de interconexión para transacciones transfronterizas. Si bien la CNMC, al igual que muchos otros reguladores europeos, ha aprobado en diciembre de 2019 una derogación a dicha obligación para el año 2020, se hace necesario determinar el nivel de cumplimiento actual de dicha obligación. Cabe mencionar que a tal fin ACER elaboró la Recomendación 01/2019 sobre cómo debía monitorizarse el porcentaje de la capacidad de interconexión disponible para intercambios transfronterizos. En caso de no llegar al 70% exigido tras el periodo de derogación de dos años como máximo, el estado miembro podría optar por una

⁴¹ El borrador del PNIEC español está en https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec_2021-2030_borradoractualizado_tcm30-506491.pdf

reconfiguración alternativa de las zonas de precio, o por un 'plan de acción' que contemple inversiones a 5 años.

En relación con lo anterior, durante 2020 se hará necesario realizar una revisión de la configuración actual de las zonas de precio ('bidding zones'), tal como se establece en el artículo 14 del mencionado reglamento. Asimismo, se dispone la necesidad de definir en 2020 los parámetros y metodologías necesarios para determinar el nivel de cobertura de demanda: VoLL (value of lost load), CoNE ('cost of new entrant') y el estándar de seguridad, de acuerdo con el capítulo IV del mencionado reglamento sobre la cobertura de la demanda.

Finalmente cabe destacar la necesidad de adaptar los límites técnicos de precio de oferta en los mercados ('bidding price') de acuerdo al artículo 10 del reglamento eléctrico. A tal fin OMIE, lanzó a finales del 2019 una consulta pública, que se encuentra actualmente en proceso de análisis.

5 LISTA DE PROYECTOS DE INTERÉS COMÚN (PCI LIST)

Los proyectos de interés común (PCIs) son proyectos de infraestructuras transfronterizas clave para conectar los sistemas energéticos de los países de la Unión Europea, que contribuirán a alcanzar los objetivos de política energética y climáticos de la UE, como son la competitividad de los precios de la energía, la seguridad de suministro y la sostenibilidad, así como la descarbonización de la economía.

El Reglamento (UE) 347/2013 establece que los Proyectos de Interés Común son seleccionados por la Comisión Europea de entre los proyectos incluidos en el Ten Year Network Development Plan.

Estos proyectos deben cumplir ciertos requisitos para ser considerados proyectos de interés común, como el tener un impacto significativo en los mercados de energía y en la integración de los mercados de al menos dos países, el mejorar la competencia en los mercados energéticos y ayudar a la seguridad de suministro en la Unión Europea diversificando las fuentes de suministro, a la vez que contribuyen a la consecución de los objetivos medioambientales al ayudar en la integración de renovables.

Además, el proceso de selección da preferencia aquellos proyectos que forman parte de corredores prioritarios⁴², como el eje norte-sur de Europa occidental en el que está incluida la península ibérica.

⁴² <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy#content-heading-0>

Cada dos años, desde 2013, la Comisión Europea redacta una nueva lista de PCIs. La lista actualmente en vigor es la cuarta lista de PCIs, publicada el 31 de octubre de 2019. Esta lista contiene 152 proyectos, 102 de ellos de transporte de electricidad y de almacenamiento, 6 desarrollos de redes inteligentes, 32 proyectos de gas, 6 de petróleo y 5 proyectos de infraestructura transfronteriza de CO₂.

Antes y durante la actualización de las listas de PCIs tienen lugar varias evaluaciones de impacto, así como distintas consultas públicas para involucrar en el proceso al mayor número de sujetos posible, incluyendo a los ciudadanos y a las organizaciones no gubernamentales.

Los proyectos con relevancia en España incluidos en la cuarta lista de PCIs son los siguientes:

- Interconexión entre Aquitania (Francia) y el País Vasco (España): Bahía de Vizcaya
- Interconexión entre Aragón (España) y los pirineos atlánticos (Francia)
- Interconexión entre Navarra (España) y Landes (Francia)
- Interconexión entre Beariz (ES) – Fontefría (ES), Fontefría (ES) – Ponte de Lima (PT) y Ponte de Lima (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT), incluyendo las subestaciones de Beariz (ES), Fontefría (ES) y Ponte de Lima (PT).

Los proyectos de almacenamiento presentes en la lista son:

- Bombeo en Navaleo (ES)
- Bombeos en Girones & Raimats (ES)
- Bombeo en Cúa (ES)

ANEXO IV: ADECUACIÓN COMPETENCIAL DE LA CNMC EN MATERIA DE ENERGÍA Y CIRCULAR DE LA CNMC DE MERCADOS

Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural

Para la correcta adaptación de la normativa española a la normativa europea (en particular, la adaptación a la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, en cuyo marco se han adoptado los reglamentos europeos expresados en el anexo III), se ha aprobado el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las

exigencias derivadas del derecho comunitario. Este Real Decreto-ley es el que introduce el apartado 38 en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio y el que da la redacción actual al apartado 1 de ese mismo artículo.

Dicho apartado 38 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, atribuye a la CNMC la competencia para aprobar la normativa relativa al funcionamiento del mercado de electricidad (en los aspectos en que la normativa europea así lo prevé), al indicar que corresponde a la CNMC *“Determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa, en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional, de conformidad con las normas del derecho comunitario europeo”*.

Para el caso de las transacciones de mercado que tienen lugar a través de infraestructuras transfronterizas, el apartado 1.b) del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, prevé expresamente una circular de la CNMC para regular *“La metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas”*.

El apartado 1.c) del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, prevé también que sea una circular de la CNMC el instrumento por el que se aprueben *“Las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo”*.

Todo ello, se configura en línea con lo previsto en la regulación europea, en cuanto a que los aspectos de funcionamiento de los mercados de electricidad y de la operación de los sistemas eléctricos deben llevarse a cabo por las denominadas “autoridades nacionales de regulación”, consideración que en España, y en lo relativo a la energía, tiene la CNMC; ya sea a través de decisiones individuales de tales autoridades, o ya sea a través de decisiones conjuntas que han de tomar con las autoridades reguladoras de los restantes Estados miembros, o con el resto de las autoridades reguladoras de los restantes Estados miembros de su región europea⁴³.

Circular 3/2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado de producción de electricidad y la gestión de la operación del sistema⁴⁴

⁴³ Al respecto de este concepto de “región” se toma como referencia general, la definición de regiones europeas a los efectos de la gestión de la congestión y la asignación de capacidad definidas en el apartado 3.2 del anexo I del Reglamento (CE) nº 714/2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, que contempla la región “Europa Sudoccidental”, conformada por España, Francia y Portugal.

⁴⁴ Para más información sobre el contenido de la propuesta de circular: https://www.cnmc.es/sites/default/files/2716008_52.pdf

Asumiendo la mencionada habilitación competencial, y en lo que se refiere al mercado de producción de electricidad, esta Comisión aprobó, el 20 de noviembre de 2019, la Circular 3/2019 por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado de producción de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Dicha circular establece el marco regulatorio, de acuerdo con lo establecido en los reglamentos europeos en vigor, relativo al mercado mayorista de electricidad, la gestión de las interconexiones de España dentro de la Unión Europea y con terceros países, así como los aspectos técnicos de la operación del sistema. Además, introduce un sistema más participativo en el proceso de elaboración de las propuestas por parte del Operador del Sistema y del Operador de Mercado, así como en el proceso de análisis de la CNMC. Por último, facilita el desarrollo de proyectos piloto para favorecer el desarrollo tecnológico y el proceso de transición a la descarbonización.

Esta Circular fue publicada en el Boletín Oficial del Estado el 2 de diciembre de 2019⁴⁵.

⁴⁵ <https://www.boe.es/boe/dias/2019/12/02/pdfs/BOE-A-2019-17287.pdf>

