



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2017

6 de febrero de 2019

IS/DE/013/17

www.cnmc.es

1	RE	SUMEN		3
2		TRODUC		6
3	ΕV	/OLUCIĆ	N DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	7
	3.1	Evol	lución de la demanda eléctrica	7
	3.2	Evol	lución de la potencia instalada	9
	3.3	Evol	lución de la producción eléctrica	10
	3.4	Evol	lución del coste de la electricidad en el mercado diario y en los servicios de ajuste	12
	3.5	Prog	grama Diario Base de Funcionamiento (PDBF)	13
	3.5.1	Evol	lución del despacho en el PDBF	13
	3.5.2	Evol	lución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales	14
	3.6	Merc	cado intradiario	15
	3.7		servicios de ajuste del sistema	17
	3.7.1	Resi	tricciones técnicas al programa base de funcionamiento	19
	3.7.2	Res	erva de potencia a subir	21
	3.7.3	Ban	da de regulación secundaria y energía de regulación secundaria	22
	3.7.4	Ges	tión de desvíos	25
	3.7.5		rgía de regulación terciaria	26
	3.7.6		tricciones técnicas en tiempo real	28
	3.8	Coe	ficientes de ajuste horarios sobre pérdidas	30
	3.9		cados a plazo ,	32
4	ΕV	/OLUCIÓ	ON DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO DE PRODUCCIÓN	DE
EL	ECTF	RICIDAD		33
	4.1	Nún	nero de agentes en el mercado de generación	33
	4.2	Anái	lisis de la concentración del mercado	33
	4.2.1	Prog	grama Diario Base de Funcionamiento	35
	4.2.2	Res	olución de restricciones técnicas	38
	4.2.3	Res	erva de Potencia	39
	4.2.4	Ban	da de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria	40
	4.2.5	Reg	ulación Terciaria	42
	4.2.6	Ges	tión de desvíos	43
	4.2.7	Prog	grama horario operativo (P48)	44
	4.2.8	Prog	grama final en el MIBEL – Zona española y portuguesa	48
	4.3	Integ	gración vertical (generación y comercialización)	49
	4.4		idez en el mercado diario e intradiario	51
	4.5		lución del precio del Mercado diario	53
	4.6		lisis de la potencia indisponible	55
	4.7		nportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado	56
	4.8		plamiento de mercados	60
			RIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE PRODUCCIÓN	66
A٨	IEX0	II: CONT	TEXTO NORMATIVO EUROPEO	69
	1.1	Ante	ecedentes del desarrollo de la normativa europea	69
	1.2	Dire	ctrices de mercado	70
		1.2.1	Directriz de asignación de capacidad y gestión de congestiones (CACM)	71
		1.2.2	Metodologías aprobadas	72
		1.2.3	Metodologías en proceso de adopción	76
		1.2.4	Mercado intradiario	76
		1.2.5	Directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA)	76
		1.2.6	Metodologías en proceso de adopción	78
		1.2.7	Directriz de balance eléctrico y Proyectos piloto para su implementación temprana (E	BAL)
				78
		1.2.8	Proyecto TERRE	78
		1.2.9	Proyecto MARI	79
		1.2.10	Proyecto PICASSO	79
		1.2.11	Proyecto Imbalance Netting	79
		1.2.12	Términos y condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos	
			liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español	80
		1.2.13	Reglamento (UE) Nº 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad	-
		_	transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT)	80
	1.3	Pagi	uete sobre la energía limpia para todos los europeos	81



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO PENINSULAR MAYORISTA AL CONTADO DE ELECTRICIDAD. AÑO 2017

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

Da 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 6 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 2017.

1 RESUMEN

Con respecto al marco regulatorio europeo que afecta al mercado eléctrico, durante el año 2017 destacaron los trabajos realizados para avanzar en el desarrollo de los códigos de red de mercado derivados del Tercer Paquete europeo, con el objetivo de conseguir la integración progresiva de los mercados mayoristas eléctricos en la Unión Europea, tanto en el horizonte de largo plazo, diario, intradiario como en el tiempo real.

En España, la demanda eléctrica peninsular aumentó en 2017 un 1,1% respecto al año anterior. Corrigiendo los efectos de laboralidad y temperatura, se observa que el crecimiento de la demanda atribuible a la actividad económica fue del 1,6% respecto a 2016. Por su parte, el PIB nacional se incrementó un 3,1% en 2017, y la intensidad energética – ratio que relaciona la demanda eléctrica y el PIB – se redujo por quinto año consecutivo. En cuanto a la generación, la potencia instalada en el territorio peninsular (100.059 MW) se redujo respecto al año anterior debido principalmente al cierre de la central nuclear de Santa María de Garoña.



Destacó en 2017 la menor producción hidráulica (8% de la generación total frente al 16% de 2016), siendo compensada por un aumento en la generación con carbón (17% de la generación total frente a 14% en 2016) y con ciclo combinado de gas (14% de la generación total frente al 10%). Esto provocó que, respecto a 2016, la generación con energías no renovables fuera superior durante todo el año 2017, con especial importancia en la primera mitad del año.

El precio medio final del mercado (considerando el mercado diario e intradiario, así como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste y los pagos por capacidad) que soportó la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española ascendió a 60,55 €/MWh, lo que supuso un aumento del 25% respecto al del año anterior. El principal componente del precio que motivó este aumento fue el precio del mercado diario, que pasó de 40,62 €/MWh en 2016 a 53,41 €/MWh en 2017 debido a una menor programación renovable y a un incremento del precio del gas y del carbón en los mercados internacionales, con respecto al año anterior. Como dato a destacar, el precio máximo en el mercado diario se dio en el mes de enero, con una media mensual de 71,5 €/MWh y con precios diarios de hasta 91,88 €/MWh.

El nivel de acoplamiento del MIBEL en 2017 se mantuvo en niveles similares al año anterior, tras haberse reducido en 2016 al 92%. En 2017, el porcentaje de horas con precios iguales en Portugal y España fue del 93%. En cuanto a Francia, tras el incremento del acoplamiento en 2015 al 30% como resultado del aumento de la capacidad de interconexión, en 2017 se registraron precios iguales en ambos países el 25% de las horas. Respecto a Marruecos, la utilización de la capacidad se mantiene, al igual que en periodos anteriores, exportadora debido a las compras en el intradiario por parte del agente importador marroquí utilizando la capacidad disponible tras el mercado diario.

El mercado intradiario registró un volumen de energía negociada de 31,6 TWh, suponiendo un incremento del 14,2% respecto al año anterior. En compras, destacan la comercialización libre y la eólica con el 34% y el 23% del volumen total comprado respectivamente, mientras que en ventas de energía destacan las de los ciclos combinados (40%) y las del carbón (19%).

El precio medio aritmético del mercado intradiario en 2017 se situó en 53,12 €/MWh, superior al precio medio aritmético del mercado diario (52,24 €/MWh). La diferencia entre ambos fue de 0,88 €/MWh, si bien el sobrecoste para la demanda por su participación en el mercado intradiario fue nulo.

Por su parte, el sobrecoste de los servicios de ajuste que soportó la demanda se redujo en 2017 por tercer año consecutivo, desde los 5,70 €/MWh de 2014 a los 2,38 €/MWh de 2017. Como es habitual, el mayor de ellos fue el de restricciones al PDBF, que supuso 1,46 €/MWh sobre el precio y fue, a su vez, el que más se redujo respecto al año anterior (un 29%). En volumen, destacó igualmente el de las restricciones técnicas al PDBF, ligeramente por debajo de los 12 TWh en 2017, similar al año anterior. Los volúmenes de energía secundaria, terciaria y



de gestión de desvíos, se mantuvieron similares a los de 2016, con 2,4 TWh, 4 TWh y 1,8 TWh respectivamente, y las restricciones en tiempo real disminuyeron a 850 GWh, suponiendo un 37% menos que el año anterior. Las tecnologías que más energía aportaron a los servicios de ajuste en 2017, al igual que en 2016, fueron el ciclo combinado y el carbón, sobre todo en restricciones al PDBF, seguidos también por la energía hidráulica en terciaria y gestión de desvíos.

Con respecto a los mercados a plazo, el volumen negociado en 2017 fue de 143,9 TWh, lo que supone un 27% menos que el año anterior, representando únicamente un 57,1% de la demanda de electricidad, y continuando así con una senda descendente de liquidez. El precio medio de los contratos que se liquidaron en 2017, ponderado por el volumen liquidado en 2017 (172.469 GWh), ascendió a 47,19 €/MWh, inferior en 5,32 €/MWh al precio medio de liquidación de dichos contratos desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2017. Por tanto, la prima de riesgo de los contratos que se liquidaron en 2017 fue negativa (-5,32 MWh), a diferencia de lo ocurrido en años anteriores, liquidándose, en media, las posiciones netas compradoras (vendedoras) con beneficios (pérdidas). En 2016, sin embargo, la prima de riesgo había sido positiva, al ser el precio medio ponderado de los contratos liquidados superior en 2,66 €/MWh al precio medio de liquidación de dichos contratos.

Desde el punto de vista del nivel de competencia, por el lado de la oferta, el número de agentes generadores en España se mantuvo casi idéntico que el año anterior (83) mientras que, por el lado de la demanda, el número de comercializadores aumentó en 2017 de 310 a 330, hecho que sigue reflejando la facilidad de entrada en este mercado.

Las cuotas de generación en el ámbito MIBEL (zona española y portuguesa) en 2017 se situaron en el entorno del 20% para los grupos Iberdrola y Endesa, seguidas de EDP y Gas Natural Fenosa, con cuotas cercanas al 10%. Por su parte, las empresas no pertenecientes a los grupos energéticos tradicionales, sumaron una cuota agregada cercana al 40%. Este escenario se mantiene relativamente estable desde el año 2012, año en el que se interrumpió la entrada de nuevas renovables en España.

En cuanto al PDBF (mercado diario + contratos bilaterales) en zona MIBEL los niveles de concentración mostraron una situación razonablemente competitiva si se toman todas las tecnologías (con una leve mejoría respecto a 2016). Por el contrario, si se considera únicamente las tecnologías marginales (carbón, ciclos combinados e hidráulica), el nivel de concentración fue elevado, con un ligero empeoramiento respecto a 2016, motivado principalmente por el incremento de producción con centrales de carbón, cuya propiedad es mayoritariamente de una empresa.

En 2017, la provisión de estos servicios de ajuste se caracterizó por un alto nivel de concentración debido a la concentración de la titularidad de las centrales capaces de proveerlos, es decir, las centrales gestionables (centrales de carbón



y de ciclo combinado). No obstante, experimentaron, en general, una ligera reducción de sus niveles de concentración respecto a 2016: durante 2017, al tratarse de un periodo con poca participación de energía renovables, la programación de los ciclos combinados fue mayor, especialmente en enero y en los últimos meses del año, lo que favoreció la existencia de un mayor número de empresas proporcionando servicios de ajuste con esta tecnología, a diferencia de lo ocurrido en años anteriores.

Con respecto al papel que las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos en los servicios de ajuste del sistema en 2017, estas tecnologías supusieron un 27% de la energía en la fase II de restricciones técnicas, un 5% en terciaria y un 2% en gestión de desvíos. En cuanto a su habilitación para participar en estos servicios, a diciembre de 2017, se encontraban habilitadas para participar en la fase II de restricciones técnicas¹ un total de 13.002 MW correspondientes a RECORE; para participar en los servicios de ajuste de terciaria y gestión de desvíos 10.668 MW; y se encontraban en zona de regulación 8.540 MW, de los que 543 MW estaban habilitados para participar activamente en la regulación secundaria. Todo ello contribuyó a la participación de nuevos agentes en estos mercados de ajustes y favoreció una mayor competencia en estos mercados. Destaca que cerca del 50% de la potencia eólica se encontraba habilitada para proporcionar energía de regulación de terciaria y gestión de desvíos, y más del 30% se encuentra en zona de regulación.

2 INTRODUCCIÓN

El mercado de producción de energía eléctrica está formado por el mercado diario donde se negocia cada día la energía para el día siguiente, los servicios de ajuste que permiten garantizar la seguridad del sistema eléctrico en tiempo real, y los mercados a plazo donde se negocia la electricidad en diferentes horizontes de tiempo de mayor plazo.

El coste derivado de estos mercados representa en la factura eléctrica² en torno al 50% para un consumidor tipo doméstico de electricidad, y un 70% para un consumidor industrial. El resto del coste de la factura se debe a los peajes y cargos que deben retribuir los costes regulados del sistema. De ahí la importancia de analizar en profundidad la evolución de los diferentes mercados, así como de los factores que afectan a los mismos.

¹ 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 1 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

² Sin incluir impuestos de electricidad ni IVA



El objeto de este informe es, por tanto, analizar la evolución de estos mercados en España durante 2017. El capítulo 4 analiza la evolución de los diferentes segmentos que componen el mercado de producción, centrándose el capítulo 5 en valorar el grado de competencia efectiva en estos mercados.

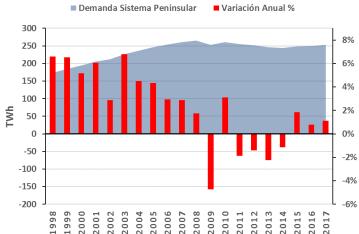
Adicionalmente, este análisis se enmarca dentro de los avances normativos europeos, dado el impacto que tienen sobre el diseño de los mercados nacionales. Por esta razón, este informe incluye, en su anexo II, los avances que se han llevado a cabo desde 2016 hasta la fecha de elaboración de este informe. para conseguir la integración del mercado peninsular español, así como del resto de mercados nacionales, en un único mercado europeo, tanto en el largo plazo como en el horizonte diario, intradiario y de tiempo real.

3 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Evolución de la demanda eléctrica

300 8% 250 200 6% 150 4%

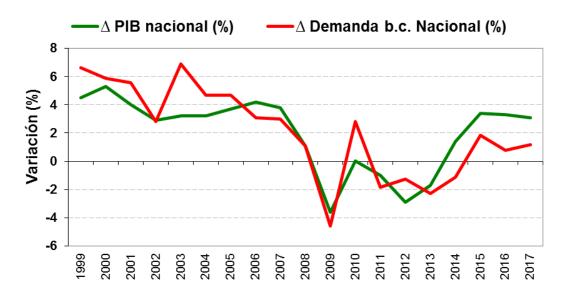
Gráfico 1. Evolución de la demanda Peninsular en barras de central.



Fuente: REE

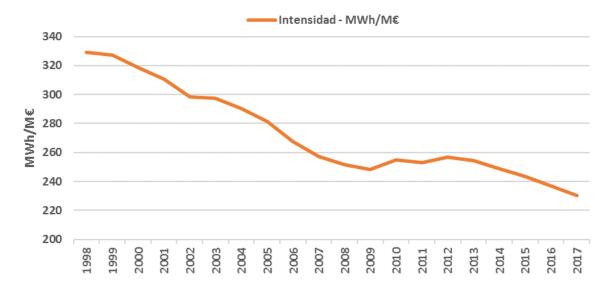


Gráfico 2. Evolución de las variaciones del PIB y del consumo eléctrico en España en los últimos años.



Fuente: INE y REE

Gráfico 3. Evolución de la intensidad energética en España



Fuente: INE, REE, CNMC



3.2 Evolución de la potencia instalada

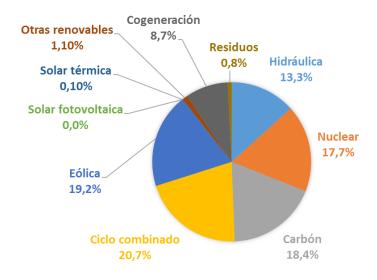
Cuadro 1. Parque generador peninsular a 31 de diciembre de 2017 y Balance de energía 2017.

Tecnología	Potencia instala	ida (MW)	Energía producida (GWh)			
Hidráulica	20.358	20,6%	20.695	8,3%		
Nuclear	7.117	7,2%	55.540	22,4%		
Carbón	9.536	9,6%	42.422	17,1%		
Fuel + Gas	-	0,0%	-	0,0%		
Ciclo combinado	24.948	25,2%	33.648	13,6%		
Eólica	22.922	23,2%	47.508	19,1%		
Solar fotovoltaica	4.439	4,5%	8.000	3,2%		
Solar térmica	2.304	2,3%	5.348	2,2%		
Otras renovables	852	0,9%	3.599	1,5%		
Cogeneración	5.818	5,9%	28.175	11,3%		
Residuos	582	0,6%	3.187	1,3%		
Total	98.877	100%	248.122	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 2017 (H21 del 18 de enero).



Fuente: REE

Nota: No incluye el efecto de los desvíos de generación en tiempo real



3.3 Evolución de la producción eléctrica

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, un mercado diario, seis mercados intradiarios, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema (en el Anexo I se incluye una breve descripción del mercado de producción). 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.

Gráfico 5. Producción por tecnología durante 2017 considerando todos los segmentos del mercado de producción

Nuclear Cogeneración Eólica Solar Carbón Ciclo combinado gas Hidráulica Bombeo turbinación

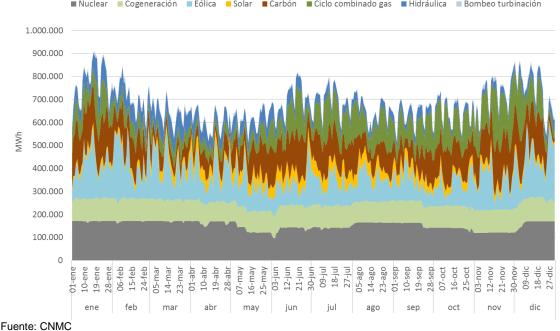
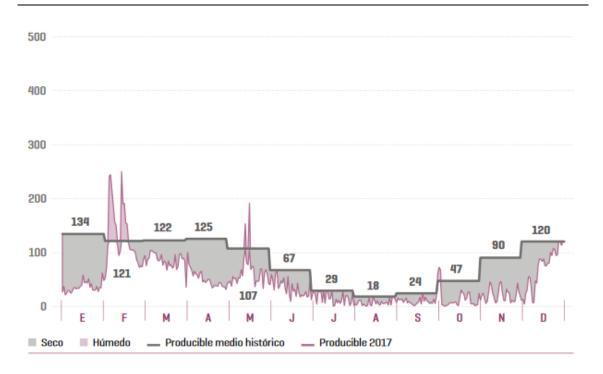


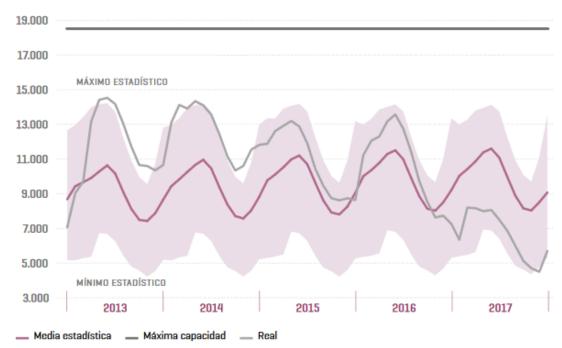
Gráfico 6. Energía producible hidráulica diaria durante 2017 y media histórica. GWh





Fuente: REE

Gráfico 7. Reservas hidroeléctricas del sistema eléctrico español



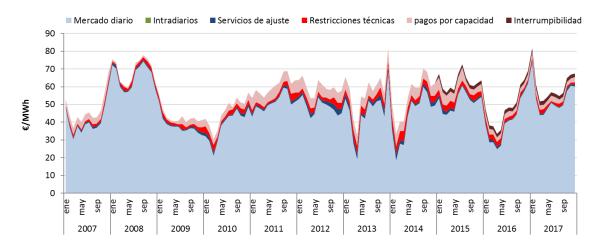
Máximo y mínimo estadístico: media de los valores máximos y mínimos de los últimos 20 años.

Fuente: REE



3.4 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. Demanda peninsular. Precios en barras de central.

Años	Mercado diario	Intradiarios	Servicios de ajuste	Restriccio nes 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

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. Importes de cada uno de los componentes del coste del mercado de producción de electricidad. Demanda peninsular. Millones de euros.

Mercado diario	Intradiarios	Servicios de ajuste	Restriccio nes técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
10.527	0,64	240	344	999	0,00	12.111
17.428	0,02	250	439	282	0,00	18.399
9.568	-4,68	212	465	624	0,00	10.864
9.989	-5,84	314	662	906	0,00	11.865
12.898	-14,96	284	529	1.543	0,00	15.239
12.149	-10,57	508	642	1.516	0,00	14.804
11.125	-13,98	553	791	1.454	0,00	13.909
10.387	-8,56	462	898	1.417	0,00	13.155
12.776	-0,47	320	736	1.241	468	15.541
10.133	-1,07	228	546	687	482	12.075
13.460	0,04	207	389	691	520	15.267
	10.527 17.428 9.568 9.989 12.898 12.149 11.125 10.387 12.776	diario Intradiarios 10.527 0,64 17.428 0,02 9.568 -4,68 9.989 -5,84 12.898 -14,96 12.149 -10,57 11.125 -13,98 10.387 -8,56 12.776 -0,47 10.133 -1,07	diario Intradiarios de ajuste 10.527 0,64 240 17.428 0,02 250 9.568 -4,68 212 9.989 -5,84 314 12.898 -14,96 284 12.149 -10,57 508 11.125 -13,98 553 10.387 -8,56 462 12.776 -0,47 320 10.133 -1,07 228	Mercado diario Intradiarios Servicios de ajuste nes técnicas 10.527 0,64 240 344 17.428 0,02 250 439 9.568 -4,68 212 465 9.989 -5,84 314 662 12.898 -14,96 284 529 12.149 -10,57 508 642 11.125 -13,98 553 791 10.387 -8,56 462 898 12.776 -0,47 320 736 10.133 -1,07 228 546	Mercado diario Intradiarios Servicios de ajuste nes técnicas Pagos por capacidad 10.527 0,64 240 344 999 17.428 0,02 250 439 282 9.568 -4,68 212 465 624 9.989 -5,84 314 662 906 12.898 -14,96 284 529 1.543 12.149 -10,57 508 642 1.516 11.125 -13,98 553 791 1.454 10.387 -8,56 462 898 1.417 12.776 -0,47 320 736 1.241 10.133 -1,07 228 546 687	Mercado diario Intradiarios Servicios de ajuste nes técnicas Pagos por capacidad Interrump. 10.527 0,64 240 344 999 0,00 17.428 0,02 250 439 282 0,00 9.568 -4,68 212 465 624 0,00 9.989 -5,84 314 662 906 0,00 12.898 -14,96 284 529 1.543 0,00 12.149 -10,57 508 642 1.516 0,00 11.125 -13,98 553 791 1.454 0,00 10.387 -8,56 462 898 1.417 0,00 12.776 -0,47 320 736 1.241 468 10.133 -1,07 228 546 687 482

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.

3.5 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

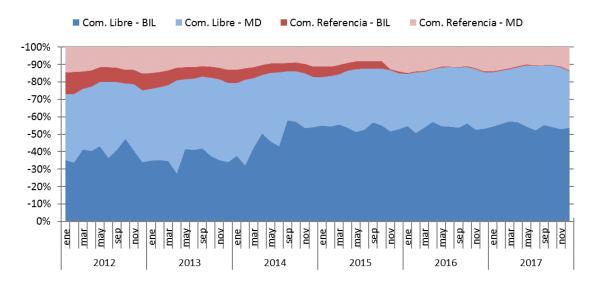
El PDBF es el programa de energía diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema (OS) a partir del programa resultante de 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.

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.

3.5.1 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) y del resto de los comercializadores



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.

3.5.2 Evolución del mix despachado en el PDBF y contratos bilaterales

Cuadro 4. Participación de cada tecnología en el Programa Base de Funcionamiento Diario (PDBF)

			de	>		Re	novable	es		es			Gas	
Años	Meses	Nuclear	Cogeneración <50MW y otros	Cogen >50 MW	Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.	Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. G	Total general
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%



			g de	>		Re	novable	es		les		_	as	
Años	Meses	Nuclear	Cogeneración <50MW y otros	Cogen >50 MW	Eólico	Pequeña Hidráulica	Solar	Gran Hidráulica	Bombeo Puro Gen.	Total Renovables	Carbón Litoral	Carbón Interior	Ciclo Comb. Gas	Total general
	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%
	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%

3.6 Mercado intradiario



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.

80.000.000 Carbón 60.000.000 - Comercialización de referencia Comercialización libre 40.000.000 - Biomasa 20.000.000 Pequeña hidráulica - Fólica -20.000.000 Gran Hidráulica - Ciclo Combinado Gas -40.000.000 Bombeo Nuclear -60.000.000 Cogeneración -80.000.000 2013 2014 2015 2016 2017

Gráfico 10 - Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo)

Fuente: CNMC.

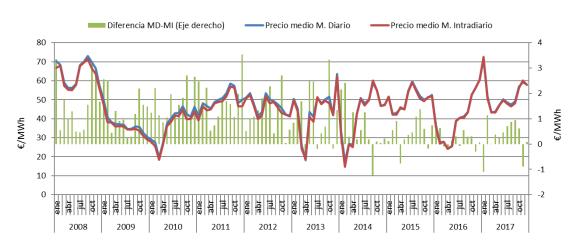
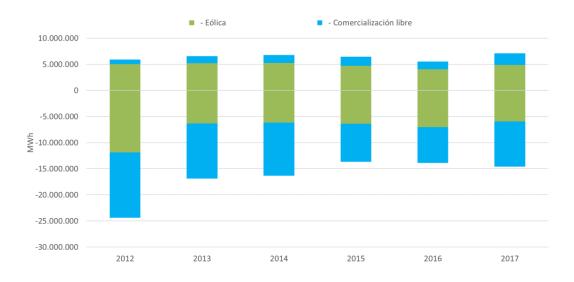


Gráfico 11 - Evolución anual del precio medio horario de los mercados Diario e Intradiario.

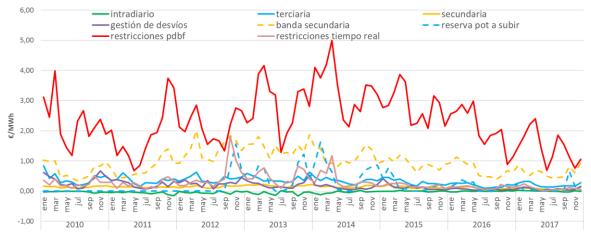


Gráfico 12. Evolución de la participación de las ventas y las compras en el mercado intradiario (ventas con signo positivo) de la energía eólica y de los comercializadores libres



3.7 Los servicios de ajuste del sistema

Gráfico 13. Sobrecoste que representa cada servicio de ajuste sobre la energía consumida en barras de central



Fuente: CNMC

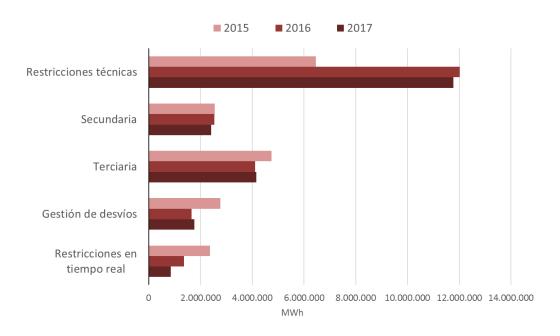
Nota: Cada sobrecoste se calcula como la diferencia entre el coste del servicio y su valoración al precio del mercado diario en cada hora, dividido entre la energía finalmente consumida.



Cuadro 5. Evolución del importe de los sobrecostes de servicios de ajuste con respecto al precio del mercado diario 2010-2016 (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

Gráfico 14. Volumen de energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema





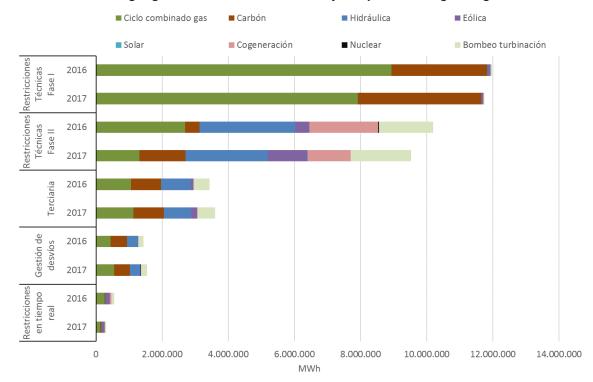


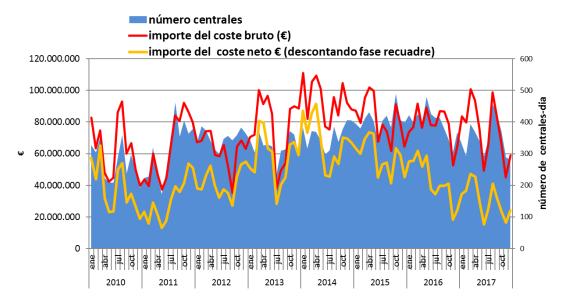
Gráfico 15. Energía gestionada en servicios de ajuste por tecnología de generación

3.7.1 Restricciones técnicas al programa base de funcionamiento

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.

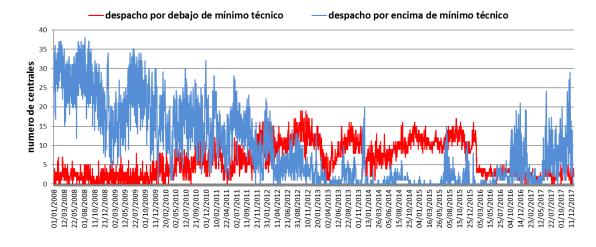


Gráfico 16. Restricciones técnicas al PDBF: importe del coste bruto y neto frente al número de centrales-día programadas por restricciones en cada mes



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 17. 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)





3.7.2 Reserva de potencia 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 ha constituido un mercado específico que provee dicho servicio (mecanismo de insuficiente reserva de potencia adicional a subir).

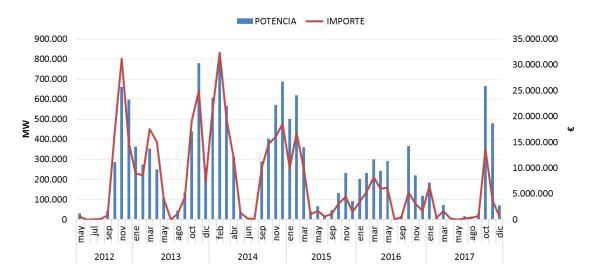


Gráfico 18. Evolución del volumen de reserva a subir (MW) y del importe (€)

Fuente: CNMC

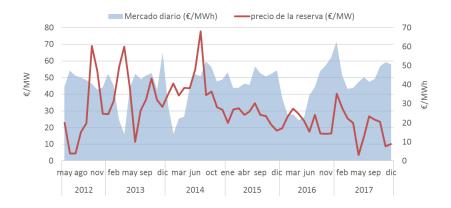


Gráfico 19. Coste unitario de la reserva a subir €/MW



3.7.3 Banda de regulación secundaria y energía de regulación secundaria

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 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.

-Asignación horaria banda subir (banda requerida subir) MW —Oferta banda subir MW Precio marginal de banda €/MW —Hueco térmico MW 4000 2000 -5.000 1500 10.000 1000 -15.000 500 -20.000 01/01/2010 01/01/2012 01/01/2013 01/01/2014 01/01/2015 01/01/2016 01/01/2017

Gráfico 20. Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria a subir



Gráfico 21 . Requerimiento y ofertas y precio de banda de secundaria en ambos sentidos, considerando incumplimientos y reserva residual adicional (BS1+BS2)

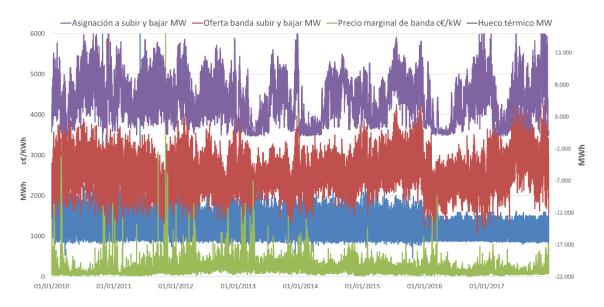


Gráfico 22 . Banda secundaria asignada a subir y bajar por tecnología (MW)

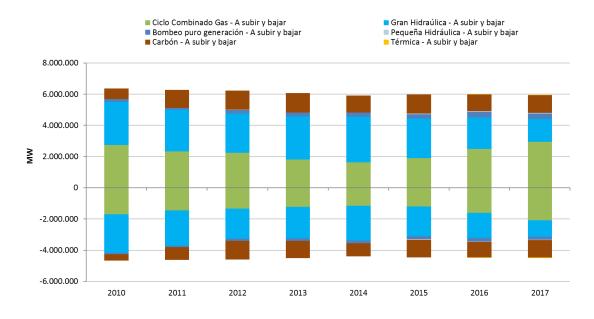




Gráfico 23. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales térmicas

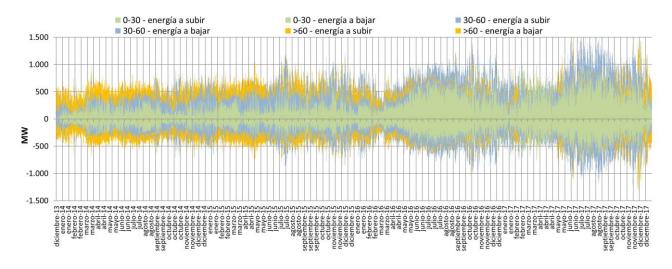
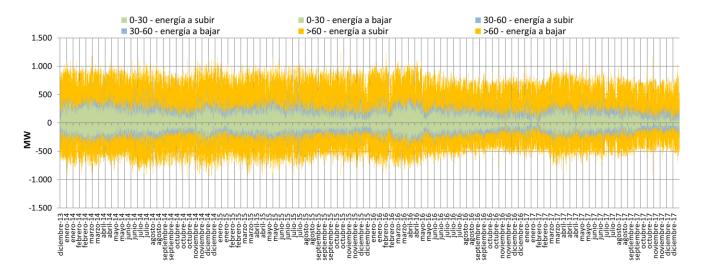


Gráfico 24. Volumen de energía (MW) ofertada agrupada por rangos de precio (€/MW) ofertados de banda de secundaria. Centrales hidráulicas





a bajar a subir 250.000 200.000 150.000 100.000 50.000 -50.000 -100.000 -150.000 -200.000 -250.000 Ħ 2009 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2010

Gráfico 25. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación secundaria a subir y bajar

3.7.4 Gestión de desvíos

El servicio de Gestión de desvíos tiene por objeto resolver los desvíos superiores a 300 MWh entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión, cuando la reserva de terciaria va a resultar insuficiente. Dichos desvíos pueden ser sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador o pueden ser causados por modificaciones en previsión de demanda o de las instalaciones de producción renovable. Se retribuye por mecanismo de mercado al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.



mercado diario - a subir —GDV - a bajar -GDV - a subir 90 80 70 60 €/MWh 50 40 30 20 10 0 Ξ oct 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017

Gráfico 26. Evolución mensual del precio del servicio de gestión de desvíos

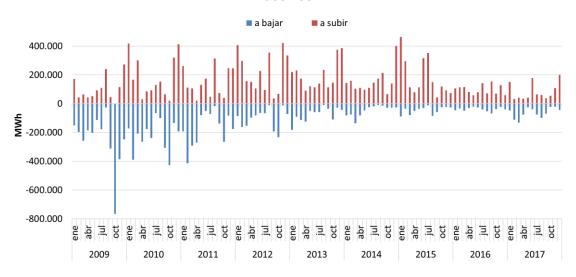


Gráfico 27. Evolución mensual del volumen programado del servicio de gestión de desvíos

Fuente: CNMC

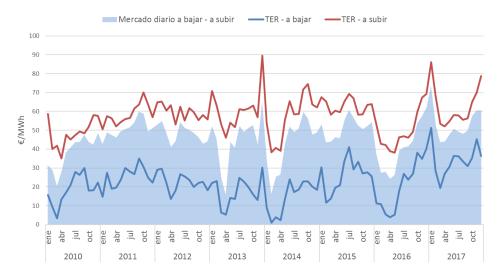
3.7.5 Energía de regulación terciaria

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.

Gráfico 28. Precios medios ponderados mensuales de la energía de terciaria a subir y bajar frente al precio del mercado diario 2010-2017.



Fuente: CNMC

Gráfico 29. Evolución mensual del volumen programado de energía de regulación terciaria a subir y bajar

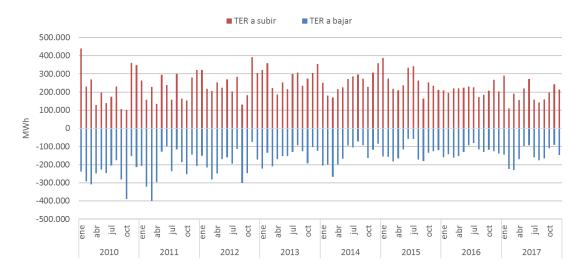




Gráfico 30. Evolución trimestral de la energía terciaria a subir y a bajar asignada por tecnología 2010-2017

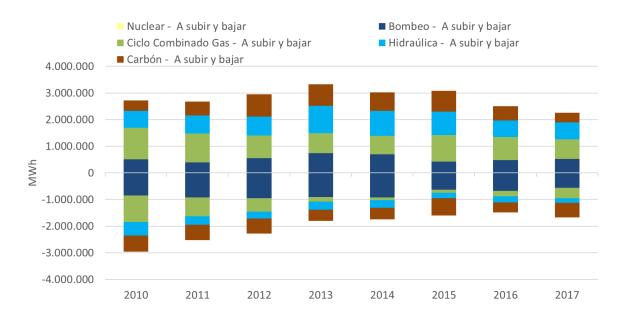
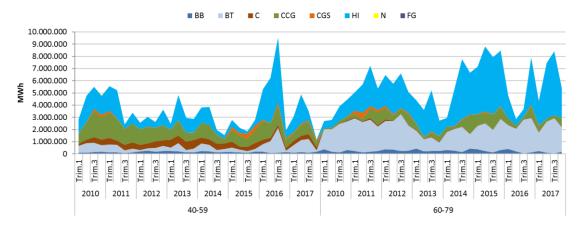


Gráfico 31. Evolución trimestral del precio de las ofertas de terciaria a subir 2010-2016 (Diferenciando bandas de precio 40-59 y 60-79 €/MWh)



Fuente: CNMC

3.7.6 Restricciones técnicas en tiempo real



Gráfico 32. Energía programada en restricciones en tiempo real

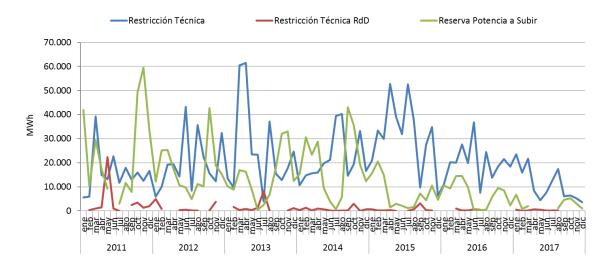


Gráfico 33. Importe resultante de la programación en restricciones en tiempo real

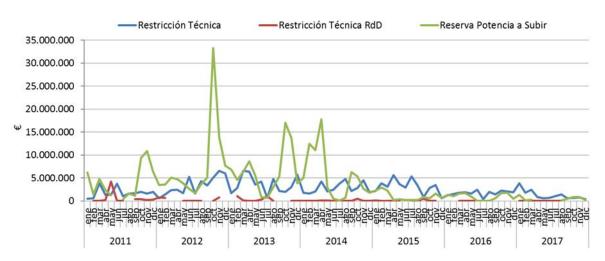
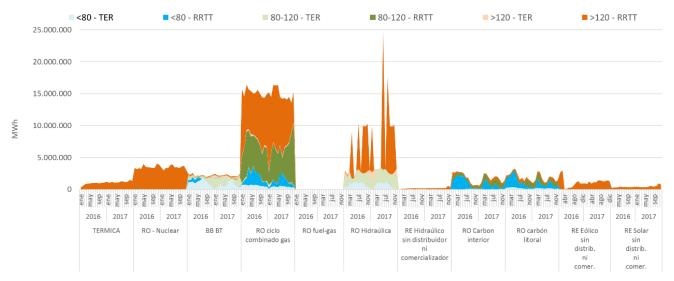




Gráfico 34. Volumen de energía disponible de terciaria y restricciones para redespachos en tiempo real. 2015-2017



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.

3.8 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 perdidas, estableciendo a partir de junio de 2014 un coeficiente de ajuste horario que aplica sobre el coeficiente de perdidas estándar de tal forma que el consumo medido elevado a barras de central coincida exactamente con la generación, haciendo así desaparecer el segmento de cierre³. A partir de abril de 2015, el segmento de cierre del mercado ya no existe, y son los propios

³ 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.



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.

para cada tipo de peaje de acceso 20% 16% 2.0A -2.1A 12% 3.0A 3.1 10% 6.1 8% 6.2 6.3 6.4 4% - Media del Sistema may.-14

Gráfico 35. Pérdidas medias registradas durante los 12 meses anteriores a cada fecha

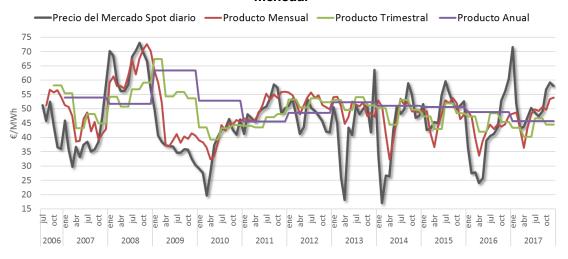
Fuente: CNMC

Nota: A los efectos del cálculo de las pérdidas medias, las curvas de carga de cada grupo tarifario se ha 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.



3.9 Mercados a plazo4

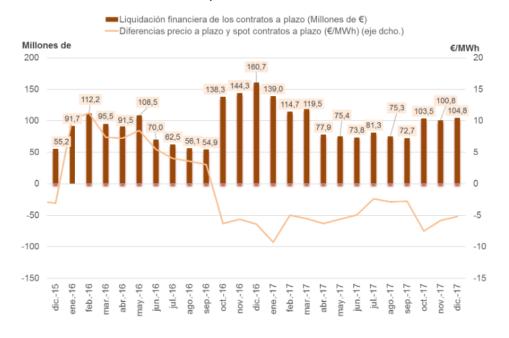
Gráfico 36. Evolución mensual de la cotización de contratos de futuros carga base con subyacente precio spot de electricidad en zona española versus precio del mercado spot mensual



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.

Gráfico 37. 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 2017



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

⁴ Se muestra aquí un extracto del Informe de Seguimiento de los Mercados a Plazo de energía eléctrica en España. Diciembre 2016. https://www.cnmc.es/expedientes/isde00316



4 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.

4.1 Número de agentes en el mercado de generación

Cuadro 6. Número de agentes de generación y de comercialización en el mercado eléctrico

res	Comercializador	Generadores	
)	60	104	2008
2	102	108	2009
3	133	76	2010
2	142	73	2011
5	175	75	2012
7	207	76	2013
õ	246	78	2014
3	278	84	2015
)	310	84	2016
)	330	83	2017
3 2 5 3 3	133 142 175 207 246 278 310	76 73 75 76 78 84 84	2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016

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.

4.2 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, comercializadores⁵ y/o clientes.

⁵ Incluyendo unidades de exportación e importación



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 <u>ámbito geográfico</u> 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 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.

4.2.1 Programa Diario Base de Funcionamiento

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 5.7).

Todas las tecnologías 1.235 Carbón + CCGT + HI + 100% RECORE 1.692 Carbón + CCGT + HI Carbón + CCGT 1.279 Todas las tecnologías **』** 1.870 Carbón + CCGT + HI + 5% RECORE 2.295 Carbón + HI 2.057 Carbón + HI + 5% RECORE 1.266 Todas las tecnologías Carbón + CCGT + HI + 5% RECORE 2 600 Carbón + HI Carbón + HI + 5% RECORE

Gráfico 38. 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.



Cuadro 7. 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	GNF	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	DETISA	OTROS	нні
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%	14%	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%	12%	1.251
2012	23%	18%	16%	8%	2%	9%	5%	3%	2%	2%	1%	12%	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%	10%	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%	12%	1.266

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, 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.

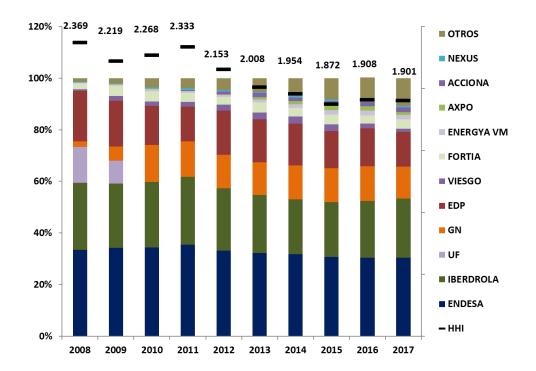
Cuadro 8. Cuotas de generación de los principales grupos empresariales e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL considerando tecnologías marginales.

Año	ENDESA	EDP	IBERDROLA	GNF	VIESGO	АХРО	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	OTROS	нні
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%	7%	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%	15%	1.945

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, 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, mientas 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. El despacho de las instalaciones RECORE se considera agrupado por cada uno de sus representantes.



Gráfico 39. Índices HHI en la demanda en PDBF en el ámbito del MIBEL



Cuadro 9. Cuotas de compras de los principales comercializadores e índices HHI en el PDBF en el ámbito del MIBEL

AÑO	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGYA VM	АХРО	ACCIONA	NEXUS	OTROS	нні
2008	33%	26%	16%	20%	1%	2%	0%	0%	0%	0%	1%	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%	4%	2.268
2011	35%	26%	14%	14%	2%	4%	1%	0%	0%	1%	4%	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%	5%	2.008
2014	32%	21%	13%	16%	3%	3%	1%	1%	1%	1%	7%	1.954
2015	31%	21%	13%	14%	3%	4%	2%	2%	1%	1%	8%	1.872
2016	30%	22%	13%	15%	2%	3%	2%	2%	1%	1%	9%	1.908
2017	30%	23%	12%	13%	1%	4%	2%	1%	2%	1%	11%	1.901

Fuente: CNMC

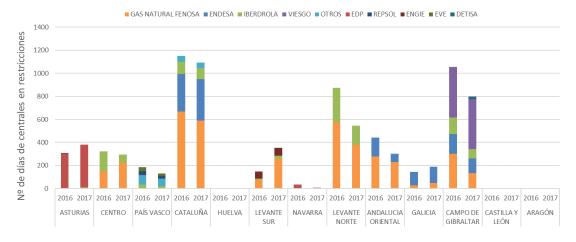
Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas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



4.2.2 Resolución de restricciones técnicas

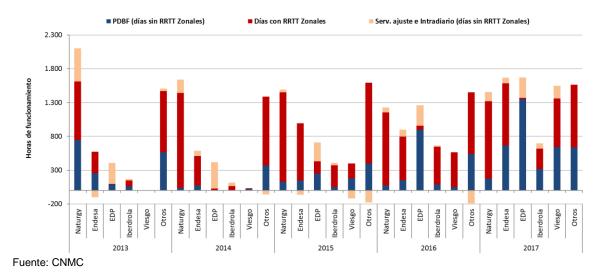
Una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente requiere la modificación de los programas de energía. El proceso de resolución de restricciones técnicas resulta muy relevante desde la perspectiva de la competencia, porque el incumplimiento de las condiciones de seguridad suele producirse en una determinada zona o nudo del sistema, debiendo resolverse en las proximidades físicas de dicha zona, por lo que sólo determinadas centrales disponen de capacidad para resolver el problema.

Gráfico 40. 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

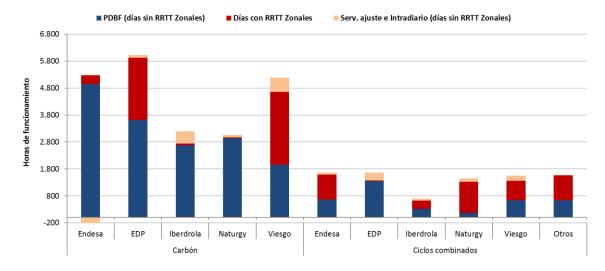
Gráfico 41. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados de cada empresa distinguiendo el despacho realizado en días donde ha participado la central en el proceso de restricciones técnicas, despacho realizado en el PDBF, y despacho realizado en otros segmentos



IS/DE/013/17



Gráfico 42. Horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón y de ciclos combinados de cada empresa en 2017 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

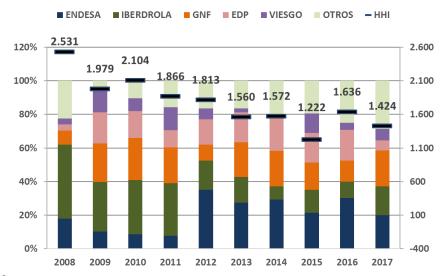


4.2.3 Reserva de Potencia

Como puede observarse en el siguiente gráfico, el índice HHI del segmento reserva de potencia ha empeorado en el año 2016, debido principalmente al gran incremento de la cuota del grupo Endesa. El índice venía reduciéndose durante los últimos años como consecuencia de la reducción de cuota de Iberdrola y Gas Natural, que han seguido en esa tendencia en 2016.



Gráfico 43. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de reserva de potencia

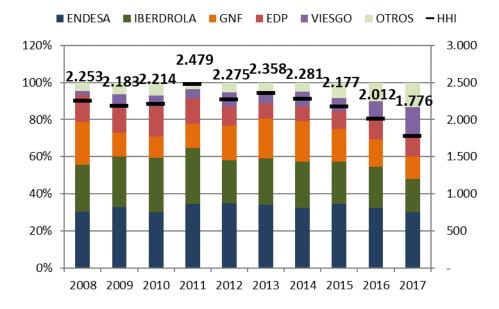


Nota: Hasta el 11 de mayo de 2012, el operador del sistema programaba la reserva en la fase 1 del proceso de restricciones técnicas, mientras que a partir del 12 de mayo de 2012 la reserva se programa según lo dispuesto en el procedimiento de operación 3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir».

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

4.2.4 Banda de Regulación Secundaria y Energía de Regulación Secundaria

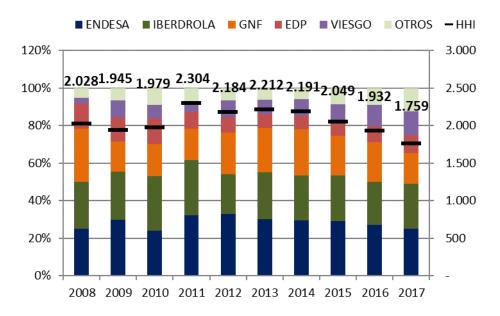
Gráfico 44. Cuotas empresariales e índices HHI en banda secundaria



Fuente: CNMC

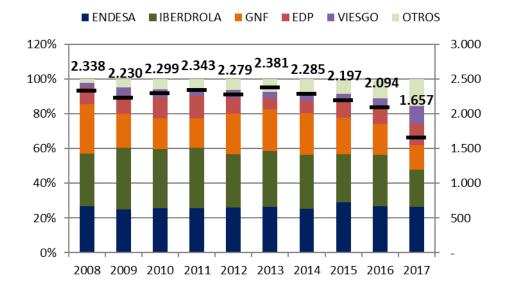


Gráfico 45. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a subir



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

Gráfico 46. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación secundaria a bajar

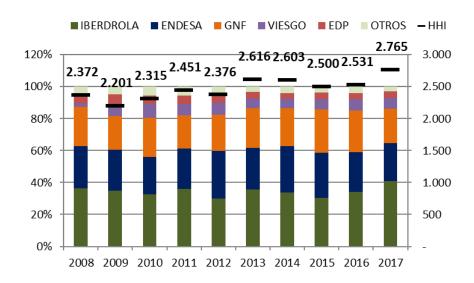


Fuente: CNMC



4.2.5 Regulación Terciaria

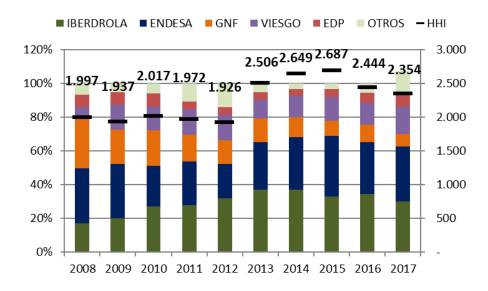
Gráfico 47. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a subir



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".

Gráfico 48. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de regulación terciaria a bajar

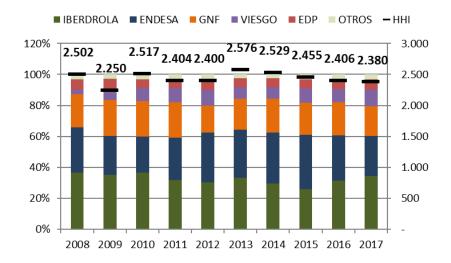


Fuente: CNMC



4.2.6 Gestión de desvíos

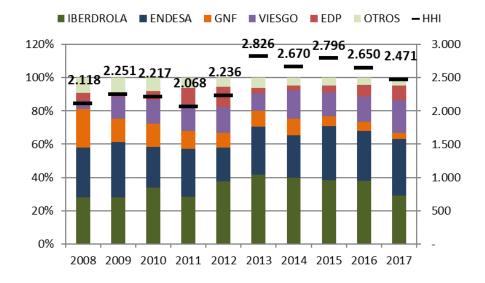
Gráfico 49. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a subir



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".

Gráfico 50. Cuotas empresariales e índices HHI en el mercado de energía de gestión de desvíos a bajar



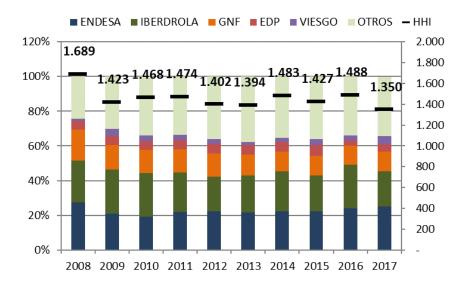
Fuente: CNMC



4.2.7 Programa horario operativo (P48)

Teniendo en cuenta que este programa incluye el programa diario base de funcionamiento y las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones en los posteriores servicios de ajuste, el análisis se hace en zona española.

Gráfico 51. 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".

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.

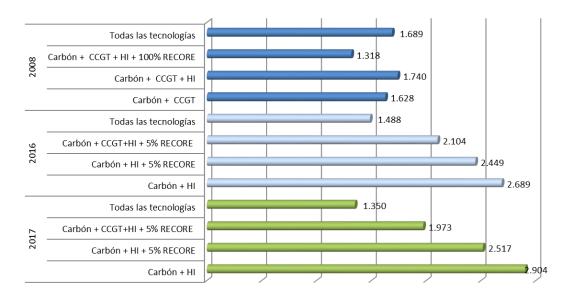
Cuadro 10. Cuotas empresariales e índices HHI de la generación en el mercado mayorista español en P48

Año	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	AXPO	ACCIONA	ENERGYA VM	WIND TO MARKET	NEXUS	OTROS	нні
2008	27%	24%	18%	5%	1%	4%	3%	1%	1%	1%	14%	1.689
2009	21%	25%	14%	5%	4%	6%	3%	2%	2%	1%	16%	1.423
2010	19%	25%	13%	5%	3%	7%	5%	2%	2%	2%	16%	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%	16%	1.402
2013	22%	21%	12%	6%	2%	8%	6%	3%	3%	2%	16%	1.394
2014	22%	23%	11%	5%	3%	8%	5%	2%	3%	2%	15%	1.483
2015	22%	21%	11%	6%	3%	7%	5%	2%	3%	2%	17%	1.427
2016	24%	25%	11%	3%	3%	9%	6%	3%	3%	2%	11%	1.488
2017	25%	21%	11%	4%	5%	9%	6%	3%	2%	2%	12%	1.350



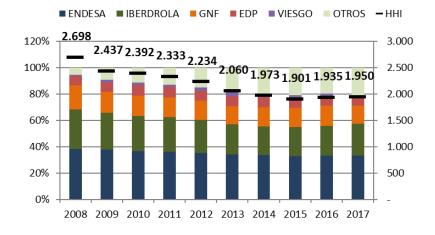
Nota: Para el cálculo del HHI se ha considerado las cuotas de cada una de las empresas que aparecen agrupadas dentro del segmento "OTROS". En la elaboración de la tabla, además, se ha considerado conjuntamente a Gas Natural y Unión Fenosa desde 2008, pero se han tenido en cuenta sus respectivas cuotas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

Gráfico 52. Índices HHI de generación según distintas tecnologías en zona española en P48.



Fuente: CNMC

Gráfico 53. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48.



www.cnmc.es



Cuadro 11. Cuotas empresariales e índices HHI de la demanda en zona española en P48.

Año	ENDESA	IBERDROLA	GNF	EDP	VIESGO	FORTIA	ENERGYA VM	ACCIONA	NEXUS	АХРО	ENGIE	OTROS	нні
2008	38%	30%	18%	7%	1%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	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%	4%	2.392
2011	36%	26%	15%	8%	2%	4%	1%	0%	1%	1%	0%	5%	2.333
2012	35%	25%	14%	8%	3%	4%	1%	1%	1%	1%	0%	7%	2.234
2013	34%	23%	14%	7%	3%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	7%	2.060
2014	34%	22%	14%	8%	3%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	8%	1.973
2015	33%	22%	15%	7%	3%	4%	3%	1%	1%	3%	1%	9%	1.901
2016	33%	23%	15%	7%	2%	4%	3%	2%	1%	1%	1%	8%	1.935
2017	33%	24%	14%	6%	2%	4%	2%	2%	1%	1%	1%	10%	1.950

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

Gráfico 54. Evolución de los índices de concentración diarios de la generación en zona española. P48

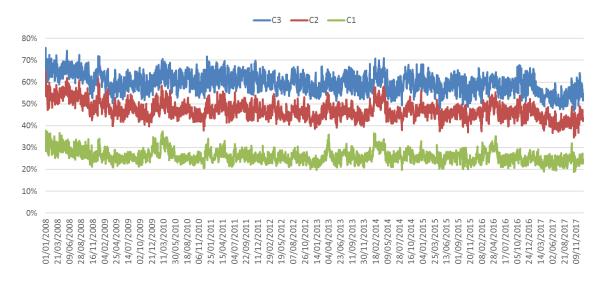
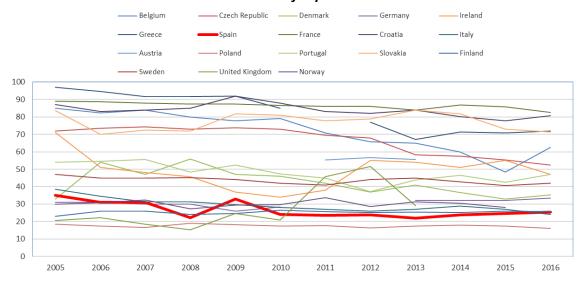


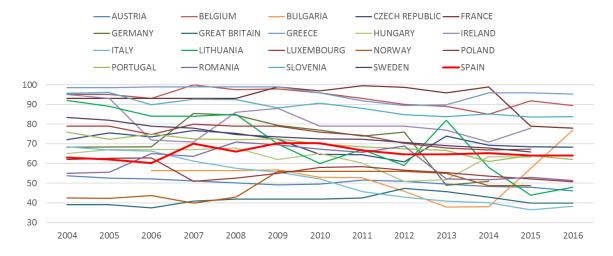


Gráfico 55. Comparativa europea del índice de concentración C1, calculado como la cuota anual del mayor productor. P48



Fuente: Eurostat

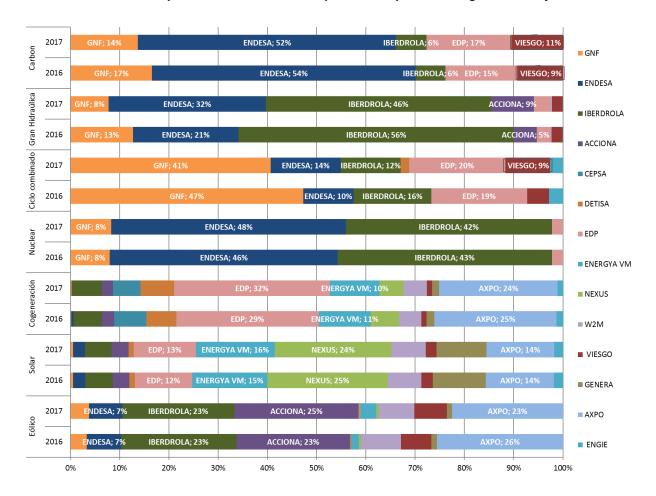
Gráfico 56. Comparativa europea del índice de concentración C3, calculado como la cuota anual de los tres mayores productores. P48



Fuente: National Reports CEER



Gráfico 57. Cuotas de producción en P48 zona peninsular por tecnología en 2016 y 2017

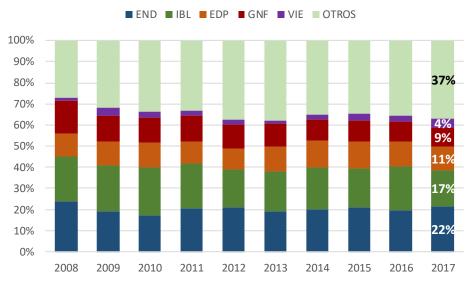


Nota: Se muestra la producción de la que es titular o que representa cada empresa. La tecnología solar incluye fotovoltaica y solar térmica

4.2.8 Programa final en el MIBEL – Zona española y portuguesa



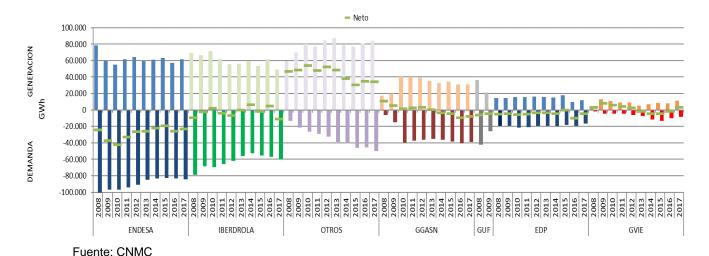
Gráfico 58. Cuota de generación teniendo en cuenta la energía producida en zona MIBEL



4.3 Integración vertical (generación y comercialización)

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.

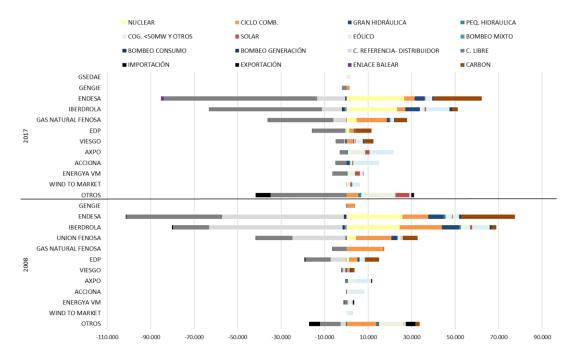
Gráfico 59. Evolución anual de compras y ventas y saldo neto por agente en el mercado mayorista spot. Zona española (*).





(*) 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.

Gráfico 60. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2008 y 2017



Fuente: CNMC

www.cnmc.es

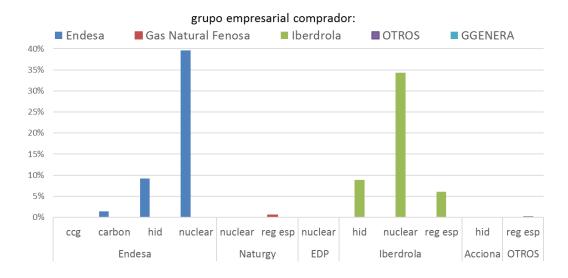


CICLO COMB. ■ GRAN HIDRÁULICA COG. <50MW Y OTROS BOMBEO MIXTO ■ C. LIBRE ■ BOMBEO CONSUMO ■ BOMBEO GENERACIÓN C. REFERENCIA- DISTRIBUIDOR ■ IMPORTACIÓN ■ ENLACE BALEAR GSEDAE GENGIE ENDESA IBERDROLA GAS NATURAL FENOSA EDP 2017 VIESGO AXPO ACCIONA ENERGYA VM WIND TO MARKET OTROS GSFDAF GENGIE ENDESA IBERDROLA GAS NATURAL FENOSA FDP 2016 VIESGO ____ AXPO ACCIONA ENERGYA VM WIND TO MARKET OTROS -110.000 -90.000 -70.000 -50.000 -30.000 10.000 30.000 50.000 70.000 90.000

Gráfico 61. Compras y ventas por agente y tecnología (MWh). Años 2016 y 2017

4.4 Liquidez en el mercado diario e intradiario

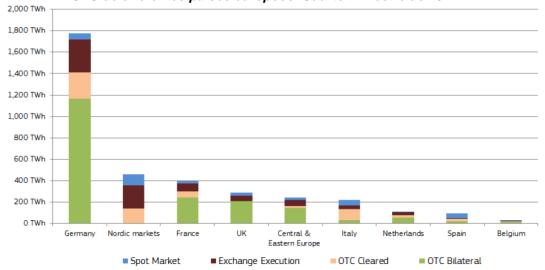
Gráfico 62. Contratos bilaterales físicos en los que la parte vendedora es una tecnología de generación. Año 2017



grupo empresarial vendedor



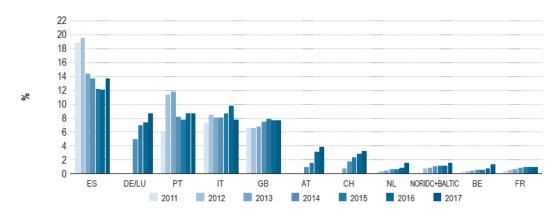
Gráfico 63. Comparación del volumen negociado en los mercados diarios, de futuros y OTC de diferentes países europeos. Cuarto trimestre de 2017.



Source: Platts, wholesale power markets, Trayport, London Energy Brokers Association (LEBA) and DG ENER computations

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

Gráfico 64. Energía negociada en el mercado intradiario en relación a la demanda eléctrica en varios países europeos.



Fuente: NEMOs, CEER National Indicators Database,, ACER



4.5 Evolución del precio del Mercado diario

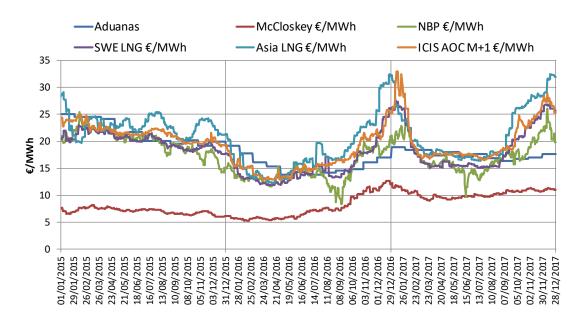
Las energías renovables registraron el peor dato de los últimos cinco años, reduciendo su cuota en la generación eléctrica de 2017 al 33%, frente al 41% en 2016. En consecuencia, el mercado de electricidad contó con una mayor participación de las energías convencionales, tal y como se ha visto en el capítulo 2, y su precio se vio afectado de una forma más significativa por la evolución de los precios de los combustibles en los mercados internacionales.

A pesar de los esfuerzos realizados en Europa por abandonar el consumo de carbón, después de dos años de declive, la demanda mundial de carbón creció un 1% en 2017 a medida que el crecimiento económico mundial más sólido incrementó la producción industrial y el uso de electricidad, especialmente en China e India. Con este aumento de la demanda mundial, los precios del carbón se mantuvieron en niveles altos, en el entorno de los 10-12 €/MWh frente a los 5-6€/MWh de comienzos del año 2016.

Con respecto a la demanda de gas natural, 2017 fue un año de fuerte crecimiento, impulsado principalmente por China. La demanda creció un 3%, el mayor incremento desde 2010. China, donde la demanda creció un 15%, representó casi un tercio del aumento global, impulsado por un esfuerzo político determinado para mejorar la calidad del aire. Esto condujo a un aumento en las importaciones de GNL, que colocaron a China como el segundo mayor importador de GNL del mundo después de Japón. En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2017 estuvo alrededor de los 17 €/MWh, un 20% superior al precio de 2016, impulsado por el incremento de precio del petróleo y el carbón. Los mayores precios se registraron al principio y al final del año, coincidiendo con los periodos invernales de mayor demanda de gas. En el mercado asiático, así como en los países del sur de Europa con mayor dependencia del GNL, el precio durante el periodo invernal subió significativamente, alcanzando los 30 €/MWh.



Gráfico 65. Evolución del precio del gas natural y del carbón según referencias internacionales (€/MWh PCS)

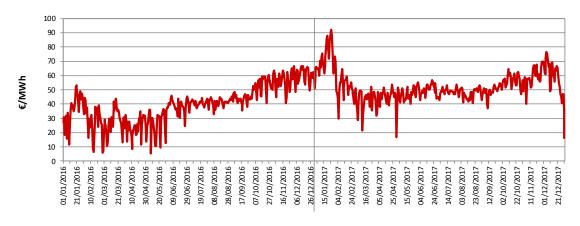


Fuente: Fuente: Carbón Mc Closkey (dato Reuters), Platts Internacional Coal Report (CIF ARA 6.000 KCAL/Kg).

Agencia Tributaria. Paws. World Gas Intelligence. Ycharts. Elaboración propia.

Esta evolución del precio del carbón y del precio del gas, contribuyeron a un incremento del precio del mercado diario en 2017 con respecto a 2016, con especial impacto en los periodos invernales⁶.

Gráfico 66. Evolución del precio del mercado diario

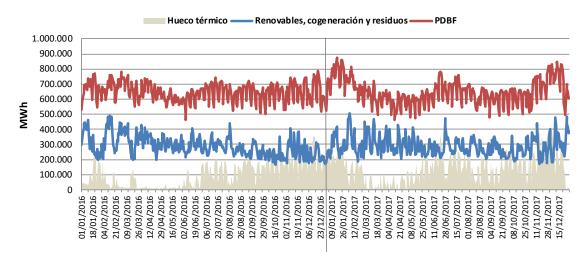


⁶ El periodo octubre 2016-enero 2017 fue objeto de investigación por parte de la CNMC, resultando la apertura de dos expedientes sancionadores por una presunta infracción grave de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico en ese periodo, a dos empresas generadoras por la actuación de ciertas centrales de ciclo combinado. https://www.cnmc.es/node/365999.



Especialmente en la primavera y en la última semana del año se registran algunos precios reducidos coincidiendo con una elevada participación de las energías renovables y, por tanto, con un reducido hueco térmico.

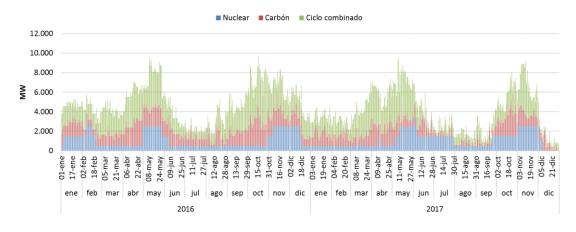
Gráfico 67. Evolución de la programación de la generación total, de las energías renovables y del hueco térmico (centrales de carbón y ciclo combinado) en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)



Fuente: CNMC

4.6 Análisis de la potencia indisponible

Gráfico 68. Potencia de generación indisponible programada y sobrevenida

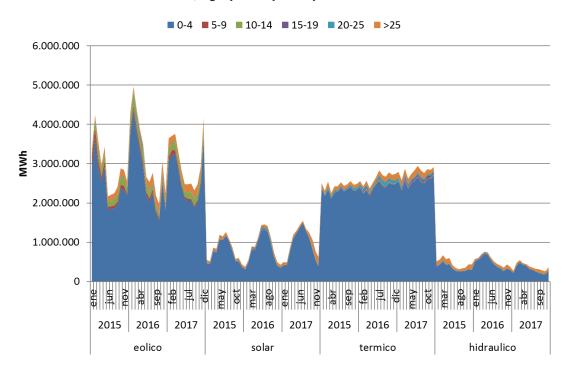




4.7 Comportamiento de las energías renovables y de la cogeneración en el mercado

Con el régimen retributivo vigente desde julio de 2013, que prima fundamentalmente la potencia instalada y no la energía vertida, una parte de la energía ofrecida al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración y los residuos ya no es precio aceptante, sino que interviene en la formación del precio del mercado, resultando estas tecnologías marginales en algunas horas de menor demanda, coincidiendo normalmente entre las horas 2 y 8 así como en los fines de semana. Una consecuencia de esta práctica es la desaparición, de las horas de precio cero que se registraban en años anteriores coincidiendo con una elevada producción renovable. Cabe señalar que la energía ofertada por la cogeneración varia sensiblemente a la vista de los precios esperados en el mercado de producción, reduciéndose su programación cuando los precios del mercado esperados son bajos, actuando igual que una central térmica convencional.

Gráfico 69. Energía ofertada al mercado diario por las energías renovables, la cogeneración (térmico en el gráfico) y los residuos por franjas de precio, distinguiendo si ha resultado casada o no, agrupadas por el precio de sus ofertas. Años 2015-2017.





Cuadro 12. Instalaciones renovables, cogeneración y residuos habilitadas para participar los servicios de ajuste del sistema a diciembre de 2017

Combustible	Combustible Combustible				Potencia habilitada en terciaria y gestión de desvíos (MW)		En zona de regulación (MW)		Potencia habilitada en secundaria (MW)	
Cogeneración	Derivado del petróleo o carbón	719,4	149,5	21%			66,8	9,3%		
Cogeneration	Energía residual	67,4								
	Gas natural	5.743,2	1.190,1	21%	150,2	2,6%	441.6	7,7%	146,2	2,5%
Eólica	Terrestre	22.837,7	10.992,4	48%	10.309,8	45%	7.527,6	33%	230	1%
Hidráulica	Minihidráulica	2.108,3	225	11%	196,3	9,3%	401,3	19%	196,3	9,3%
	Biogás	264,5	7,5	2,8%			8,4	3,2%		
Otras	Biomasa	531	26	4,9%	20	3,7%	26,9	5,1%		
renovables	Océano y geotérmica	4,7								
Residuos no	Residuos domésticos y similares	237,4	93,5	39%						
renovables	Residuos varios	306,7	306,7	100%			19,4	6,3%		
	Subproductos minería	50	50	100%						
Solar	Fotovoltaica	4.423,7					13,4	0,3%		
Julai	Térmica	2.301,2	30	1,3%	30	1,3%	50	2,2%		

Gráfico 70. 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 2017

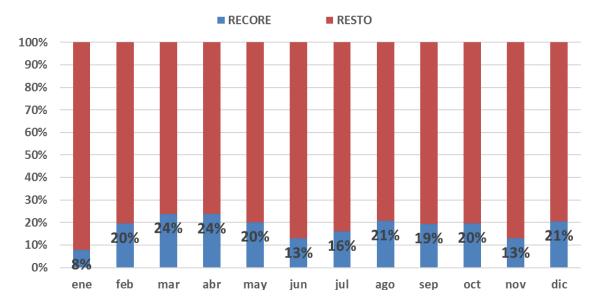




Gráfico 71. Cuota asignada a las tecnologías renovables, cogeneración y residuos por segmento de servicios de ajuste del sistema respecto al total del servicio asignado. Año 2017

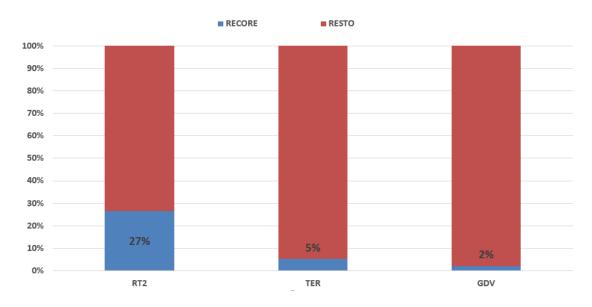
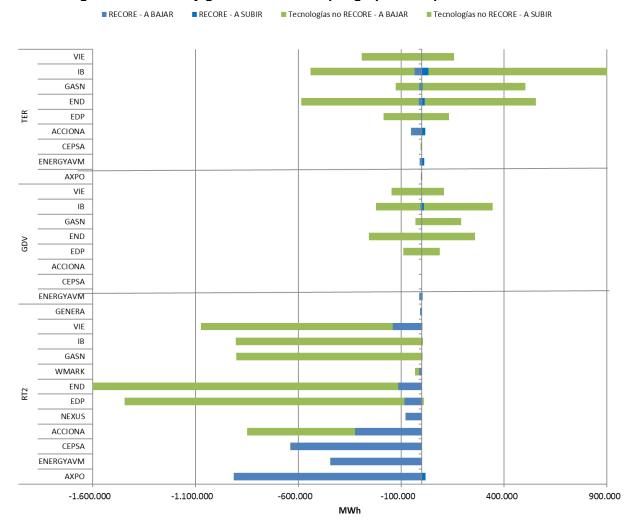




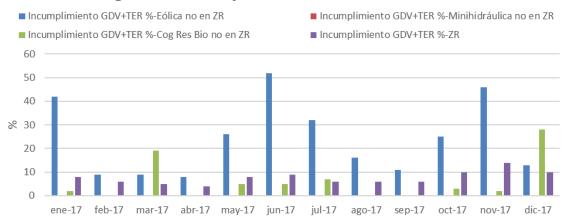
Gráfico 72. Tecnologías RECORE asignada en la fase II de restricciones técnicas, regulación terciaria y gestión de desvíos por grupo de empresa. Año 2017



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



Gráfico 73. 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 2017.



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

4.8 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 splitting⁷), gestionado por OMIE desde el 1 de julio de 2007 hasta mayo de 2014.

Desde mayo de 20148, el MIBEL se encuentra integrado en el proyecto paneuropeo dedicado a la integración de los mercados de la energía en Europa

⁷ 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.

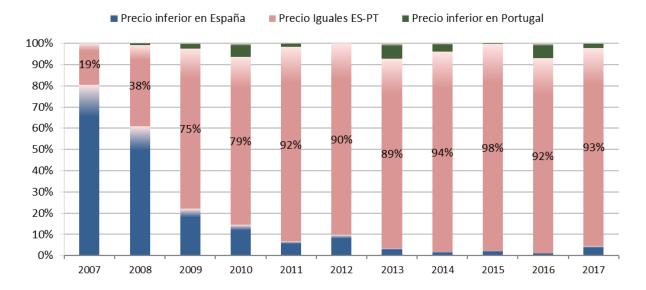
⁸ El día 4 de febrero tuvo lugar el acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región NWE (North-West Europe, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) dentro de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el mercado único europeo de la energía. En una



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 tiene lugar en 2019), 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 en 2017 a través de la plataforma del mercado de derivados del MIBEL y su Cámara de Contrapartida Central, respectivamente.

Gráfico 74. Acoplamiento del mercado diario: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Portugal.



Fuente: CNMC

Cuadro 13. Diferencia de precios del mercado diario en zona española y portuguesa. €/MWh.

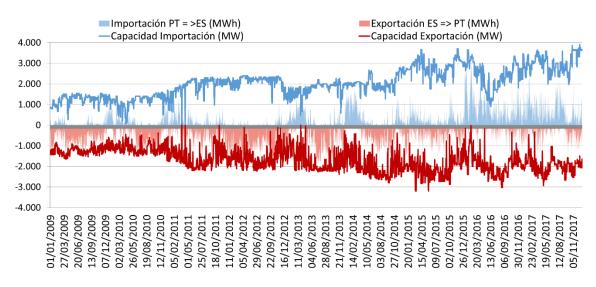
	Precio medio aritmético Mercado	Precio Medio aritmético Mercado	Media aritmética de
Años	diario España	diario Portugal	la diferencia

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.



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

Gráfico 75. 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

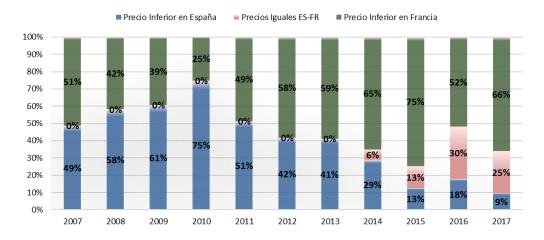
Interconexión con Francia

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 explicitas 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



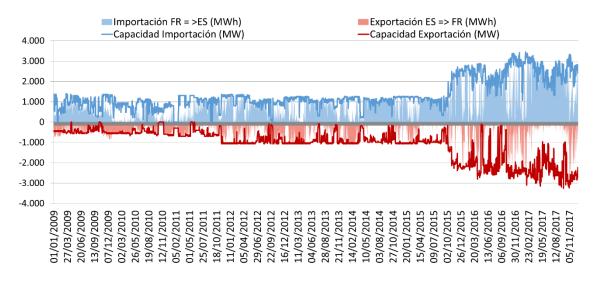
Operador del Mercado (OMIE) junto con el resto de operadores europeos incluidos en el proyecto MRC.

Gráfico 76. Acoplamiento de mercados: evolución anual del porcentaje de horas con precio inferior, igual y superior en España y Francia.



Fuente: CNMC

Gráfico 77. 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 2017 en el sentido España > Francia fue igual a 2,46 €/MW, valor un 211 % superior al precio de la capacidad en la subasta anual para el año 2016 (0,79 €/MW). En el sentido Francia > España, el precio marginal resultante fue igual a 8,10 €/MW, lo que representa un descenso de casi un 37 % respecto al registrado en ese sentido de flujo en la subasta anual para 2016 (12,78 €/MW). El precio máximo de la capacidad asignada en las subastas mensuales se registró en julio, en el sentido Francia > España con un valor de 16,92 €/MW. En el sentido España > Francia el precio máximo se alcanzó en diciembre con 5,66 €/MW.

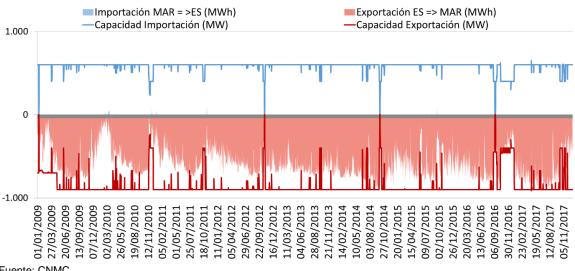
120 Precios mercado diario FR-ES 80 40 0 40 -80 -120 30/11/2014 13/02/2015 11/12/2015 29/04/2015 13/07/2015 01/01/2011 31/05/2011 14/08/2011 28/10/2011 12/01/2012 27/03/2012 10/06/2012 24/08/2012 08/11/2012 22/01/2013 07/04/2013 21/06/2013 04/09/2013 19/11/2013 02/02/2014 18/04/2014 02/07/2014 15/09/2014 27/09/2015 26/07/2016 16/01/2016 02/05/2016 10/09/2016 22/12/2016 15/05/2017 7/09/2017

Gráfico 78. Diferencia horaria de precio del mercado diario entre mercados español y francés (ES-FR).

Nota: La escala ha sido limitada a 120, para mayor claridad del gráfico, si bien existe valores mayores Fuente: REE, CNMC

Interconexión con Marruecos

Gráfico 79. Capacidad y utilización de la interconexión entre España y Marruecos.

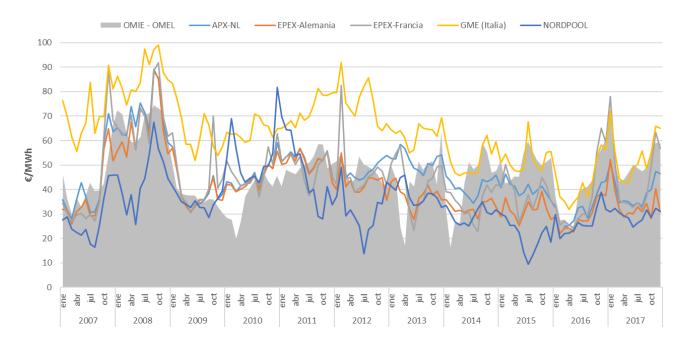


Nota: Del 14/10/16 al 31/12/16 se reduce la capacidad en ambos sentidos, debido a la avería en la línea.



MIBEL y otras referencias europeas

Gráfico 80. 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, y las comercializadoras adquieren la energía necesaria para suministrar a sus clientes.

Contratación de energía en horizontes diario e intradiario9:

- Mercados diario e intradiario: Cubren los horizontes diario e inferior al diario, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía – Polo Español (OMIE).
- 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 Sistema¹⁰

- 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.
- Los servicios complementarios:
 - Reserva de potencia adicional a subir.
 - Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria.
- El proceso de **gestión de los desvíos** entre generación y consumo para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda.

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.

⁹ 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)

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/)



- 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, 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.

Los mercados anteriores se complementan con los <u>mercados a plazo</u>. Los mercados a plazo de electricidad son 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/).

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.



ANEXO II: 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 Europea¹¹.

Por ello, es importante analizar el contexto normativo europeo del sector y el estado de desarrollo e implantación del mismo. En este informe se citan dos enfoques que se han abordado en paralelo en estos 3 últimos años. Por un lado, el de la implantación de la normativa actualmente en vigor, conocida como tercer paquete; por otro, el de la reforma del mercado eléctrico propuesta por la Comisión Europea en noviembre de 2016.

1.1 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.

Tercer paquete

Tras el avance que supusieron los anteriores paquetes normativos 12, 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

¹¹ 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/Currentedition.aspx

Primer paquete. El primer paso se dio con la primera directiva de electricidad (Directiva 96/92/CE), de la 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) nº 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.



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).

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 serán objeto de análisis en este informe.

1.2 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.
- BAL 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 Nacionales (en inglés, NRAs o National Regulatoty Authorities) adquiere especial importancia.

La CNMC, como autoridad reguladora nacional, 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 Electicity Market Operators) y agentes interesados en un proceso establecido por la normativa europea.

Este proceso consta de diversas fases. En primer lugar, los TSOs y/o los NEMOs, dependiendo del ámbito de los términos y 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. Posteriormente, las propuestas son enviadas a las Autoridades Reguladoras Nacionales que, tras su recepción se inicia un periodo de seis meses en los que la propuesta es analizada, debatida y discutida.

Si finalmente se concluye que la metodología recibida por los NRAs responde a las necesidades planteadas por el Código de Red, ésta es aprobada mediante acuerdo del Foro de Reguladores Europeos. Esta aprobación reguiere de la unanimidad de todas las NRAs. Posteriormente, cada Regulador pasa a aprobar la propuesta a nivel nacional, considerándose ésta en vigor a partir de la fecha de aprobación de la última NRA involucrada.

Si, por el contrario, se concluye que la metodología recibida no responde a lo planteado en el código de red, o tiene aspectos susceptibles de ser mejorados, los NRAs pueden solicitar modificaciones a los TSOs/NEMOs que han elaborado la metodología, para lo que éstos disponen de dos meses. Finalmente, si la propuesta no alcanza el consenso necesario para ser aprobada, las autoridades reguladoras remiten la metodología a ACER para que, tras las modificaciones que estime pertinentes, sea sometida a votación de la Junta de Reguladores (Board of Regulators) de ACER, en la que también están presentes representantes de las NRAs. La aprobación en este foro requiere de una mayoría de dos tercios.

La normativa aprobada por la CNMC en el contexto de los reglamentos comentados anteriormente puede encontrarse en su página web. 13

1.2.1 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

www.cnmc.es

¹³https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/actividad-internacional#normativaeuropea



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.

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 Reguladoras Nacionales siguiendo el proceso comentado anteriormente.

1.2.2 Metodologías aprobadas

A fecha de elaboración de este informe, las autoridades reguladoras nacionales han aprobado las metodologías que se detallan 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, y los mecanismos de revisión de los mismos, para la liquidación de los mercados diario e intradiario. Los límites de precio armonizados 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.



1.2.3 Metodologías en proceso de adopción

IDCP – Valoración de la capacidad en el horizonte intradiario

En esta propuesta se establecerá la metodología para determinar el precio de la capacidad de intercambio de electricidad entre zonas en el horizonte intradiario, detallando el número de subastas y características de las mismas.

1.2.4 Mercado intradiario

Merecen especial atención en 2018, 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).

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 en junio de 2018.

En este ámbito, cabe destacar la metodología de subastas regionales intradiarias entre España y Portugal complementarias al mercado continuo prevista en articulo 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, 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.

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

En el año 2016 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) Nº 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. En este sentido, a fecha de elaboración de este informe, 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.

1.2.6 Metodologías en proceso de adopción

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

Definición del 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.

1.2.7 Directriz de balance eléctrico y Proyectos piloto para su implementación temprana (BAL)

La Directriz sobre el balance eléctrico (en adelante EB GL) ha sido publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el 28 de noviembre de 2017 (Reglamento (UE) 2017/2195¹⁴) 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.

1.2.8 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 producto Replacement Reserve (RR; equivalente a la gestión de desvíos de nuestro actual sistema), tal que permitirá la cobertura de las necesidades de reserva de los distintos sistemas tanto con producto propio como 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.

¹⁴ http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32017R2195



Fue nominado en octubre de 2016 como proyecto de referencia europeo para dicho producto.

En 2016 los TSOs realizaron una primera fase de consulta publicada validada por los NRAs. 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 reserva de sustitución el día 18 de junio de 2018.

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

1.2.9 Proyecto MARI

El proyecto Manually Activated Reserves Initiative (MARI) tiene como objetivo el diseño, la implementación y la operación de una plataforma común para el producto manual Frequency Restoration Reserve (mFRR; equivalente a la regulación terciaria en nuestro actual sistema). A fecha de elaboración de este informe, este proyecto ha sido nominado como proyecto de referencia para este producto.

1.2.10 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 común para el producto automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR, equivalente a la regulación secundaria de nuestro actual sistema). A fecha de elaboración de este informe, este proyecto ha sido nominado como proyecto de referencia para este producto.

1.2.11 Proyecto Imbalance Netting

El proyecto Imbalance Netting (IN) tiene como objetivo el diseño, implantación y operación de una plataforma común para el intercambio (neteo) de desbalances entre sistemas vecinos. El objetivo es poder eliminar en tiempo real los desvíos que se produzcan en sentido contrario en sistemas vecinos mediante modificación de los flujos transfronterizos.

Este proyecto deriva de una plataforma ya existente que opera en el sistema alemán. Se prevé su implementación a nivel europeo para finales de 2019, de acuerdo con los plazos establecidos por la directriz de balance, y estaría operativo hasta la puesta en marcha de PICASSO en 2022. La plataforma



PICASSO incorporará la funcionalidad de neteo de desbalances, por lo que ya no se requerirá una plataforma adicional con esta finalidad.

1.2.12 Términos y 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 los términos y condiciones para los proveedores de servicios de balance y sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.

Estos términos y 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 el momento de redacción de este informe se está analizando la propuesta remitida por REE.

Por otra parte, con fecha 13 de noviembre de 2018 la CNMC ha solicitado a REE una Propuesta de Hoja de Ruta para la Implantación de la Directriz de Balance Eléctrico. Dicha Propuesta debe estar coordinada con el Operador del Mercado ibérico y con el Operador del Sistema Portugués (REN) y contar con la participación de los agentes.

1.2.13 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 de 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 los



reguladores nacionales, 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 ejecución¹⁵ (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 nacional 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.

Derivada de la función de supervisión del mercado mayorista de la energía de ACER o de los reguladores nacionales, al cierre de 2016 la Agencia tenía abiertos un total de 77 casos de investigación relacionados con potenciales infracciones de REMIT (manipulación de mercado o uso o falta de publicación de información privilegiada), que se elevaron a un total de 114 casos de investigación a finales de junio de 2017¹⁶.

En la web de ACER se puede encontrar la documentación que la Agencia ha ido publicando para facilitar la implementación del REMIT¹⁷.

1.3 Paquete sobre la energía limpia para todos los europeos

¹⁵ Reglamento de Ejecución (UE) Nº 1348/2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, de REMIT.

¹⁶ De acuerdo a la última información publicada por ACER (https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly Q2 2017 1.0.pdf).

¹⁷ https://documents.acer-remit.eu/category/all-documents/



En diciembre de 2018 se han finalizado las negociaciones sobre la propuesta realizada por la Comisión Europea en noviembre de 2016, para su adopción definitiva en los primeros meses de 2019.

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 renovables, eficiencia energética del 32,5% y el 15% de nivel de interconexión¹⁸.

www.cnmc.es

https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-alleuropeans

