

**ESTUDIO SOBRE COMPARATIVA DE LOS PRECIOS MIBEL
(CONTADO Y PLAZO) CON OTROS MERCADOS EUROPEOS Y SU
RELACIÓN CON EL MERCADO ÚNICO**

Julio 2019

Trabajo realizado por el Consejo de Reguladores del MIBEL

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Comisión Nacional del Mercado de Valores

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ÍNDICE

1	CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE CONTADO EN MIBEL. COMPARATIVA CON ALEMANIA Y FRANCIA	5
1.1	Organización del mercado de contado y principales resultados en 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018.....	5
1.1.1	Descripción de la organización del mercado de contado del MIBEL.....	5
1.1.2	Cifras del mercado eléctrico: volúmenes de negociación en el mercado diario.....	6
1.1.3	Caracterización y evolución de los precios de contado	8
1.1.4	Acoplamiento del MIBEL y los mercados centroeuropeos	14
1.2	Estructura de la potencia instalada y producción por tecnologías.....	26
1.3	Capacidad de interconexión y flujos internacionales	34
1.4	Evolución de la demanda de energía eléctrica	40
2	CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO A PLAZO EN MIBEL. COMPARATIVA CON ALEMANIA Y FRANCIA	46
2.1	Normativa europea que regula la organización y establecimiento de mercados a plazo	46
2.1.1	MiFID - Markets in Financial Instruments Directive.....	46
2.1.2	EMIR - European Market Infrastructure Regulation	49
2.2	La estructura del mercado a plazo: mercado organizado y mercado no organizado (OTC), y cámaras de contrapartida central (CCPs)	52
2.2.1	Tipología de contratos	55
2.2.2	los principales resultados del mercado: volúmenes y precios negociados, valor económico de la negociación, tipología de contratos, tipología de agentes negociadores, así como otras ratios de liquidez del mercado.	57
2.2.2.1	Estructura de negociación del Mercado a Plazo del MIBEL	57
2.2.2.2	Evolución del volumen negociado del Mercado a Plazo del MIBEL	59
2.2.2.3	Comparativa del volumen negociado en el mercado a plazo del MIBEL con los mercados a plazo alemán y francés.....	62
2.2.2.4	Evolución del valor económico de la negociación en el mercado a plazo del MIBEL	62
2.2.2.5	Evolución de los precios negociados en el mercado a plazo del MIBEL y en los mercados a plazo alemán y francés.....	64
2.2.3	Tipología de agentes negociadores	64
2.2.4	Transparencia en la negociación de los contratos de derivados	65
2.3	Principales determinantes de los precios a plazo de la electricidad.....	67
2.3.1	Precios de contado y a plazo en MIBEL, Francia y Alemania	67
2.3.2	Precios de los combustibles y de los derechos de emisión de CO ₂	74
2.3.3	Indicador de coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón (precios internacionales)	95
2.3.4	Negociación en los mercados a plazo	96
2.4	Análisis ex post de las primas de riesgo (diferencia entre los precios a plazo de la electricidad y el precio medio del mercado diario correspondiente).....	101
2.4.1	Factores explicativos de la prima de riesgo a plazo	106
2.4.2	Análisis empírico de la prima de riesgo ex-post en España	112
2.4.3	Análisis empírico de la prima de riesgo ex-post en Alemania	131
2.4.4	Análisis empírico de la prima de riesgo ex-post en Francia	137
2.4.5	Principales conclusiones del análisis ex post de las primas de riesgo en España, Francia y Alemania e Investigación futura	145

3	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS MERCADOS DEL MIBEL, ALEMANIA Y FRANCIA	146
3.1	Sobre la estructura de generación y las interconexiones.....	146
3.2	Sobre los precios de contado	147
3.3	Sobre la liquidez de los mercados a plazo	148
3.4	Sobre la posición abierta en los mercados a plazo.....	151
3.5	Sobre las primas de riesgo.....	152
3.6	Sobre las variables con incidencia significativa sobre la prima de riesgo ex post	155
4	MEDIDAS SUSCEPTIBLES DE IMPLEMENTACIÓN PARA EL DESARROLLO DEL MIBEL [CONFIDENCIAL]	159

1 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE CONTADO EN MIBEL. COMPARATIVA CON ALEMANIA Y FRANCIA

1.1 ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE CONTADO Y PRINCIPALES RESULTADOS EN 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 Y 2018

1.1.1 DESCRIPCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE CONTADO DEL MIBEL

Los principios generales de organización y funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) se asientan en el Convenio Internacional de Santiago de Compostela, de 1 de octubre de 2004¹.

De acuerdo con el artículo 1.2 del Convenio Internacional de Santiago de Compostela *“El MIBEL está formado por el conjunto de los mercados organizados y no organizados en los que se realizan transacciones o contratos de energía eléctrica y en los que se negocian instrumentos financieros que toman como referencia dicha energía, así como por otros que sean acordados por las Partes.”*

Así, en el artículo 6 del Convenio Internacional de Santiago de Compostela se definen los mercados organizados de contratación del MIBEL y su forma de liquidación. Dichos mercados son los siguientes:

- Los mercados a plazo, que incluyen transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación, de liquidación tanto por entrega física como por diferencias.
- El mercado diario, que comprende las transacciones referidas a bloques de energía y entrega al día siguiente de la contratación, de liquidación necesariamente por entrega física.
- El mercado intradiario, de liquidación necesariamente por entrega física.

Adicionalmente, en el apartado 2 del mencionado artículo se hace referencia a los mercados no organizados que *“(...) están formados por los contratos bilaterales entre los sujetos del mercado, de liquidación tanto por entrega física como por diferencias.”*

Por su parte, según lo establecido en el artículo 4 del Convenio de Santiago de Compostela, en la redacción dada por el convenio de Braga (apartado 2 del artículo único) las sociedades gestoras de los mercados del MIBEL serán el Operador del Mercado Ibérico – Polo Español (OMIE), con sede en España, y el Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués (OMIP), con sede en Portugal. OMIE actuará como sociedad gestora el mercado organizado de contado (diario e intradiarios) y OMIP será la sociedad gestora del mercado organizado a plazo.

¹ Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004. Dicho Convenio fue posteriormente modificado a través del Convenio de Braga el 18 de enero de 2008.

La Resolución de 9 de mayo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, recoge en la primera de sus Reglas que:

- En el mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del Mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), o 23, o 25 en los días de cambio de hora oficial. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los mercados organizados a plazo.
- El mercado intradiario (de subastas y continuo) tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD). De acuerdo con lo establecido en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión (CACM), así como en la Resolución de 9 de mayo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, en el MIBEL funciona un modelo híbrido para el mercado intradiario, basado en el mantenimiento de las sesiones de subastas intradiarias regionales entre España y Portugal, de forma complementaria y sincronizada con el mercado continuo intradiario europeo (proyecto XBID – Cross Border Intraday-).

De acuerdo con lo establecido en la Regla 2ª de funcionamiento de los mercados diario e intradiario, el operador del mercado (OMIE) es el responsable de la gestión económica del sistema referida a los mercados diario e intradiario. En este sentido, le corresponde recibir las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados diario e intradiario.

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, regula en sus artículos 8 y 9 la presentación de ofertas (de compra y de venta) al mercado diario.

1.1.2 CIFRAS DEL MERCADO ELÉCTRICO: VOLÚMENES DE NEGOCIACIÓN EN EL MERCADO DIARIO.

En España, en el año 2018 la negociación a través del mercado diario (mercado organizado de contado) representó el 33,6% del total de la demanda de energía eléctrica mientras que en 2017 dicha negociación representó un porcentaje superior, el 39,2% del total de la demanda de energía eléctrica. En el caso del

mercado portugués la negociación en el mercado diario² representó el 57,5% de la demanda total, mientras que en el año 2017 este porcentaje también fue superior, un 59,2%.

En el mercado francés, la negociación a través del mercado diario se situó en un 23,8% de la demanda en el año 2018, al negociarse un mayor volumen de contado a través de agencias de intermediación (o mercado no organizado) y a través de contratación bilateral física (aunque esta última es poco representativa en volumen). Por su parte, en el mercado alemán el porcentaje de negociación en el mercado organizado de contado respecto a la demanda se situó en un 53% en el año 2018.

En cuanto a la evolución de la contratación en el mercado organizado de contado entre los años 2013 y 2018, cabe destacar que en los mercados español y portugués el volumen de contado negociado en dicho mercado ha mostrado un retroceso, pasando de representar el 49,5% y 73,4% de la demanda eléctrica en cada uno de los dos países, respectivamente en el año 2013, al 33,6% y 57,5% en cada uno de ellos en el año 2018. Por el contrario, tanto en el mercado francés como en el mercado alemán el volumen negociado en el mercado organizado de contado ha mostrado una tendencia creciente, al menos en los primeros años considerados, aunque con un porcentaje del volumen de negociación inferior al registrado en el mercado organizado de contado del MIBEL³ (véase Cuadro 1).

Cuadro 1. Volumen (en TWh) del mercado diario* España, Portugal, Francia y Alemania

Año	España			Portugal			Francia			Alemania		
	TWh Demanda	Volumen mercado diario	% Vol. mercado diario / Demanda	TWh Demanda	Volumen mercado diario	% Vol. mercado diario / Demanda	TWh Demanda	Volumen mercado diario	% Vol. mercado diario / Demanda	TWh Demanda	Volumen mercado diario	% Vol. mercado diario / Demanda
2013	246,7	122,1	49,5%	49,1	36,1	73,4%	495,1	58,5	11,8%	600,2	245,6	40,9%
2014	243,2	106,6	43,8%	48,8	32,3	66,1%	465,1	67,8	14,6%	587,4	262,9	44,8%
2015	248,0	104,7	42,2%	48,9	30,2	61,8%	475,4	106,4	22,4%	581,8	264,1	45,4%
2016	249,7	117,8	47,2%	49,3	29,0	58,8%	483,1	110,7	22,9%	538,5	234,9	43,6%
2017	252,5	99,1	39,2%	49,6	29,4	59,2%	481,7	105,7	21,9%	538,7	233,2	43,3%
2018	253,5	85,3	33,6%	50,9	29,3	57,5%	478,7	113,8	23,8%	538,4	285,1	53,0%

* En el caso de España se considera demanda peninsular. El volumen negociado no incluye la contratación bilateral. En el mercado español, la contratación bilateral se cifró en 63,0 TWh en 2013, 67,4 TWh en 2014, 71,3 TWh en 2015, 66,2 TWh en 2016, 93,1 TWh en 2017 y 97,4 TWh en 2018. En el caso del mercado portugués la contratación bilateral ejecutada en el mercado diario se situó en 13,7 TWh en 2013, 17,2 TWh en 2014, 19,4 TWh en 2015, 20,5 TWh en 2016, 20,9 TWh en 2017 y 21,6 TWh en 2018. No se dispone de información completa, para el periodo considerado, de contratación bilateral en los mercados francés y alemán. El volumen del mercado diario alemán incluye Alemania, Austria y Luxemburgo (aunque a partir del 1 de octubre de 2018 el mercado austriaco opera de manera independiente, se ha considerado su energía a efectos de comparación).

Fuente: OMIE, ERSE, REE y REN (España y Portugal), EPEX Spot y ENTSO-E (Francia y Alemania)

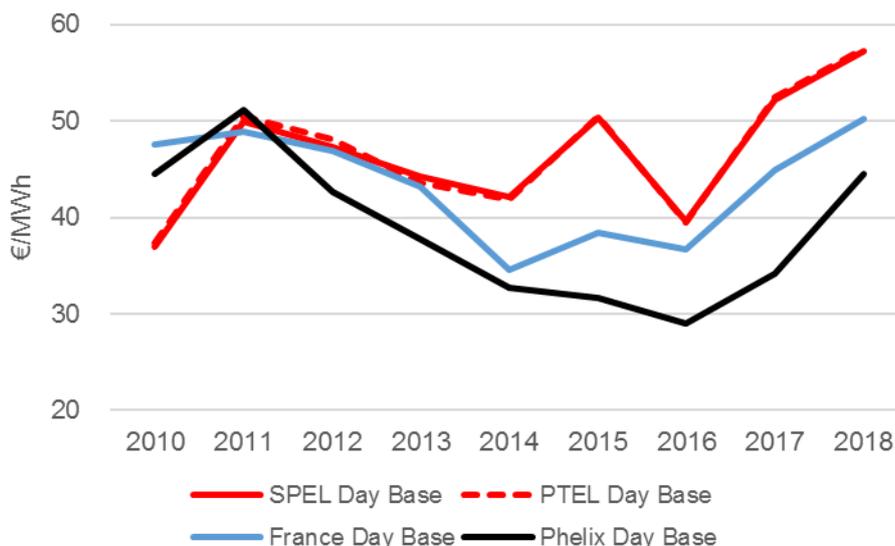
² La negociación en mercado diario incluye adquisiciones por unidades de bombeo.

³ Cabe recordar que, a diferencia que en Francia y en Alemania, en el MIBEL los agentes están obligados a la presentación de ofertas al mercado diario.

1.1.3 CARACTERIZACIÓN Y EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE CONTADO

En cuanto al nivel de precios de contado y su evolución en el periodo considerado, se observa, con carácter general, que desde el año 2012 (véase Gráfico 1) los precios medios del mercado diario⁴ del MIBEL (España y Portugal) se sitúan por encima de los precios registrados en Alemania y en Francia.

Gráfico 1. Evolución de los precios medios del mercado diario. Enero 2010- diciembre de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2018 (3.287 observaciones), el rango de variación⁵ de los precios diarios del mercado mayorista fue superior en Alemania y en Francia⁶ al registrado en el MIBEL⁷ (véase Cuadro 2). En cuanto a la desviación típica, en el caso de Francia se situó por encima de la del MIBEL mientras que en el caso de Alemania la desviación típica fue menor a la del MIBEL. No obstante, se observa que el 75% de los precios medios del mercado diario, en los cuatro mercados considerados, estuvieron en torno a un nivel de 48-55 €/MWh.

En el periodo considerado, el precio medio del mercado diario en España y Portugal se situó en 46,67 €/MWh y 46,79 €/MWh, respectivamente, mientras que en los mercados alemán y francés, dicho precio

⁴ El subyacente de los contratos a plazo es el precio del mercado diario, de ahí que dicha referencia de precio de contado sea la que debe considerarse para la valoración de los contratos a plazo.

⁵ Diferencia entre el precio máximo y el precio mínimo del periodo considerado.

⁶ En el periodo 2010-2018 el porcentaje de variación de los precios del mercado diario respecto a su valor medio (desviación típica) fue del 29% en el MIBEL frente al 34% y 36% registrados en Alemania y en Francia respectivamente.

⁷ Las ofertas presentadas al mercado de contado del MIBEL pueden oscilar entre 0 y 180,3 €/MWh, mientras que en Francia y Alemania se pueden mover en un rango más amplio de precios, entre -500 y +3000 €/MWh.

fue de 38,67 €/MWh y 43,51 €/MWh, respectivamente. Por tanto, mientras que los precios medios del mercado diario en España y Portugal estuvieron en línea, dichos precios fueron superiores a los precios medios registrados en los mercados diarios alemán y francés (en torno a un 21% y un 7%, respectivamente).

**Cuadro 2. Estadísticos descriptivos de los precios del mercado diario
Enero 2010 – diciembre 2018 (3.287 observaciones)**

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Media	46,67	46,79	43,51	38,67
Mediana	48,28	48,44	43,19	38,13
Máximo	93,11	93,11	367,60	101,92
Mínimo	0,00	0,00	-40,99	-56,87
Desviación Típica	13,40	13,43	15,87	13,03
Asimetría*	-0,73	-0,75	3,10	-0,37
Apuntamiento**	4,43	4,43	57,38	5,82

* Coeficiente de Asimetría: este descriptivo caracteriza el grado de asimetría de una distribución con respecto a su media. La asimetría positiva indica una distribución unilateral que se extiende hacia valores mayores que su media. La asimetría negativa indica una distribución unilateral que se extiende hacia valores menores que su media.

* Coeficiente de Apuntamiento o curtosis: este descriptivo caracteriza el apuntamiento de una distribución, comparada con la distribución normal. Una curtosis positiva indica una distribución relativamente apuntada, mientras que una curtosis negativa indica una distribución relativamente plana.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Otra característica que se observa del análisis de los estadísticos descriptivos para el conjunto del periodo 2010-2018 es que, mientras en los mercados español, portugués y alemán la dispersión de precios tiende hacia valores inferiores a su media (asimetría negativa), en el mercado francés, por el contrario, la dispersión respecto al precio medio se produce hacia valores superiores (asimetría positiva). Asimismo, la distribución de precios en el mercado francés muestra un mayor apuntamiento que las de los otros tres mercados (curtosis en el periodo 2010-2018 de 57,38 en el mercado francés).

En los cuadros 3 al 8, se reflejan los estadísticos descriptivos de los años 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 respectivamente.

Cuadro 3. Estadísticos descriptivos de los precios del mercado diario. 2013 (365 observaciones)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Media	44,26	43,64	43,24	37,78
Mediana	47,06	46,43	44,66	37,13
Máximo	93,11	93,11	85,26	62,89
Mínimo	0	0	-40,99	-6,28
Desviación Típica	17,46	17,62	16,07	11,48
Asimetría*	-0,43	-0,41	-0,43	-0,4
Apuntamiento**	4,06	3,92	4,29	3,45

Véase nota al pie del Cuadro 2.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Cuadro 4. Estadísticos descriptivos de los precios del mercado diario. 2014 (365 observaciones)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Media	42,13	41,85	34,63	32,76
Mediana	45,37	45,28	35,86	33,2
Máximo	71,06	71,06	59,84	55,48
Mínimo	0,48	0,48	7,97	-4,13
Desviación Típica	15,66	15,86	10,45	8,74
Asimetría*	-0,86	-0,83	-0,2	-0,68
Apuntamiento**	3,11	3,03	2,37	4,95

Véase nota al pie del Cuadro 2.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Cuadro 5. Estadísticos descriptivos de los precios del mercado diario. 2015 (365 observaciones)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Media	50,32	50,43	38,47	31,63
Mediana	51,23	51,32	38,69	32,14
Máximo	66,41	67,12	64,73	51,27
Mínimo	16,35	16,47	11,94	-0,8
Desviación Típica	9,26	9,16	9,81	8,94
Asimetría*	-0,84	-0,8	-0,2	-0,6
Apuntamiento**	3,84	3,7	2,75	3,91

Véase nota al pie del Cuadro 2.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Cuadro 6. Estadísticos descriptivos de los precios del mercado diario. 2016 (366 observaciones)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Media	39,66	39,43	36,75	28,98
Mediana	40,68	40,5	31,37	28,48
Máximo	66,92	66,83	125,67	60,06
Mínimo	5,46	5,46	7,32	-12,89
Desviación Típica	13,49	13,58	17,15	9,65
Asimetría*	-0,15	-0,13	1,72	-0,2
Apuntamiento**	2,72	2,66	7,36	5,53

Véase nota al pie del Cuadro 2.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Cuadro 7. Estadísticos descriptivos de los precios del mercado diario. 2017 (365 observaciones)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Media	52,24	52,48	44,96	34,2
Mediana	50,23	50,27	39,56	34,17
Máximo	91,88	91,91	121,1	101,92
Mínimo	16,15	23,63	10,94	-52,11
Desviación Típica	10,23	9,91	17,51	14,02
Asimetría*	0,71	1	1,29	-0,19
Apuntamiento**	5,25	4,82	5,12	10,33

Véase nota al pie del Cuadro 2.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Cuadro 8. Estadísticos descriptivos de los precios del mercado diario. 2018 (365 observaciones)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Media	57,29	57,45	50,2	44,47
Mediana	60,04	60,04	50,37	45,57
Máximo	75,93	75,93	115,13	80,33
Mínimo	4,5	4,5	2,66	-25,3
Desviación Típica	11,05	10,76	15,1	14,31
Asimetría*	-1,47	-1,38	0,14	-0,67
Apuntamiento**	6,61	6,28	4,01	4,6

Véase nota al pie del Cuadro 2.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Por otro lado, cabe mencionar que a partir de la implementación en el año 2014 del acoplamiento del mercado diario del MIBEL con los mercados diarios del noroeste de Europa (que se detalla en el siguiente apartado 1.1.4), se observa en los siguientes años un aumento de la convergencia de precios en la región suroeste de Europa (SWE), integrada por España, Portugal y Francia. Así, en el Gráfico 2 se refleja el nivel de convergencia que se registró en los precios en esta región en los meses posteriores al pleno acoplamiento de la misma, alcanzándose hasta la fecha un máximo en noviembre de 2018 (45,8%), en el que habrían incidido, entre otros factores⁸, el acoplamiento de los mercados.

⁸ Entre los factores que habrían incidido, asimismo, en una mayor convergencia de precios entre España y Francia cabría mencionar la entrada en operación comercial de la nueva línea de interconexión con Francia, en octubre de 2015, o la elevada producción renovable en el mercado español en el primer semestre de 2016, con el consecuente desplazamiento del hueco térmico, junto a la indisponibilidad del parque nuclear francés, en el último trimestre del año, que se vio reflejado en un incremento del precio medio de contado en dicho mercado.

Gráfico 2. Evolución de la convergencia de precios horarios del mercado diario en la región SWE (% horas). 2010-2018*



* Con anterioridad a la entrada en funcionamiento del algoritmo EUPHEMIA (sistema que calcula los precios de la electricidad de manera común en los diferentes mercados europeos de electricidad) se considera que existe un acoplamiento entre los tres mercados cuando la diferencia entre los precios horarios es menor a 1 €/MWh. Con la entrada en funcionamiento del algoritmo EUPHEMIA se considera que existe un acoplamiento entre los tres mercados cuando los precios horarios son iguales.

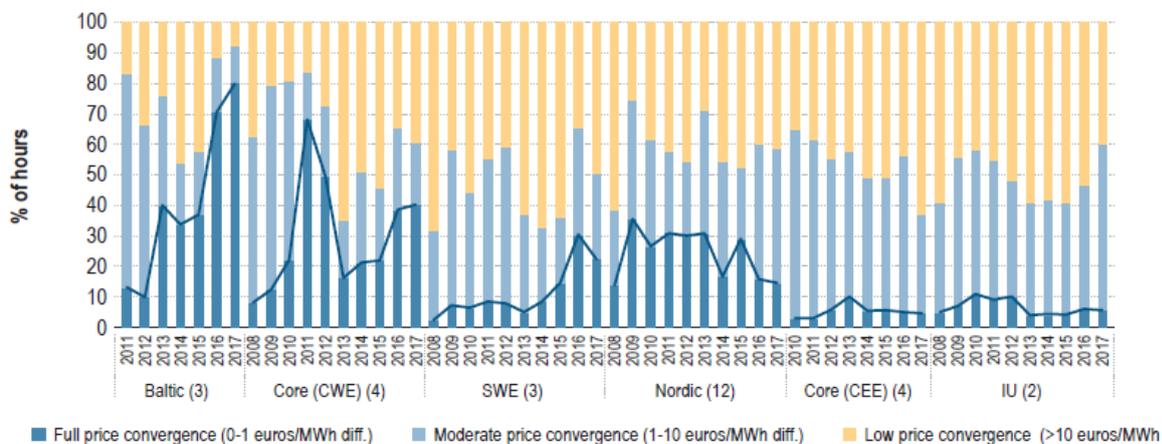
Fuente: Elaboración propia a partir de EEX y OMIE

En el Gráfico 3 se refleja la evolución (en % de horas) de la convergencia de precios del mercado diario en cada una de las regiones de Europa, en el periodo comprendido entre 2008 y 2017.

Es destacable el incremento en la convergencia de precios del mercado diario que se observa, entre 2015 y 2017, en las regiones báltica y centro-oeste de Europa (CWE). Así, en 2017, el acoplamiento de los precios diarios en la región báltica alcanzó el 80% de las horas, mientras que en la región CWE se situó en el 41% de las horas. En esta evolución positiva habría incidido el incremento de la capacidad de interconexión en todas las fronteras de la región báltica, así como la implementación en dichas regiones del mecanismo de cálculo de capacidad regional (CCRs) previsto en el 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 (CACM GL).

Por su parte, en la región SWE se registró una disminución en la convergencia de precios del mercado diario entre 2016 y 2017 (tras el aumento contabilizado desde 2014) en la que habría influido particularmente el desacoplamiento de precios entre el mercado español y el francés en el segundo y tercer trimestres de 2017 (con un diferencial de precio medio de 13,1 €/MWh), frente a una convergencia de precios del 93% de las horas entre España y Portugal. Este diferencial de precio con Francia se explicaría por el significativo aumento del precio medio del mercado diario que se produjo en MIBEL en dicho año.

Gráfico 3. Convergencia de precios del mercado diario por regiones de cálculo de capacidad (CCRs⁹) de Europa (% horas). 2008-2017



Nota: el número entre paréntesis se refiere a las zonas de oferta consideradas en cada región para realizar el cálculo de capacidad.

Fuente: “ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017”, de 22 de octubre de 2018.

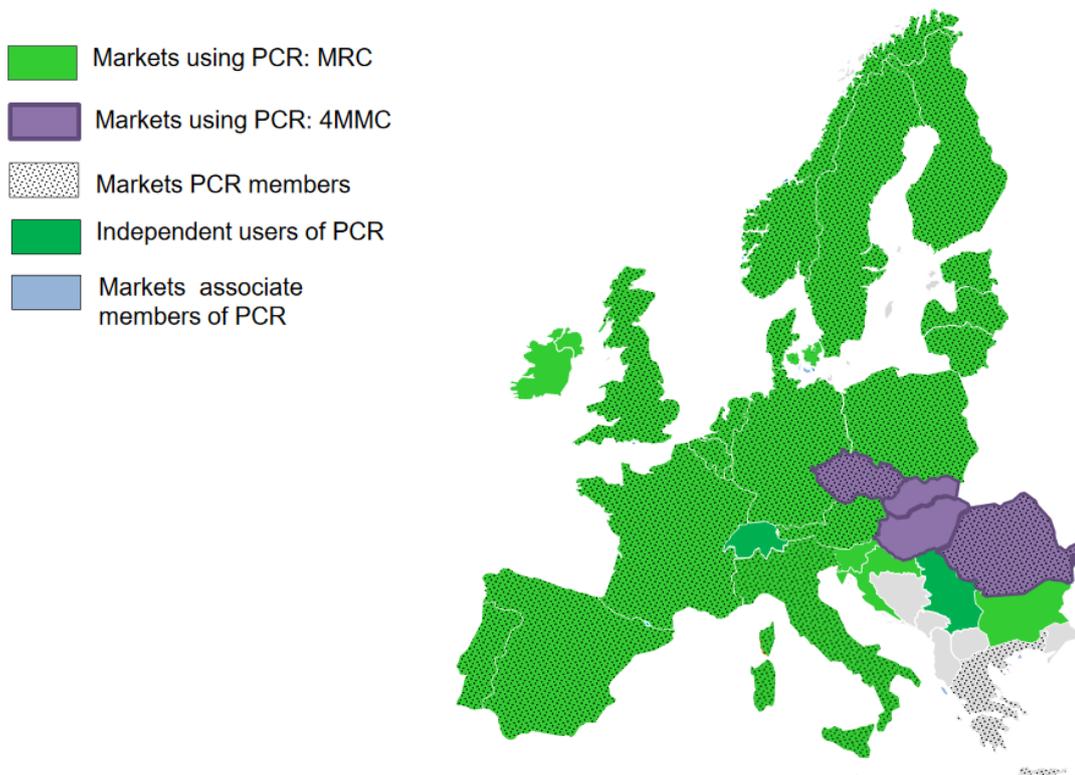
1.1.4 ACOPLAMIENTO DEL MIBEL Y LOS MERCADOS CENTROEUROPEOS

En el ámbito de las actuaciones llevadas a cabo para alcanzar el mercado único europeo de la energía, el 4 de febrero de 2014 tuvo lugar el acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región del noroeste de Europa (NWE, la cual agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia). Desde este día, el proceso de casación del mercado diario se realiza aplicando un algoritmo común (EUPHEMIA) desarrollado por diversos operadores del mercado a través de la iniciativa Price Coupling of Regions (PCR).

Cabe mencionar que en 2018 se produjo el acoplamiento de los mercados de Eslovenia y Croacia al proyecto PCR, así como el acoplamiento de los mercados de Irlanda e Irlanda del Norte al mercado de Reino Unido (véase Gráfico 4).

⁹ Área geográfica en la que se aplica el cálculo coordinado de la capacidad de las interconexiones, de acuerdo con el Reglamento 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.

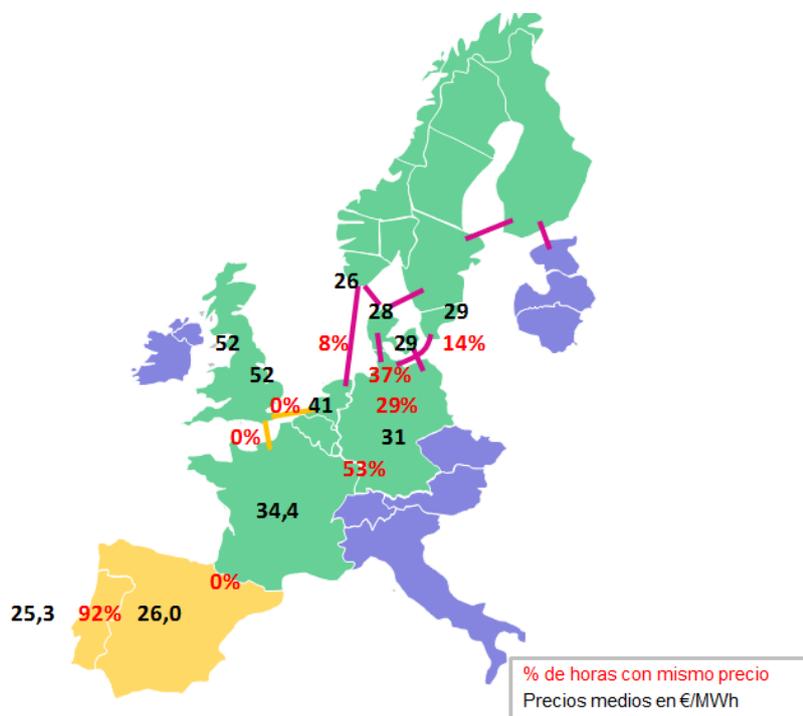
Gráfico 4. Usuarios y miembros de la iniciativa Price Coupling of Regions (PCR) a finales de 2018



Fuente: EPEX spot

En una primera fase, el acoplamiento tuvo lugar imponiendo como condición una capacidad de interconexión nula en la interconexión, por lo que de forma transitoria se mantuvo, en paralelo, la ejecución de las subastas explícitas diarias. Como se observa en el Gráfico 5, en el periodo comprendido entre el 5 de febrero y el 13 de mayo de 2014 el precio medio horario en el mercado español fue de 26 €/MWh, frente a 34,4 €/MWh en el mercado francés. En ese periodo, el acoplamiento de precios entre España y Portugal se produjo en el 92% de las horas, con un diferencial medio, en las horas restantes, de 0,7 €/MWh.

Gráfico 5. Precios medios (€/MWh) y % de horas con mismo precio horario. Del 5 de febrero al 13 de mayo de 2014

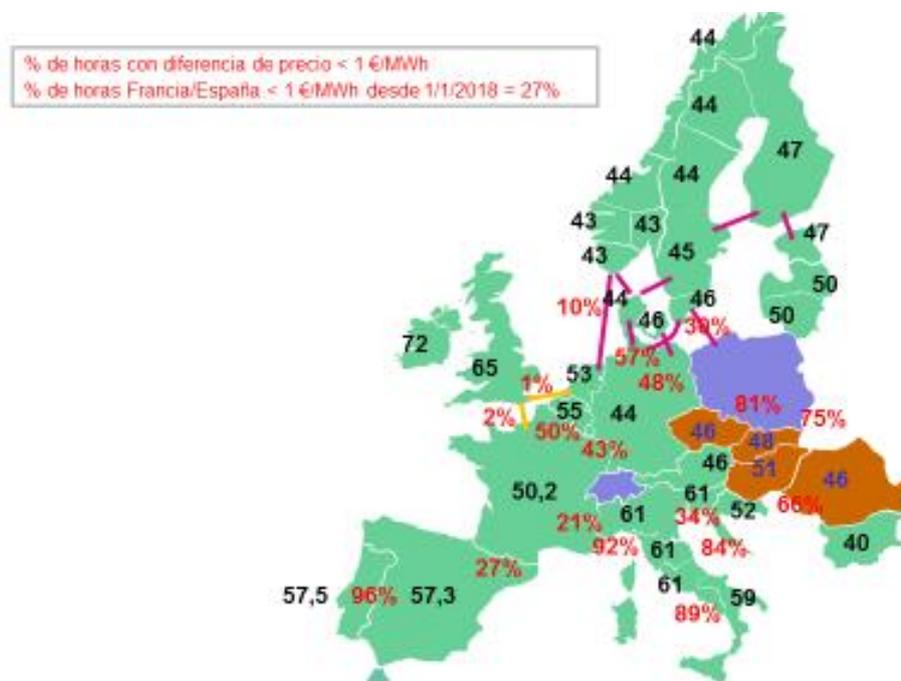


Nota: en verde los mercados completamente acoplados en el periodo del 5 de febrero al 13 de mayo de 2014

Fuente: OMIE, sobre datos de los webs públicos de los PXs

A partir del 14 de mayo de 2014 se dejó de aplicar la condición de capacidad de interconexión nula, produciéndose el acoplamiento completo del mercado diario del MIBEL con los mercados diarios del noroeste de Europa (NWE). En el año 2018, el acoplamiento de precios entre el mercado español y el francés se elevó al 27% de las horas del periodo, mientras que el acoplamiento en el MIBEL fue del 96% de las horas.

Gráfico 6. Precios medios (€/MWh) y % de horas con mismo precio horario. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018

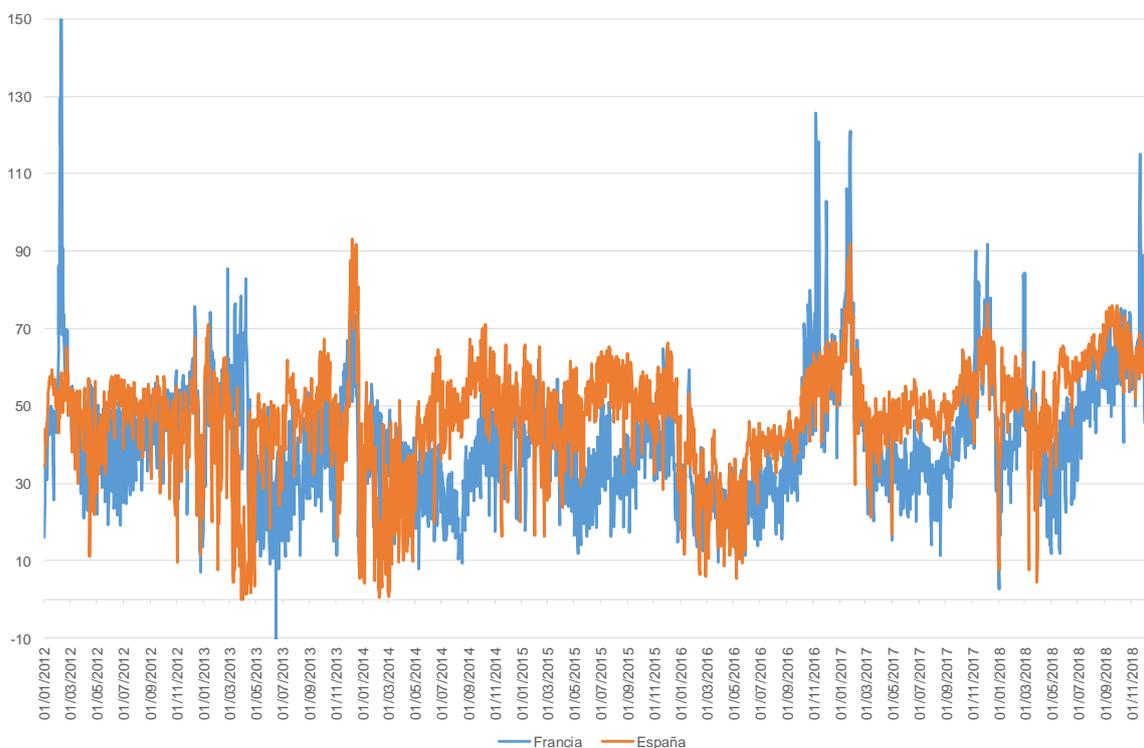


Nota: en verde los mercados completamente acoplados a diciembre 2018

Fuente: OMIE, sobre datos de los webs públicos de los PXs

En el Gráfico 7 se refleja la evolución del precio medio aritmético del mercado diario en España y en Francia.

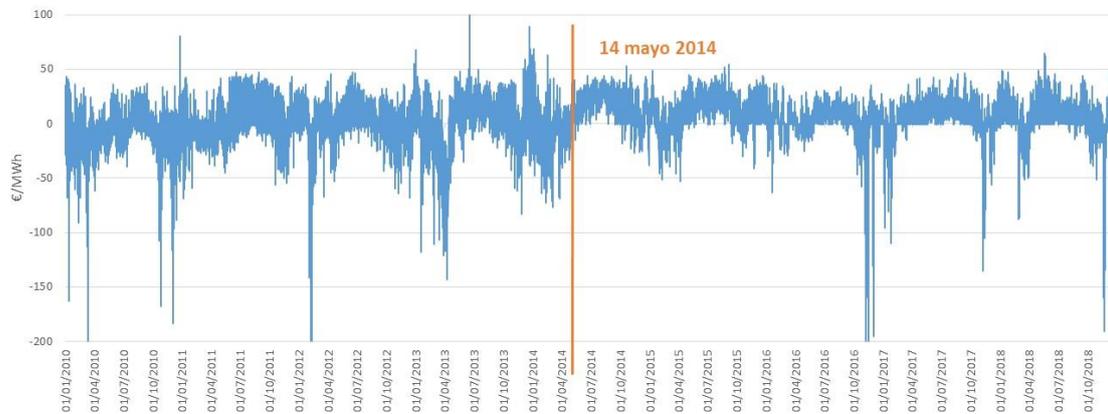
Gráfico 7. Precio medio aritmético del mercado diario español y francés (€/MWh). Enero 2010 – diciembre 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Como se aprecia en el Gráfico 7 y en el Gráfico 8, desde la entrada en aplicación del acoplamiento completo del mercado diario del MIBEL con los mercados de la región NWE, la diferencia de precio entre los mercados español y francés ha reducido su amplitud, pasando de un diferencial máximo de precio horario de -1.874,33 €/MWh (registrado el 9 de febrero de 2012) a un diferencial máximo de -810,96 €/MWh (contabilizado el 7 de noviembre de 2016). Por su parte, tras el 14 de mayo de 2014 y hasta el 31 de diciembre de 2018, en 8.585 horas el precio de ambos mercados (español y francés) fue igual; mientras que entre el 1 de enero de 2010 y el 13 de mayo de 2014 el número de horas en las que coincidió el precio en ambos mercados fue de 193 horas.

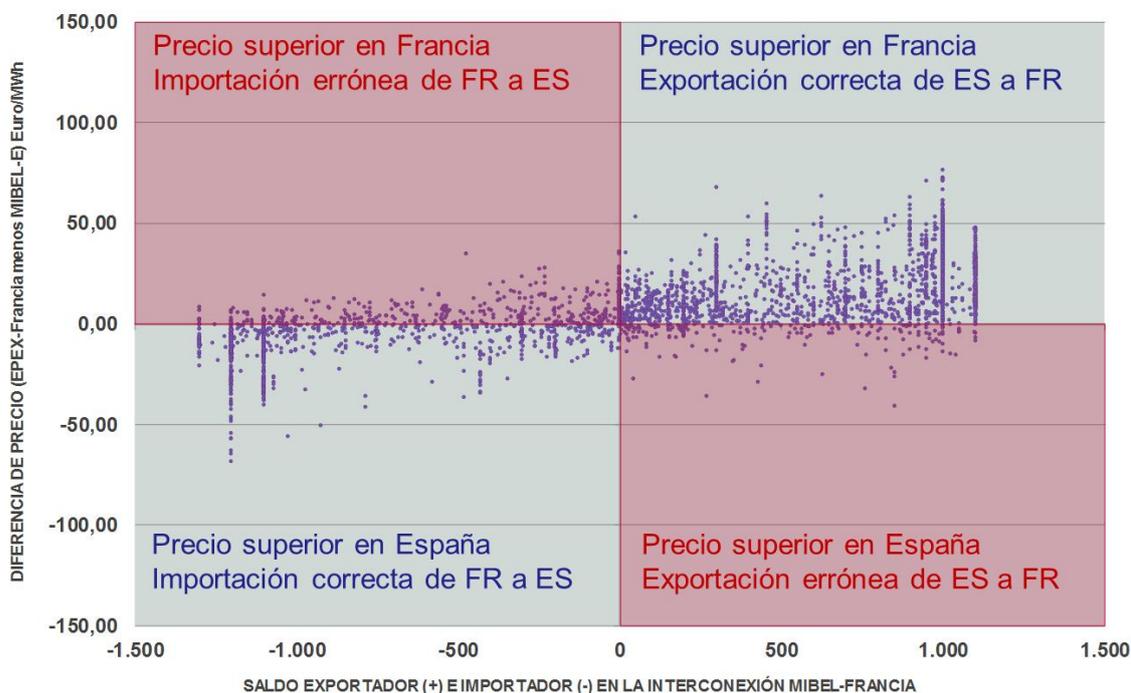
Gráfico 8. Diferencia horaria de precio del mercado diario entre mercados español y francés (ES-FR). Enero 2010 – diciembre 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE

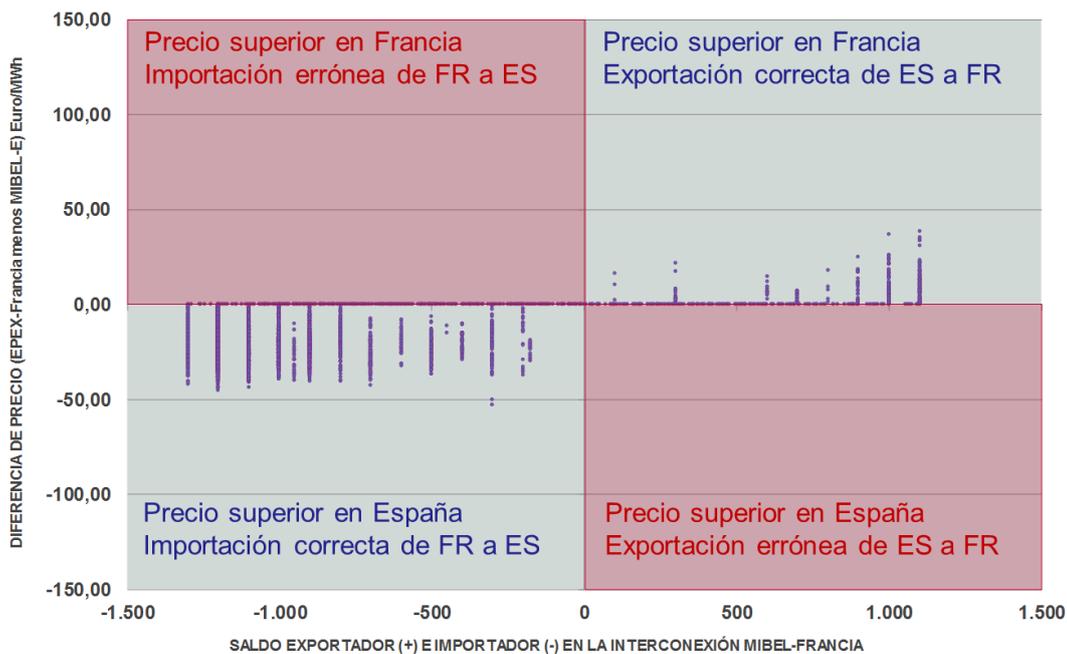
No obstante, y sin perjuicio de lo anterior, el principal efecto observado, en el mercado diario, del acoplamiento del MIBEL con Francia no es la convergencia de los precios de ambos mercados sino la garantía de un uso adecuado de la interconexión. Esto se debe a que la programación diaria en la interconexión se lleva a cabo como un flujo neto entre sistemas, que siempre va en el sentido creciente del precio, y no compuesto de transacciones individuales, aunque éstas sí pueden llevarse a cabo en horizontes de más largo plazo o en el mercado intradiario. En el Gráfico 9, en el Gráfico 10 y en el Gráfico 11 se representa el grado de eficiencia en el uso de la interconexión España-Francia en el periodo inmediatamente anterior al acoplamiento del MIBEL con los mercados de la región NWE (del 1 de enero al 13 de mayo de 2014), en el periodo posterior a dicho acoplamiento (del 14 de mayo al 31 de diciembre de 2014) y, por último, en el año 2018 (del 1 de enero al 31 de diciembre).

Gráfico 9. Diferencial de precio entre mercados español y francés (FR-ES) y uso de la interconexión. Del 1 de enero al 13 de mayo 2014



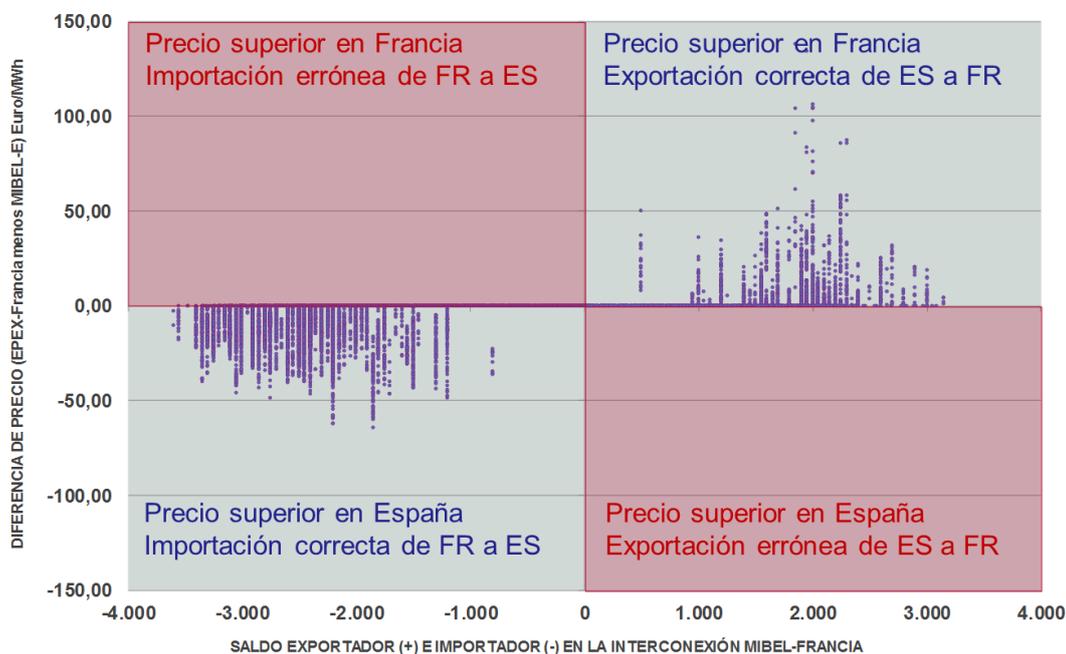
Fuente: OMIE

Gráfico 10. Diferencial de precio entre mercados español y francés (FR-ES) y uso de la interconexión. Del 14 de mayo al 31 de diciembre de 2014



Fuente: OMIE

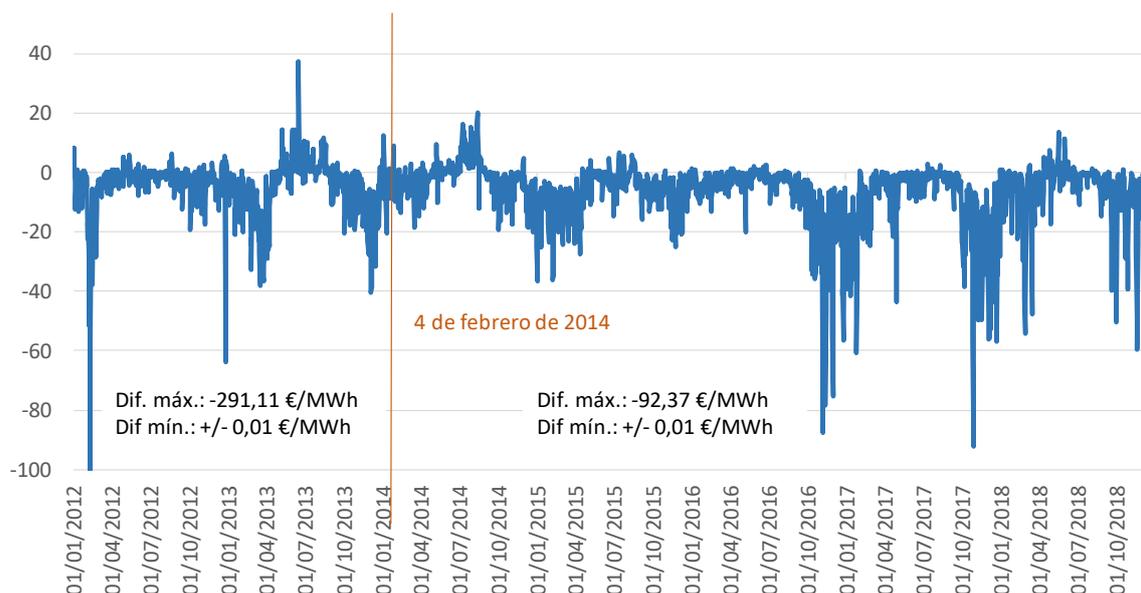
Gráfico 11. Diferencial de precio entre mercados español y francés (FR-ES) y uso de la interconexión. Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018



Fuente: OMIE

En el Gráfico 12 se refleja la evolución del diferencial de los precios medios diarios entre los mercados alemán y francés en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2018. En dicho gráfico se aprecia la mayor convergencia en precios a partir del 4 de febrero de 2014 en el que se produjo el pleno acoplamiento de los mercados de la región NWE (Noroeste de Europa). Se observa, al igual que en el caso del diferencial de precio entre MIBEL y Francia, una convergencia de precios entre Francia y Alemania tras la implementación del PCR, en un contexto de uso más eficiente de la interconexión.

Gráfico 12. Diferencial de los precios medios diarios entre mercados alemán y francés. Enero 2012- diciembre 2018



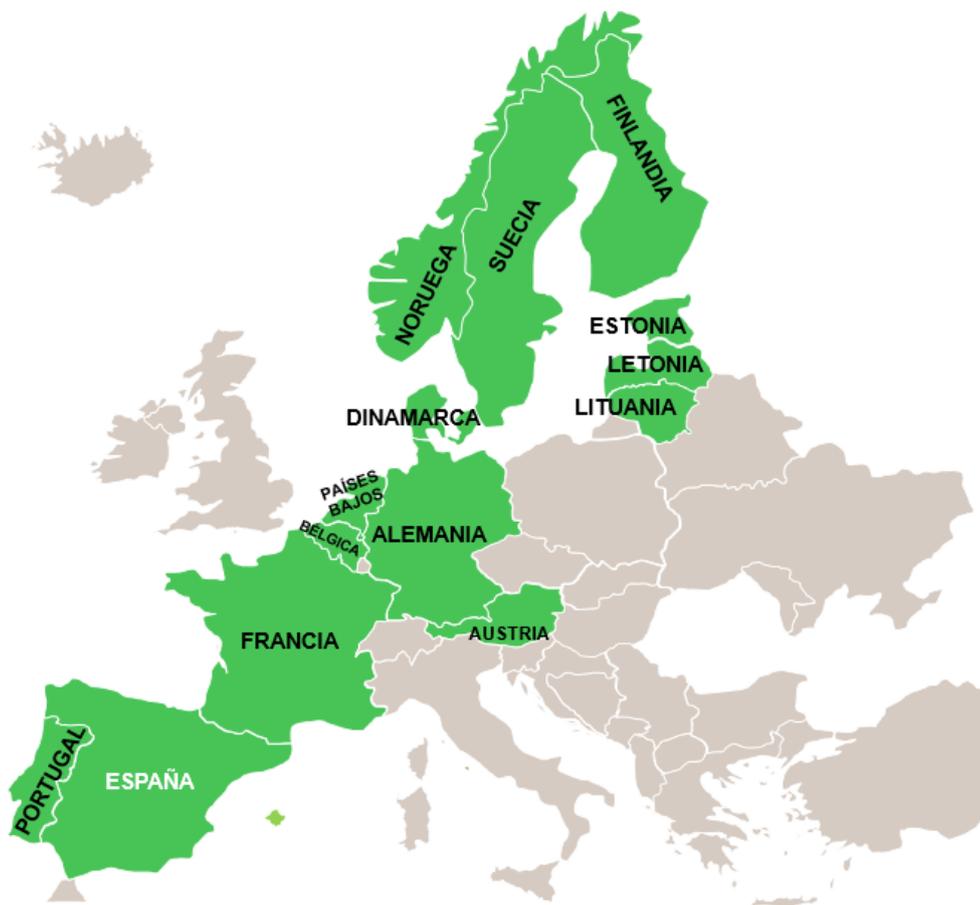
Fuente: elaboración propia a partir de datos de EPEX spot

Adicionalmente, en el contexto hacia el mercado único europeo, el 12 de junio de 2018 entró en funcionamiento en el MIBEL el mercado continuo intradiario europeo (proyecto XBID - Cross-Border Intraday -), de acuerdo con lo previsto en el 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 (CACM GL)¹⁰. Con este proyecto, a través de la plataforma europea de comercio transfronterizo intradiario, se facilita 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. De esta forma, se contribuye a la optimización de las interconexiones y al aprovechamiento de la capacidad excedentaria de producción, facilitando a los agentes del mercado que puedan balancear sus carteras de energía en un mercado más líquido¹¹ y de forma más eficiente (aunque con la limitación, ya comentada, de la capacidad de las interconexiones).

¹⁰ Este mecanismo se complementa, en el caso del MIBEL, con subastas regionales intradiarias entre España y Portugal, de acuerdo con lo previsto en el artículo 63 del mencionado Reglamento (UE) 2015/1222, de 24 de julio de 2015.

¹¹ Los agentes pueden beneficiarse no solo de la liquidez del mercado a nivel regional (en este caso del MIBEL) sino también de la liquidez disponible en otros mercados europeos.

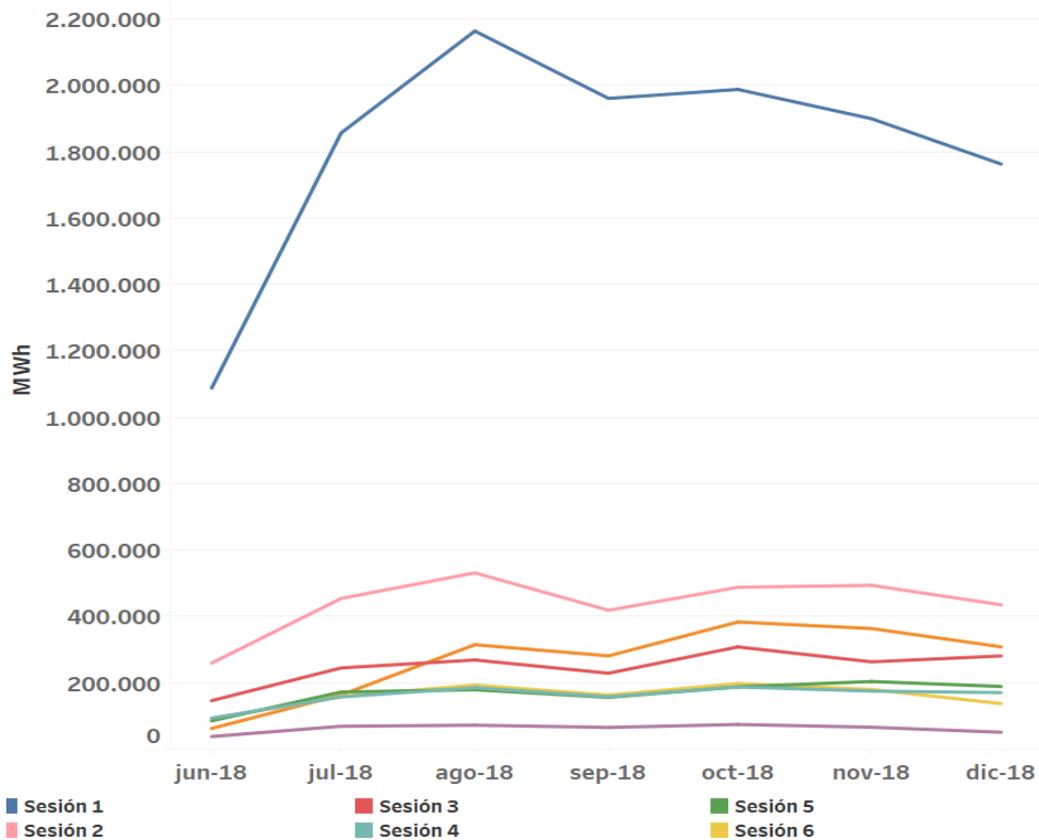
Gráfico 13. Países acoplados en el XBID a 13 de junio de 2018



Fuente: OMIE

Desde la entrada en operación del mercado intradiario continuo en MIBEL, el 12 de junio de 2018 para energía con entrega el 13 de junio, se observa un aumento general de la liquidez del mercado (véase Gráfico 14).

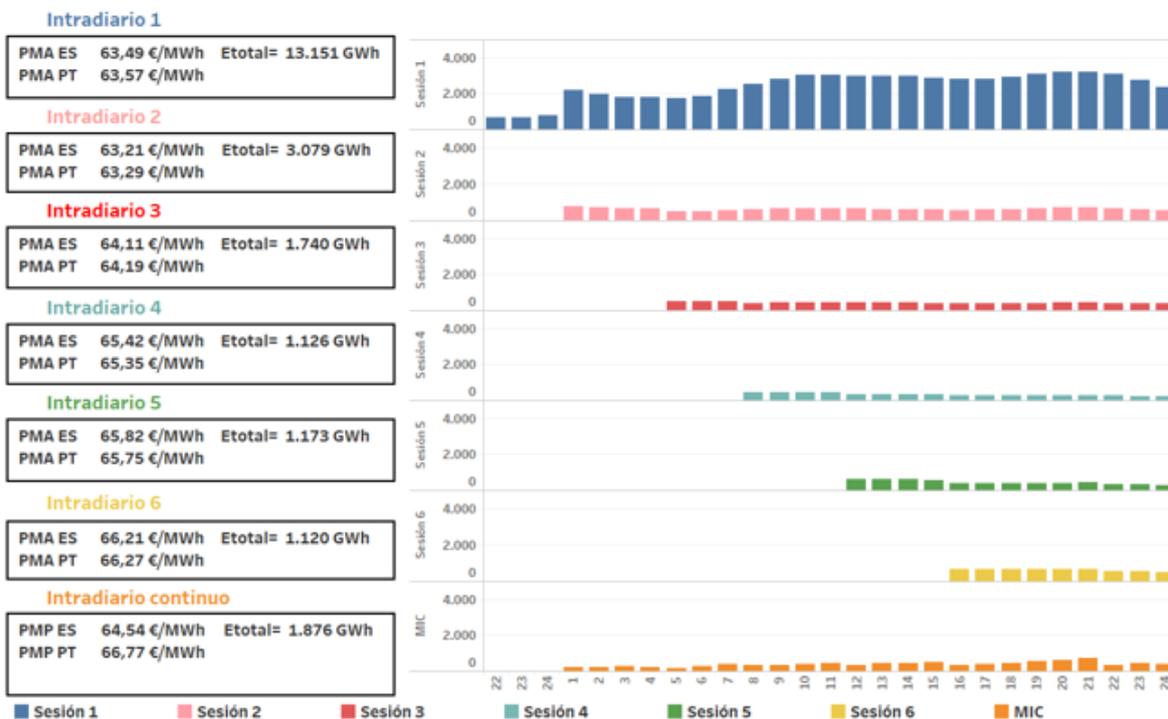
Gráfico 14. Volúmenes mensuales del mercado intradiario del MIBEL (subastas y continuo). Del 13 de junio al 31 de diciembre de 2018.



Fuente: OMIE

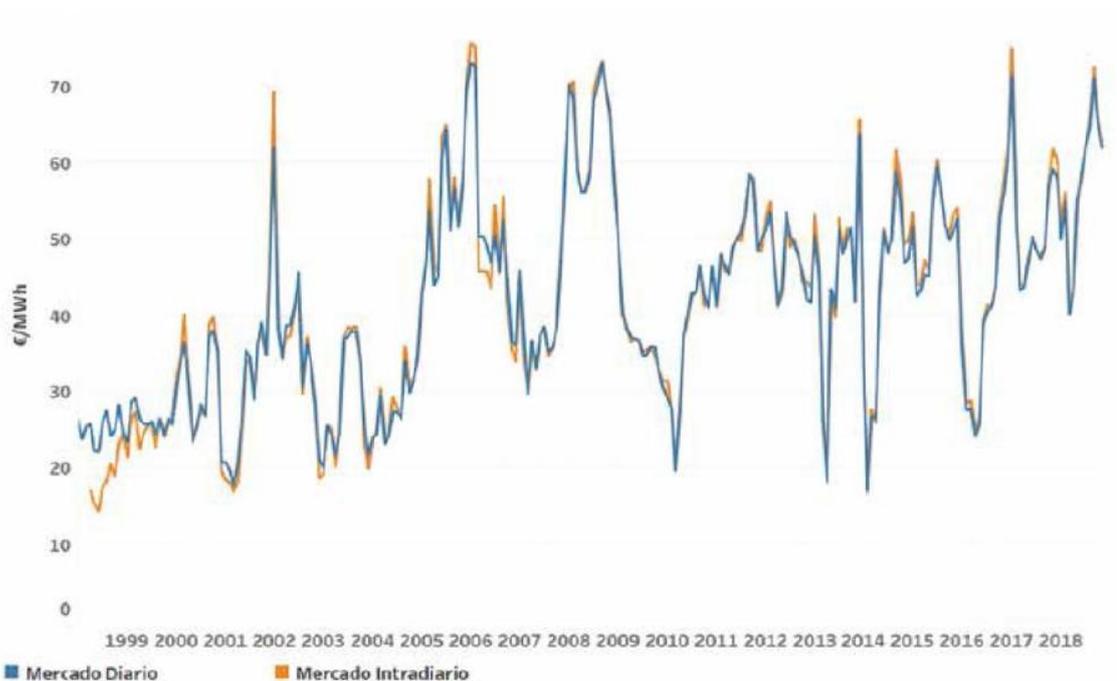
En el Gráfico 15 se refleja, para el periodo comprendido entre el 13 de junio y el 31 de diciembre de 2018, el acumulado de la energía horaria (GWh) negociada en cada una de las sesiones del mercado intradiario a través de subastas, así como en el mercado intradiario continuo, y los precios medios aritméticos resultantes para la zona española y la zona portuguesa. Por su parte, en el Gráfico 16 muestra una comparativa de los precios medios aritméticos mensuales del mercado diario y del mercado intradiario en el sistema español.

Gráfico 15. Energía horaria negociada en cada sesión del mercado intradiario continuo y precio medio aritmético (España y Portugal). Del 13 de junio al 31 de diciembre de 2018.



Fuente: OMIE

Gráfico 16. Comparativa de precios medios aritméticos mensuales del mercado diario y del mercado intradiario en el MIBEL (enero 1998-noviembre 2018)



Fuente: OMIE

1.2 ESTRUCTURA DE LA POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN POR TECNOLOGÍAS

En el mercado español, la potencia instalada al cierre de 2017 era de 104.526 MW, de los que el 44,2% correspondieron a tecnologías fósiles¹², seguidas de las tecnologías de fuentes renovables¹³ que acapararon el 29,5% del total de la potencia instalada (entre las cuales destaca la eólica, con 23.005 MW).

En el caso del mercado portugués, la potencia instalada al cierre de 2017 se situó en 19.799 MW, de la que el 32,3% correspondía a tecnologías fósiles y el 31,3% a tecnologías de fuentes renovables, entre las cuales destaca, como en el caso español, la tecnología eólica con 5.090 MW. En Portugal, cabe mencionar el mayor peso de la tecnología hidráulica, respecto al mercado español, que representó alrededor del 36,3% de la potencia total instalada (19,5% en España), en ese año, así como la ausencia de tecnología nuclear, mientras que en España dicha tecnología representó, al cierre de 2017, el 6,8% de la potencia total instalada.

Entre 2016 y 2017 se produjo una bajada del 0,6% en la potencia instalada en el territorio español, debido casi en su totalidad al cierre de la central nuclear de Santa María de Garoña. Por el contrario, en Portugal se produjo un incremento del 1,4% de la capacidad instalada, debido al aumento de la potencia instalada hidráulica y renovable.

**Cuadro 9. Potencia instalada (MW), por tecnologías, en España, Portugal y MIBEL.
2015 – 2017**

País	Año	Hidráulica	Nuclear	Fósil*	Renovable**	Total	% Variación
España	2015	20.348	7.573	46.692	30.856	105.469	
	% cuota	19,3%	7,2%	44,3%	29,3%	100%	
	2016	20.356	7.573	46.276	30.908	105.112	-0,3%
	% cuota	19,4%	7,2%	44,0%	29,4%	100%	
	2017	20.332	7.117	46.229	30.847	104.526	-0,6%
% cuota	19,5%	6,8%	44,2%	29,5%	100%		
Portugal	2015	6.156	-	6.519	5.889	18.564	
	% cuota	33,2%	0,0%	35,1%	31,7%	100%	
	2016	6.945	-	6.473	6.100	19.518	5,1%
	% cuota	35,6%	0,0%	33,2%	31,3%	100%	
	2017	7.193	-	6.403	6.204	19.799	1,4%
% cuota	36,3%	0,0%	32,3%	31,3%	100%		
MIBEL	2015	26.504	7.573	53.211	36.745	124.033	
	% cuota	21,4%	6,1%	42,9%	29,6%	100%	
	2016	27.302	7.573	52.748	37.007	124.630	0,5%
	% cuota	21,9%	6,1%	42,3%	29,7%	100%	
	2017	27.525	7.117	52.632	37.051	124.325	-0,2%
% cuota	22,1%	5,7%	42,3%	29,8%	100%		

*Fósil: fuel, carbón, gas natural, residuos no renovables y otras no renovables.

**Renovable: solar, eólica, biomasa, residuos renovables y otras renovables.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ENTSO-E

¹² Fósiles: fuel, carbón, gas natural, residuos no renovables y otras no renovables.

¹³ Renovables: solar, eólica, biomasa, residuos renovables y otras renovables.

Al cierre de 2017, la potencia instalada en el mercado francés se cifró en 130.835 MW, de los que el 48,3% correspondieron a energía nuclear, seguida de la tecnología renovable con el 19% del total de la potencia instalada. Entre 2016 y 2017, destaca el incremento registrado en la potencia instalada de tecnologías de fuentes renovables, que aumentó en 2.700 MW (de los que 1.788 MW correspondieron a tecnología eólica y 882 MW a tecnología solar).

**Cuadro 10. Potencia instalada (MW), por tecnologías, en Francia y Alemania.
2015 – 2017**

País	Año	Hidráulica	Nuclear	Fósil*	Renovable**	Total	%
Francia	2015	23.703	63.130	22.333	19.952	129.118	
	% cuota	18,4%	48,9%	17,3%	15,5%	100%	
	2016	23.751	63.130	21.806	22.187	130.874	1,4%
	% cuota	18,1%	48,2%	16,7%	17,0%	100%	
	2017	23.793	63.130	19.028	24.884	130.835	-0,03%
	% cuota	18,2%	48,3%	14,5%	19,0%	100%	
Alemania	2015	10.366	10.793	83.975	91.000	196.134	
	% cuota	5,3%	5,5%	42,8%	46,4%	100,0%	
	2016	10.172	10.793	84.767	97.936	203.669	3,8%
	% cuota	5,0%	5,3%	41,6%	48,1%	100%	
	2017	10.212	9.516	84.062	106.425	210.216	3,2%
	% cuota	4,9%	4,5%	40,0%	50,6%	100%	

*Fósil: fuel, carbón, gas natural, residuos no renovables y otras no renovables.

**Renovable: solar, eólica, biomasa, residuos renovables y otras renovables.

Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E

Por su parte, la potencia instalada en el mercado alemán se cifró, al cierre de 2017, en 210.216 MW, con un 50,6% de tecnologías de fuentes renovables (destacando la eólica, con 55.660 MW, y la solar, con 42.090 MW¹⁴), y un 40% de tecnologías fósiles (principalmente carbón: 45.755 MW). Entre 2016 y 2017, se produjo un aumento de la potencia instalada (+3,2%) debido fundamentalmente al incremento de la potencia instalada eólica (+6.130 MW).

Cabe señalar también que después del accidente nuclear de Fukushima (2011), el gobierno alemán decidió cerrar algunas de sus centrales nucleares en ese mismo año y el resto antes del año 2022. En concreto, la capacidad nuclear instalada en Alemania descendió de 20,4 GW en 2011 a 10,8 GW en 2015 (-47%), registrando un nuevo descenso (-11,8%) en 2017. Esta disminución fue compensada por el incremento de la capacidad instalada de tecnologías procedentes de fuentes renovables: en 2015 la potencia solar instalada aumentó un 17,2% (de 55,8 GW a 65,4 GW), y en 2017 la potencia instalada eólica aumentó un 12,4% (de 49,5 GW a 55,7 GW).

¹⁴ Cabe mencionar que Alemania es el único de los cuatro países analizados que dispone de potencia instalada geotérmica, aunque su participación es poco significativa (38 MW al cierre de 2017).

Por lo que respecta a la contribución de cada tecnología a la producción, cabe mencionar, en primer lugar, que las cuotas de producción por tecnología se mantuvieron relativamente estables en los cuatro mercados considerados en el periodo 2015-2018. Así, tanto en España como en Portugal las tecnologías fósiles mantuvieron su predominio sobre la producción total anual, con una cuota en el año 2018 del 40,5% en España y del 46,9% en Portugal; destacando el carbón con el 22% y el 43%, en España y Portugal, respectivamente, sobre el resto de los combustibles fósiles. A continuación, se situaron las tecnologías de fuentes renovables con el 25,3% y el 28,9% del total producido en 2018 en España y Portugal, respectivamente. En ambos casos, la tecnología eólica fue la principal fuente renovable de producción, representando el 49% y 44% respectivamente. En el MIBEL, entre 2016 y 2017 se produjo un significativo descenso de la producción hidráulica (de un 17,5% en 2016 a un 8,8% en 2017), lo que provocó un aumento de la producción con tecnologías fósiles (+8%) en un contexto de reducido crecimiento de la tecnología procedente de fuentes renovables (+0,4%). En el año 2018 se observa de nuevo una contribución de la hidráulica del mismo orden que en años anteriores.

Cuadro 11. Producción (GWh), por tecnologías, en España, Portugal y MIBEL. 2015 –2018

País	Año	Hidráulica	Nuclear	Fósil*	Renovable**	Total	% Variación
España	2015	30.813	54.755	114.639	66.086	266.293	
	% cuota	11,6%	20,6%	43,0%	24,8%	100,0%	
	2016	39.177	56.099	102.030	64.974	262.279	-1,5%
	% cuota	14,9%	21,4%	38,9%	24,8%	100,0%	
	2017	20.613	55.609	120.282	66.142	262.645	0,1%
	% cuota	7,8%	21,2%	45,8%	25,2%	100,0%	
	2018	36.062	53.291	105.685	66.077	261.115	-0,6%
%cuota	13,8%	20,4%	40,5%	25,3%	100,0%		
Portugal	2015	9.614	-	23.825	14.727	48.166	
	%cuota	20,0%	0,0%	49,5%	30,6%	100,0%	
	2016	16.632	-	23.586	15.658	55.876	16,0%
	% cuota	29,8%	0,0%	42,2%	28,0%	100,0%	
	2017	7.339	-	31.566	15.639	54.544	-2,4%
	% cuota	2,3%	0,0%	10,0%	5,0%	17,3%	
	2018	13.357	-	25.835	15.945	55.137	1,1%
%cuota	24,2%	0,0%	46,9%	28,9%	100,0%		
MIBEL	2015	40.427	54.755	138.464	80.813	314.459	
	%cuota	12,9%	17,4%	44,0%	25,7%	100,0%	
	2016	55.809	56.099	125.616	80.632	318.155	1,2%
	% cuota	17,5%	17,6%	39,5%	25,3%	100,0%	
	2017	27.952	55.609	151.848	81.781	317.189	-0,3%
	% cuota	8,8%	17,5%	47,9%	25,8%	100,0%	
	2018	49.419	53.291	131.520	82.022	316.252	-0,3%
%cuota	15,6%	16,9%	41,6%	25,9%	100%		

*Fósil: fuel, carbón, gas natural, residuos no renovables y otras no renovables.

**Renovable: solar, eólica, biomasa, residuos renovables y otras renovables.

Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E

Al igual que en el caso de España y Portugal, la tecnología fósil es la principal fuente de producción en el mercado alemán, acaparando en el año 2018 el 51,2% de la producción total (de la que el 23,82% correspondió al carbón), seguida de las tecnologías de fuentes renovables, que representaron en dicho

año el 32,5% (destacando la eólica, con el 50% del total de producción a través de fuentes renovables). Entre 2017 y 2018, se produjo un incremento de la producción con tecnologías renovables (+1,6%) que, en un contexto de relativa estabilidad de la contribución de las tecnologías nuclear e hidráulica, provocó un descenso del hueco térmico, como también se había observado en el año anterior.

En contraste, en el mercado francés la principal fuente de producción es la nuclear (71,6% del total en 2018, con una contribución aproximadamente 6 veces superior a la segunda tecnología, la hidráulica (12,4% en 2018). Entre 2017 y 2018, se registró en el mercado francés una disminución tanto de la producción fósil (-3,1%) como nuclear (-0,1%), que fue compensada con una mayor contribución de las tecnologías hidráulica (+2,3%) y renovables (+0,8%).

**Cuadro 12. Producción (GWh), por tecnologías, en Francia y Alemania.
2015 – 2018**

País	Año	Hidráulica	Nuclear	Fósil*	Renovable**	Total	% Variación
Francia	2015	58.724	416.796	34.062	36.377	545.959	
	%cuota	10,8%	76,3%	6,2%	6,7%	100,0%	
	2016	63.892	383.953	47.877	35.664	531.387	-2,7%
	% cuota	12,0%	72,3%	9,0%	6,7%	100%	
	2017	53.545	379.097	56.436	40.016	529.094	-0,4%
	% cuota	10,1%	71,7%	10,7%	7,6%	100%	
	2018	68.167	393.100	41.764	45.929	548.960	3,8%
	% cuota	12,4%	71,6%	7,6%	8,4%	100,0%	
Alemania	2015	23.657	86.767	319.475	150.526	580.425	
	%cuota	4,1%	14,9%	55,0%	25,9%	100,0%	
	2016	25.672	80.038	333.653	160.349	599.712	3,3%
	% cuota	4,3%	13,3%	55,6%	26,7%	100,0%	
	2017	25.870	72.155	317.896	186.371	602.293	0,4%
	% cuota	4,3%	12,0%	52,8%	30,9%	100,0%	
	2018	25.298	72.274	305.836	194.497	597.905	-0,7%
	% cuota	4,2%	12,1%	51,2%	32,5%	100,0%	

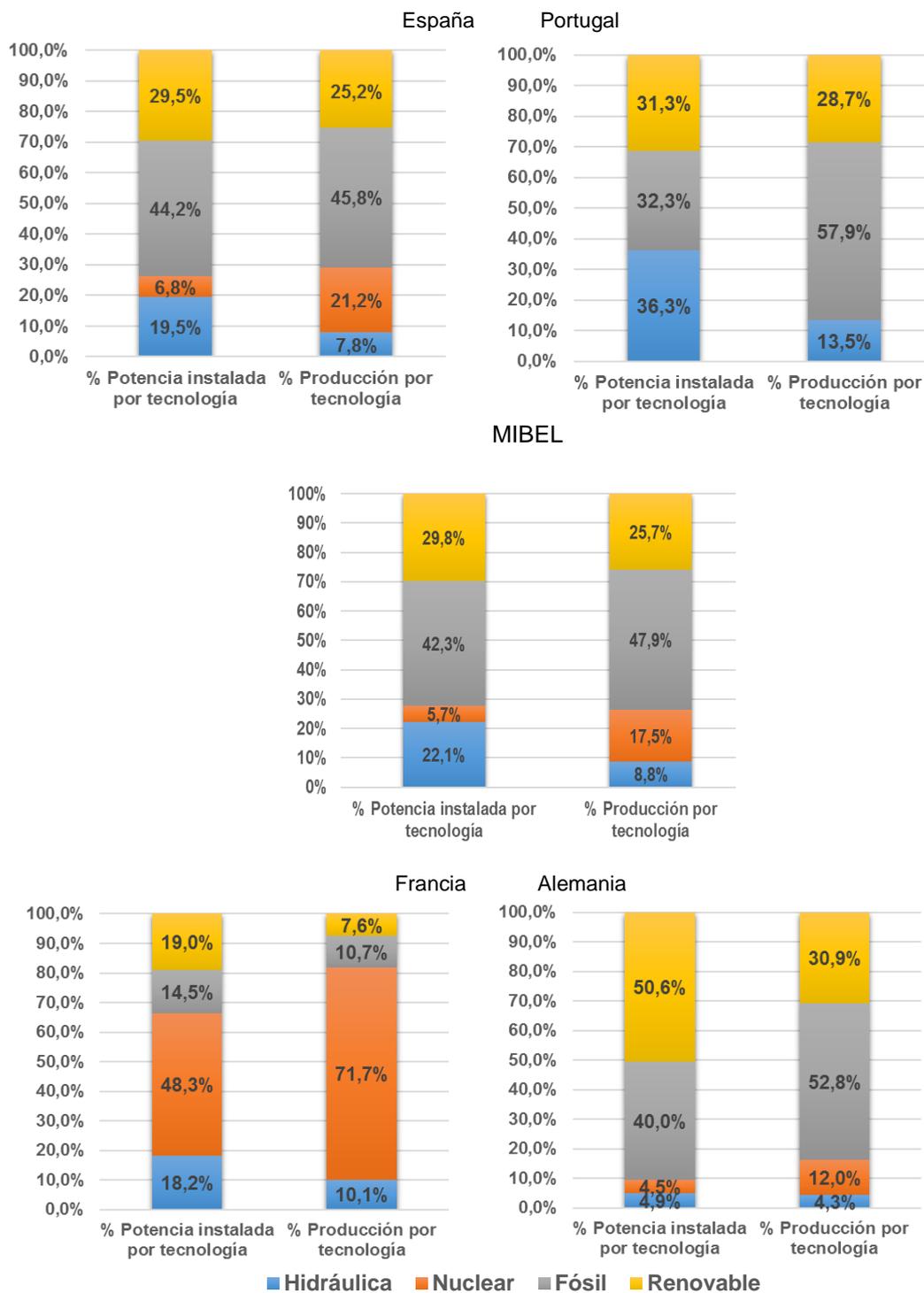
*Fósil: fuel, carbón, gas natural, residuos no renovables y otras no renovables.

**Renovable: solar, eólica, biomasa, residuos renovables y otras renovables.

Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E

En el Gráfico 17 se compara, para el año 2017, el porcentaje de contribución de cada tecnología a la potencia instalada y a la producción de electricidad en cada uno de los cuatro países objeto de estudio.

Gráfico 17. Comparativa de la contribución (%) de cada tecnología a la potencia instalada y a la producción en España, Portugal, MIBEL, Alemania y Francia. 2017



*Fósil: fuel, carbón, gas natural, residuos no renovables y otras no renovables.

**Renovable: solar, eólica, biomasa, residuos renovables y otras renovables.

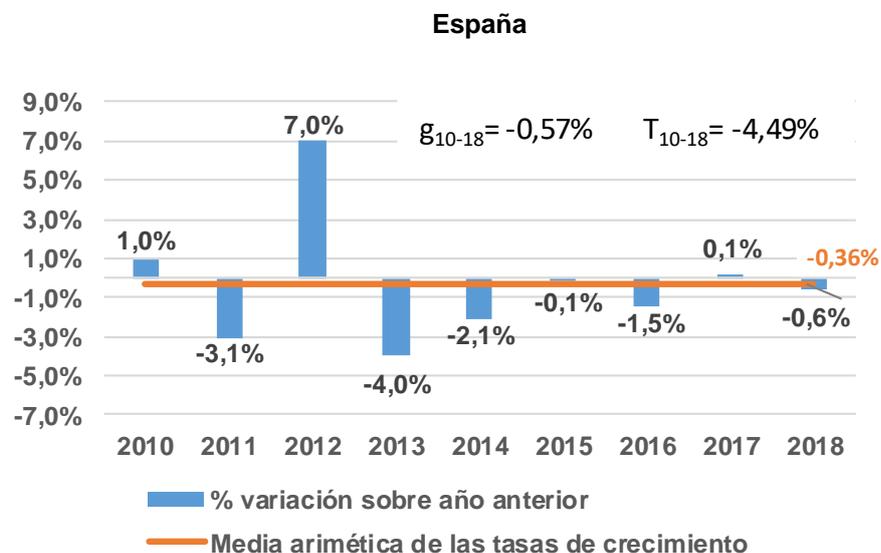
Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E

De los gráficos anteriores se observa que la tecnología hidráulica tiene mayor impacto sobre la producción de Portugal, España y Francia que en el mercado alemán, en el que la potencia instalada hidráulica es significativamente inferior.

En el Gráfico 18 y en el Gráfico 19 se recoge, para el periodo comprendido entre 2010 y 2018, la evolución de las tasas de crecimiento de la producción de electricidad en España y Portugal, y en Francia y Alemania, respectivamente. Se observa que, para el conjunto del periodo considerado, la producción eléctrica cayó ligeramente en España y en Francia, con una tasa media acumulada de crecimiento del -0,57% y del -0,33%, respectivamente. Por el contrario, en Portugal y en Alemania la producción de electricidad registró un cierto aumento, con una tasa media acumulada de crecimiento del 1,21% y del 0,53%, respectivamente.

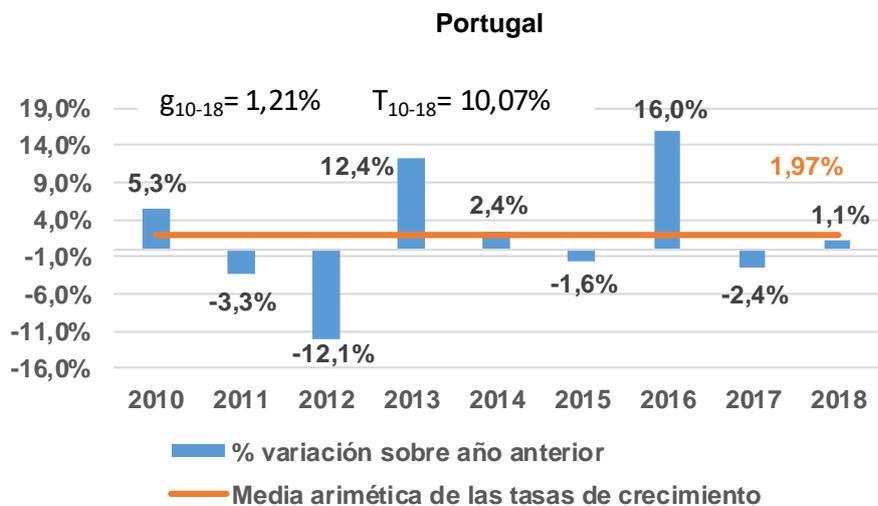
Estas tendencias son más acusadas al considerar la tasa acumulada de crecimiento entre 2010 y 2018. Así, la caída de la producción eléctrica en España y en Francia se elevó a un 4,49% y 0,25%, respectivamente, mientras que el incremento de la producción en Portugal y en Alemania fue de un 10% y un 4,32% respectivamente.

Gráfico 18. Evolución de la producción de electricidad (porcentaje de crecimiento sobre el año anterior). España y Portugal. 2010-2018



g= tasa media acumulada de crecimiento en el periodo medio indicado

T= tasa acumulada de crecimiento entre el periodo

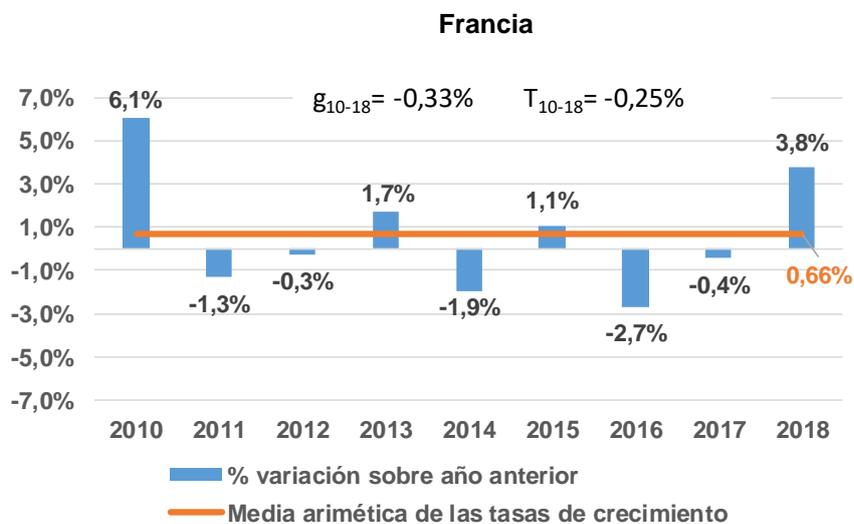


g= tasa media acumulada de crecimiento en el periodo medio indicado

T= tasa acumulada de crecimiento entre el periodo

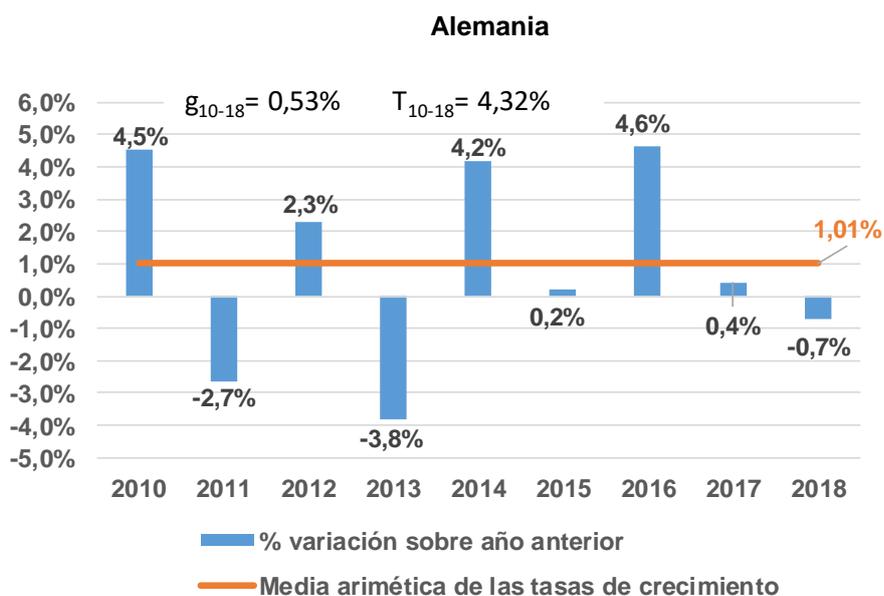
Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E

Gráfico 19. Evolución de la producción de electricidad (porcentaje de crecimiento sobre el año anterior). Francia y Alemania. 2010-2018



g= tasa media acumulada de crecimiento en el periodo medio indicado

T= tasa acumulada de crecimiento entre el periodo



g= tasa media acumulada de crecimiento en el periodo medio indicado

T= tasa acumulada de crecimiento entre el periodo

Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E

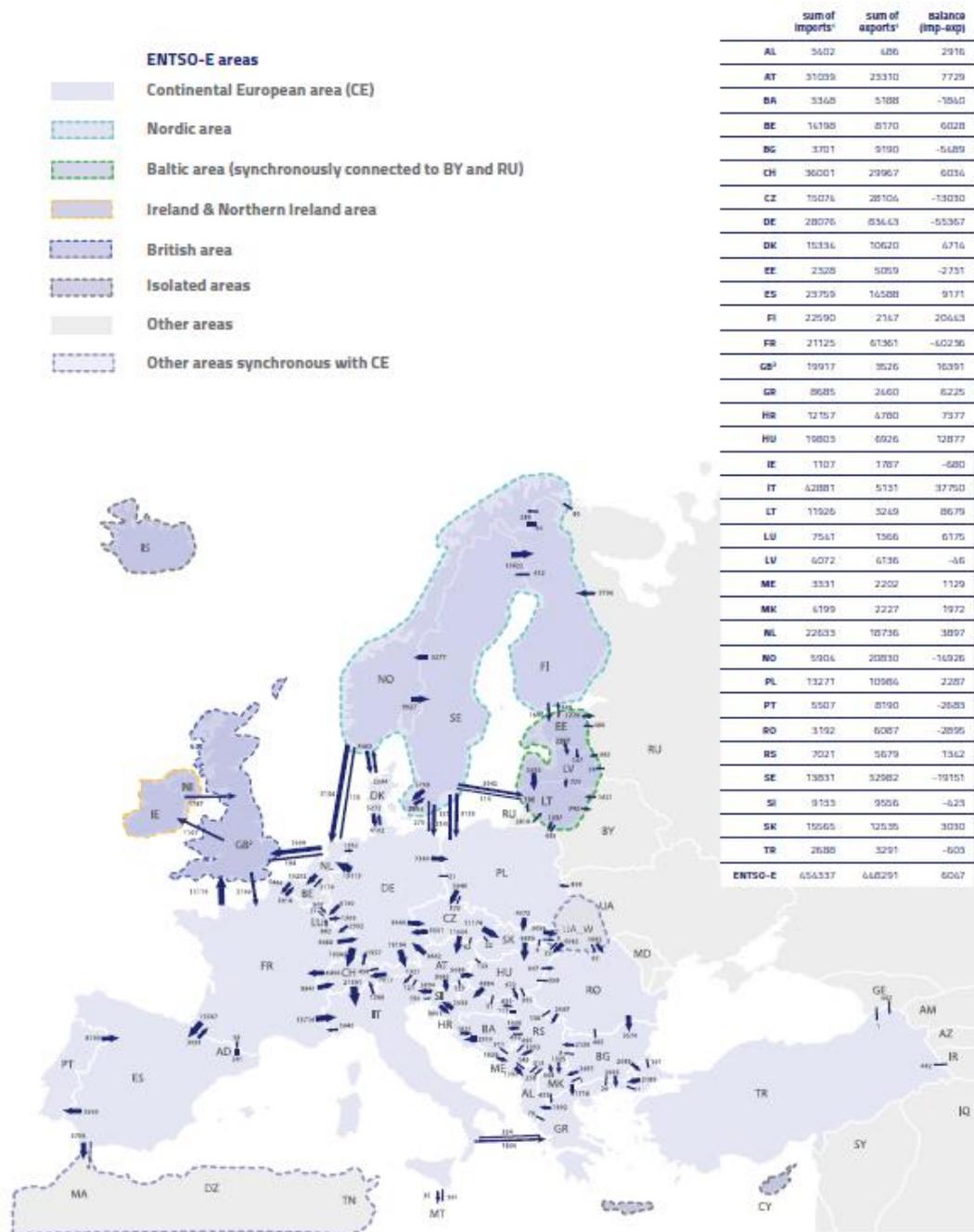
1.3 CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN Y FLUJOS INTERNACIONALES

En este apartado se analiza, en el periodo comprendido entre los años 2010 y 2017, la capacidad neta de interconexión de los mercados español, portugués, francés y alemán. El apartado se completa con los flujos comerciales entre las interconexiones de los cuatro países.

En el Gráfico 20 se facilita un diagrama simplificado de las interconexiones europeas en el año 2017, en el que se observa la mayor interconexión eléctrica de la que disponen los mercados alemán y francés respecto a España y Portugal. De hecho, España puede considerarse una “isla eléctrica”, toda vez que el refuerzo real a la cobertura de la demanda a través de las interconexiones solo puede proceder de Centroeuropa, a través de la interconexión con Francia, y la ratio de interconexión del mercado español se situaría en torno al 2,8¹⁵.

¹⁵ Capacidad de interconexión respecto a la capacidad instalada de generación.

Gráfico 20. Diagrama simplificado de las interconexiones europeas en 2017



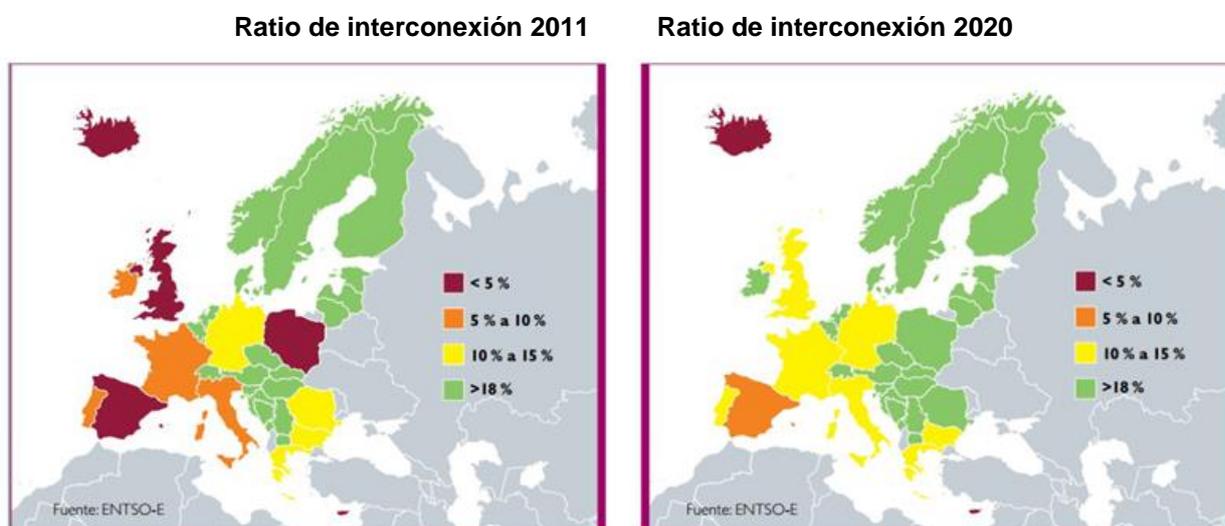
Fuente: "ENTSO-E Power Facts_2019"

La ratio de interconexión del mercado español está lejos del objetivo mínimo del 10% (sobre la capacidad instalada de generación) que marcó en el año 2002 la Unión Europea para el año 2020, y que en el año 2014 se amplió al 15% para el año 2030. En el Gráfico 21 se reflejan los niveles alcanzados en la ratio de interconexión en los diferentes mercados europeos en 2011 y su comparativa con la previsión para el año 2020. En el caso de Portugal y Francia dicha ratio de interconexión alcanzó en el año 2011 un nivel comprendido en el 5-10%, mientras que en el mercado alemán dicha ratio se situó por encima del 10%. Las previsiones al año 2020 arrojan una ratio de interconexión para los mercados portugués, francés y

alemán en un rango del 10-15%, mientras que para el mercado español las previsiones serían inferiores, situándose en un rango comprendido entre un 5% y un 10%.

Cabe mencionar que en septiembre de 2017 se inició la tramitación del proyecto de interconexión eléctrica entre España y Francia a través del golfo de Bizcaia, con el que se aumentará la capacidad de intercambio hasta 5.000 MW, respecto a los 2.800 MW actuales. No obstante, no está prevista la entrada en operación de esta nueva interconexión hasta el año 2025.

Gráfico 21. Comparativa de la ratio de interconexión de los mercados europeos entre el año 2011 y la previsión en el año 2020.



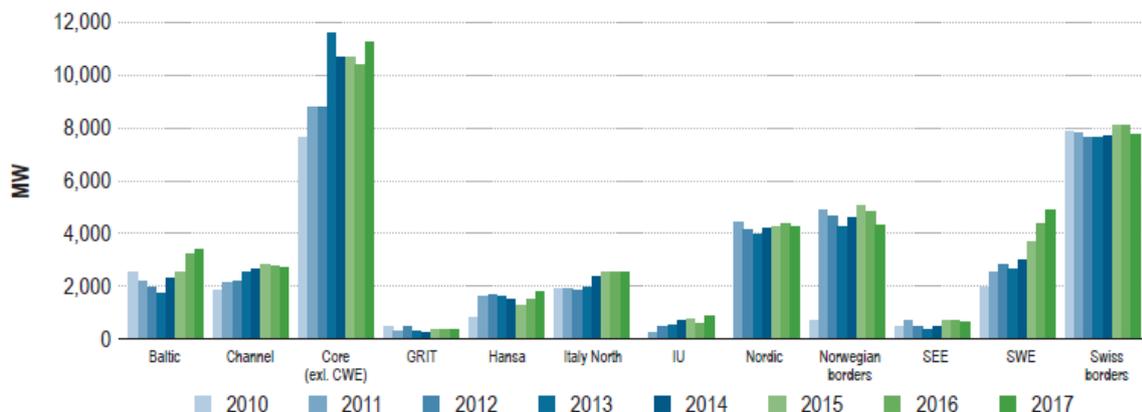
Fuente: ENTSO-E

En el Gráfico 22 se refleja la evolución de la capacidad neta de interconexión agregada por regiones de cálculo de capacidad (CCRs^{16,17}), a lo largo del periodo comprendido entre 2010 y 2017. Con carácter general, la capacidad neta de interconexión aumentó ligeramente entre 2017 y 2016 (+2,4%), correspondiendo los mayores incrementos a las regiones de cálculo de capacidad CORE (excluidas las interconexiones de centro-oeste de Europa - CWE) y de suroeste de Europa, SWE (España, Francia y Portugal), seguidas de las regiones de cálculo de capacidad en el Báltico y Hansa. El descenso de la capacidad neta de interconexión se registró fundamentalmente en las fronteras de Noruega y Suiza.

¹⁶ Área geográfica en la que se aplica el cálculo coordinado de la capacidad de las interconexiones, de acuerdo con el Reglamento 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.

¹⁷ Las regiones de cálculo de capacidad que dan definidas en el Documento de ACER, de 17 de noviembre de 2016 "Definition of the Capacity Calculation Regions (CCRs) in accordance with Article 15(1) of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015, establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM Regulation).

Gráfico 22. Evolución de la capacidad neta agregada de interconexión (MW) por regiones de cálculo de capacidad (CCRs) del mercado europeo. 2010-2017



Fuente: “ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017”, de 22 de octubre de 2018.

Entre 2016 y 2017 el mayor aumento de la capacidad neta de interconexión se registró en las fronteras de Alemania/Austria/Luxemburgo hacia la República Checa (+970 MW) (véase Gráfico 23), así como en las interconexiones entre España y Portugal (+600 MW¹⁸). Asimismo, cabe mencionar el incremento en la capacidad neta de interconexión observado entre las fronteras de Reino Unido e Irlanda, desde Dinamarca hacia Alemania/Austria/Luxemburgo, y en la frontera entre Francia y España¹⁹. Por su parte, descendió la capacidad neta de interconexión en las fronteras de Noruega²⁰, y en las interconexiones entre Dinamarca y Suecia²¹.

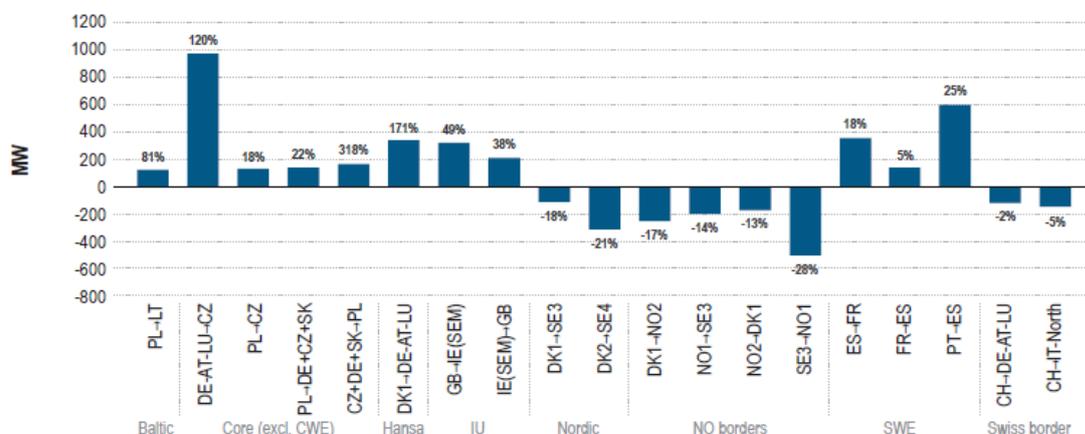
¹⁸ Debido a los trabajos llevados a cabo a lo largo del verano de 2016 para el aumento de la capacidad disponible de interconexión.

¹⁹ Debido a la entrada en operación de la interconexión de 1.400 MW Santa Llogaia – Baixàs, en los Pirineos orientales.

²⁰ Principalmente por las reducciones de capacidad planeadas en la red noruega.

²¹ Debido a trabajos de mantenimiento y a congestiones internas de la red.

Gráfico 23. Aumento de la capacidad de interconexión en Europa.
(MW, %). 2016-2017.



Nota: el análisis incluye 45 fronteras, excluyéndose aquellas interconexiones (o direcciones de interconexión) en las que la variación de la capacidad neta de interconexión entre 2016 y 2017 fue inferior a 100 MW (en valores absolutos).

Fuente: "ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017", de 22 de octubre de 2018.

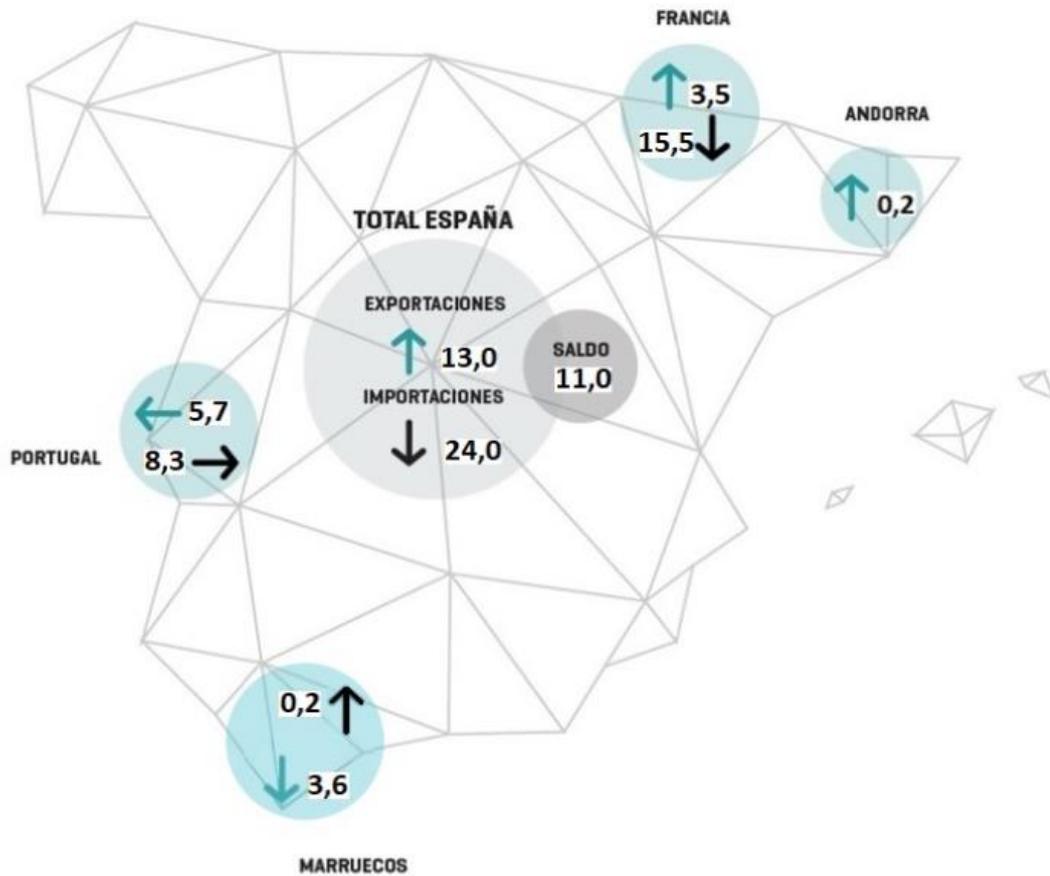
En 2014 y 2015 es relevante destacar el impacto positivo que sobre el uso de la capacidad de interconexión tuvo la implementación de la iniciativa Price Coupling of Regions (PCR), con el acoplamiento, en el año 2014, del MIBEL con los mercados del centro y norte de Europa (tal y como se explica en el apartado 1.1.4), así como la implementación del mecanismo "Day-ahead flow based market coupling (FBMC)"²², el 20 de mayo de 2015, en la región de centro-oeste de Europa (CWE).

En el Gráfico 24 se reflejan, para el año 2018, los flujos comerciales de electricidad entre España y Portugal (y otras fronteras españolas), y en el Gráfico 25 los flujos comerciales, en 2017, entre Francia y Alemania (y otras fronteras francesas).

El flujo comercial de interconexión entre España y Francia se situó, en el año 2018, en 3,5 TWh en sentido exportador y 15,5 TWh en sentido importador, con un saldo neto importador de 12 TWh. Por su parte, el flujo comercial con Portugal se elevó en sentido importador a 8,3 TWh y a 5,7 TWh en sentido exportador, con un saldo neto importador de 2,7 TWh.

²² La descripción y funcionamiento detallado del mecanismo FBMC pueden consultarse en el siguiente documento "Documentation of the CWE FB MC solution. As basis for the formal approval-request" de 1 de Agosto de 2014: <http://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMC%22%3A%22True%22%7D>

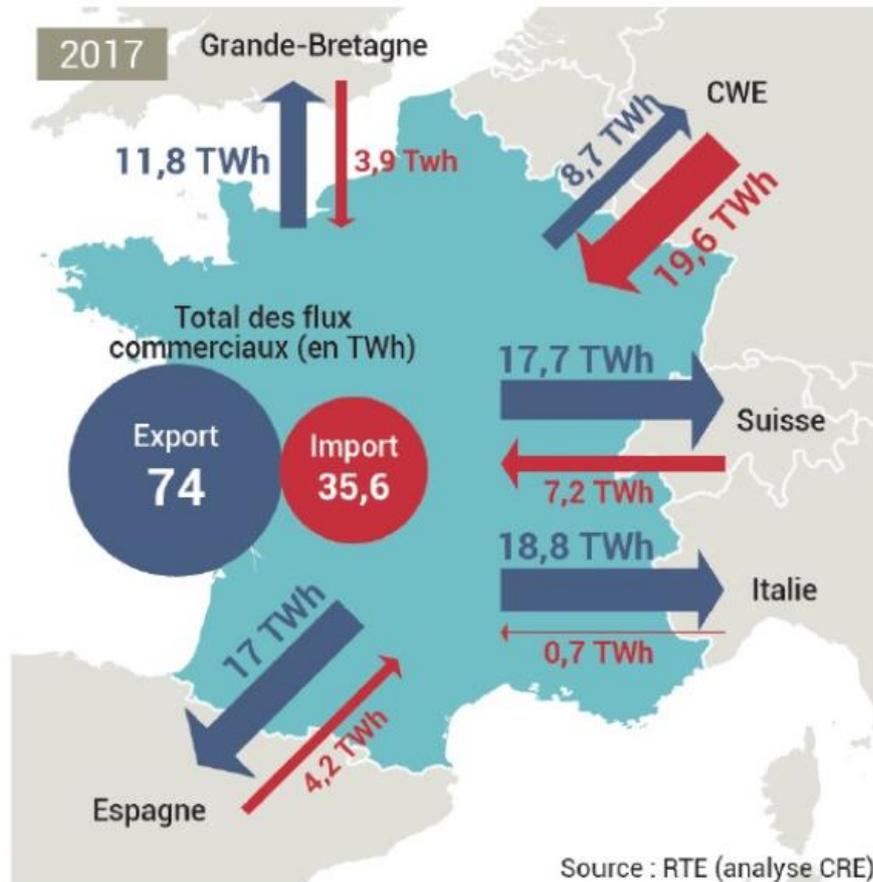
Gráfico 24. Flujos comerciales en las interconexiones del mercado español. 2018 (TWh)



Fuente: REE

Entre Francia y Alemania el flujo comercial de interconexión alcanzó, en el año 2015, 19,6 TWh en sentido importador, mientras que se cifró en 8,7 TWh en sentido exportador, con un saldo neto importador de 10,9 TWh.

Gráfico 25. Flujos comerciales en las interconexiones del mercado francés. 2017 (TWh)



Fuente: CRE "Les interconnexions électriques et gazières en France", de julio de 2018

1.4 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Por lo que se refiere a la demanda de energía eléctrica, en el año 2018 el consumo en cada uno de los cuatro países objeto de estudio se situó aproximadamente en 253,5 TWh (España²³), 50,9 TWh (Portugal), 478,7 TWh (Francia) y 538,4 TWh (Alemania). Por tanto, el consumo en Portugal representa en orden de magnitud en torno al 20% del consumo de España, mientras que el consumo en Alemania y en Francia fue alrededor del doble que el del mercado español.

Entre 2013 y 2018 la demanda en España y Portugal se mantuvo relativamente estable (con un porcentaje de variación entre 2013 y 2018 del 2,7% y del 3,5% en España y Portugal, respectivamente). Por el contrario, en ese mismo periodo, la demanda de energía eléctrica en Francia y Alemania registró un

²³ Datos de demanda peninsular.

retroceso, con una tasa de variación negativa de cerca del 3,5% en el caso del mercado francés y aproximadamente del 11% en el caso del mercado alemán.

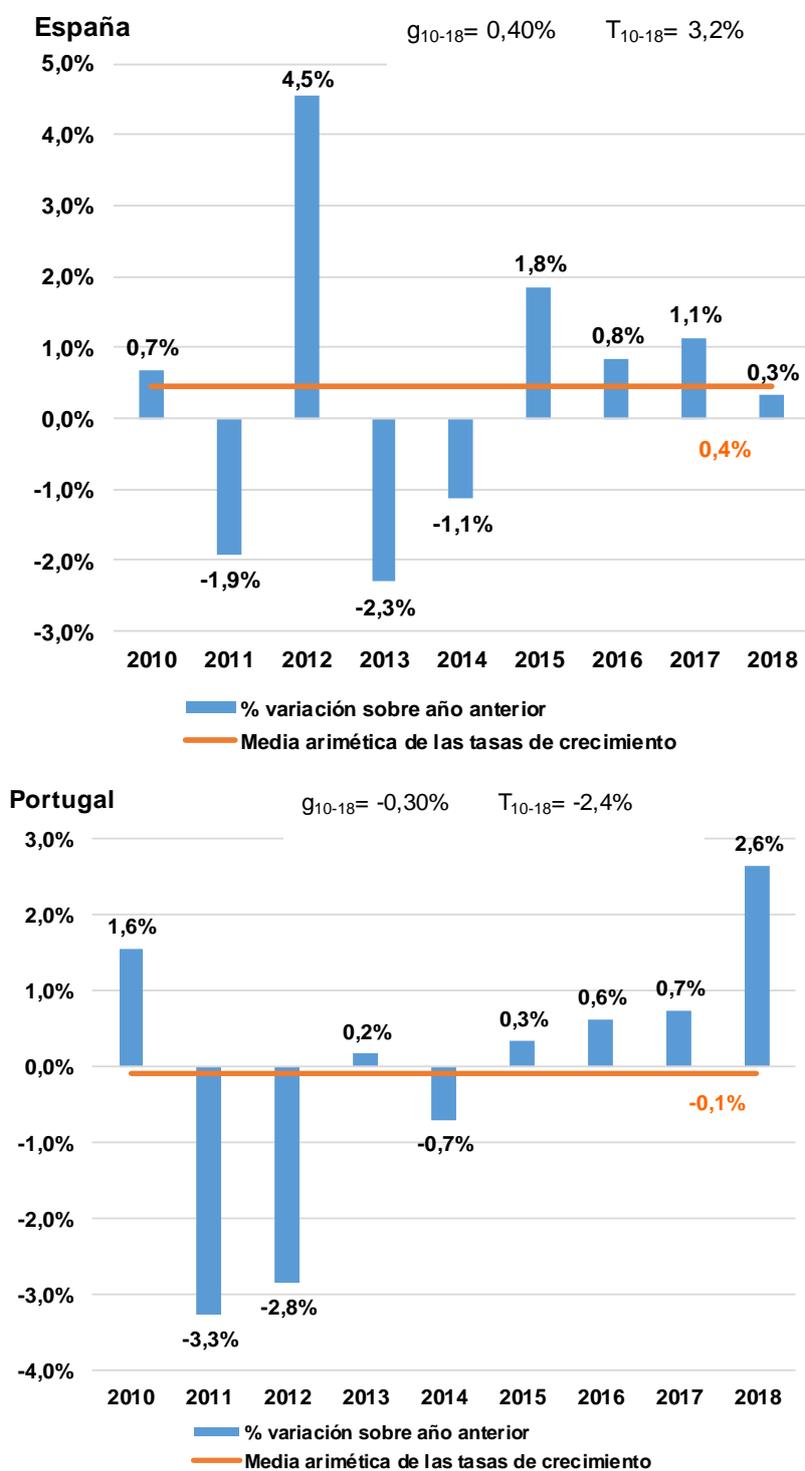
**Cuadro 13. Demanda de energía eléctrica (en TWh) en España, Portugal, Francia y Alemania.
2013-2018**

Año	España	Portugal	Francia	Alemania
2013	246,7	49,1	495,1	600,2
2014	243,2	48,8	465,1	587,4
2015	248,0	48,9	475,4	581,8
2016	249,7	49,3	483,1	538,5
2017	252,5	49,6	481,7	538,7
2018	253,5	50,9	478,7	538,4

Fuente: REE, ERSE, ENTSO-E.

En el Gráfico 26 y en el Gráfico 27 se recoge, para el periodo comprendido entre 2010 y 2018, la evolución de las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en España y Portugal, y en Francia y Alemania, respectivamente.

Gráfico 26. Evolución de la demanda de energía eléctrica (porcentaje de crecimiento sobre el año anterior). España y Portugal. 2010-2018

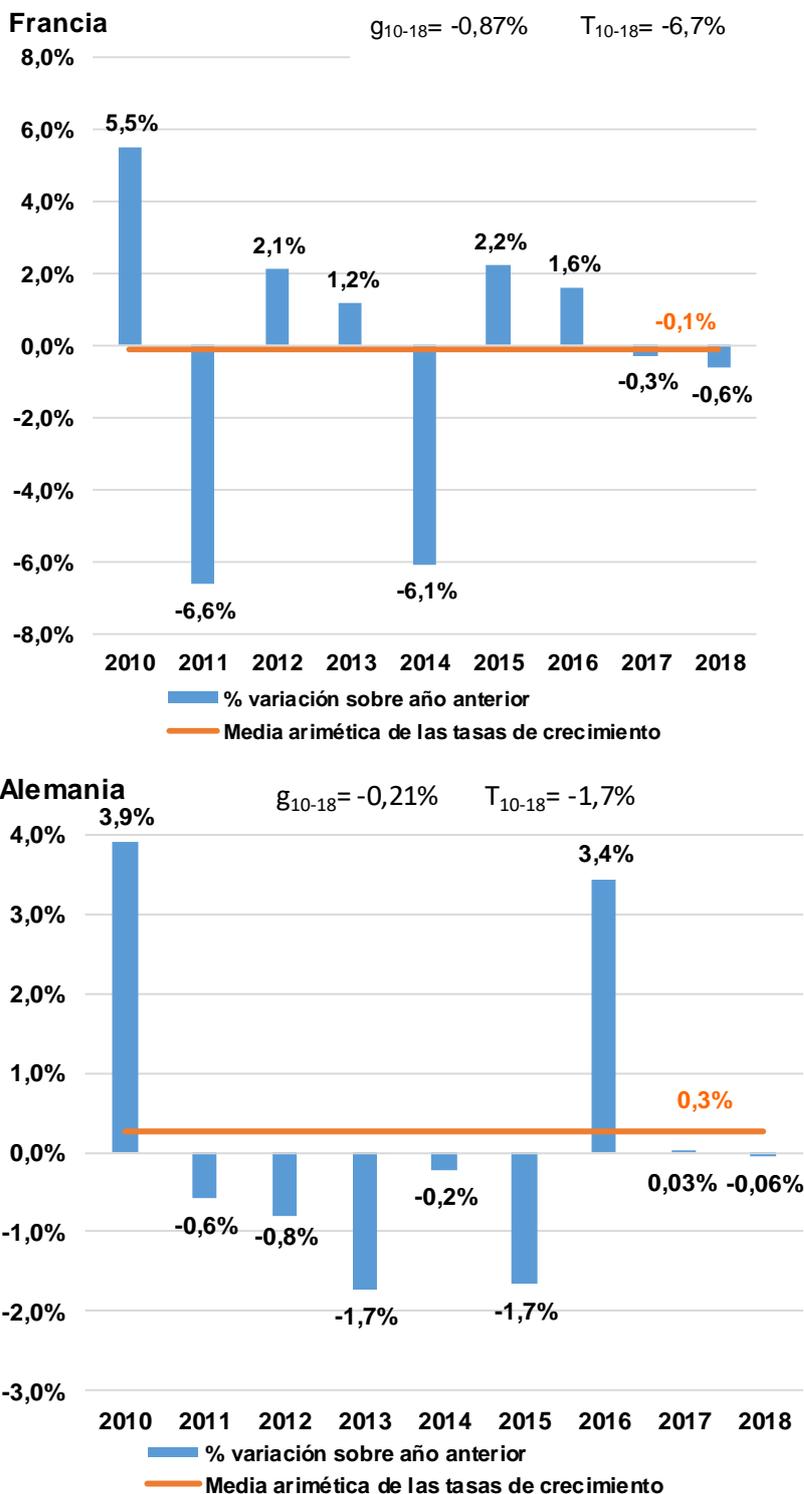


g= tasa media acumulada de crecimiento en el periodo medio indicado

T= tasa acumulada de crecimiento entre el periodo

Fuente: elaboración propia a partir de datos REE, ERSE y ENTSO-E

Gráfico 27. Evolución de la demanda de energía eléctrica (porcentaje de crecimiento sobre el año anterior). Francia y Alemania. 2010-2018



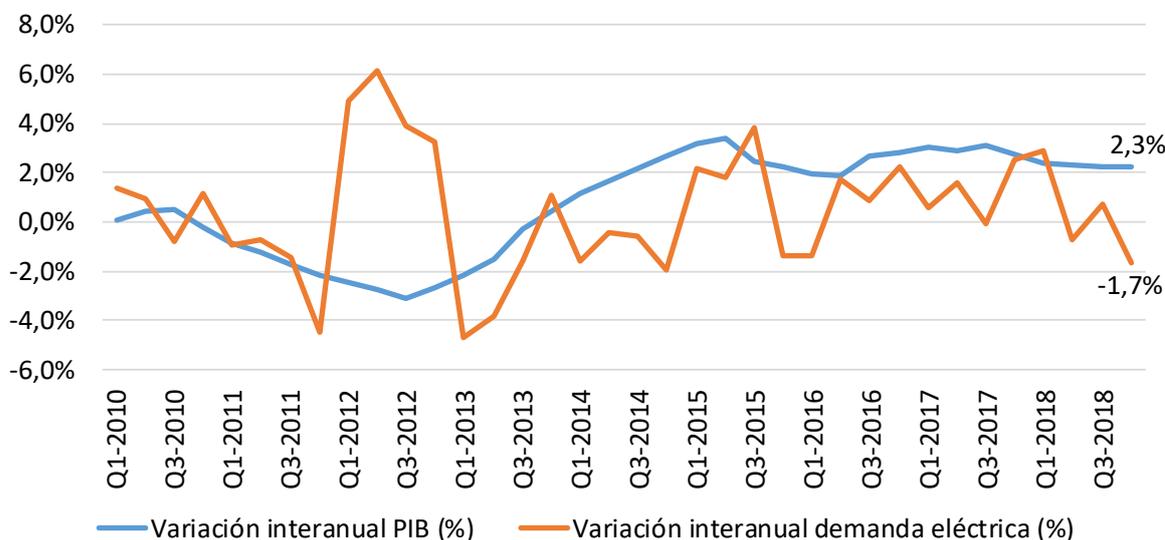
g= tasa media acumulada de crecimiento en el periodo medio indicado

T= tasa acumulada de crecimiento entre el periodo

Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E

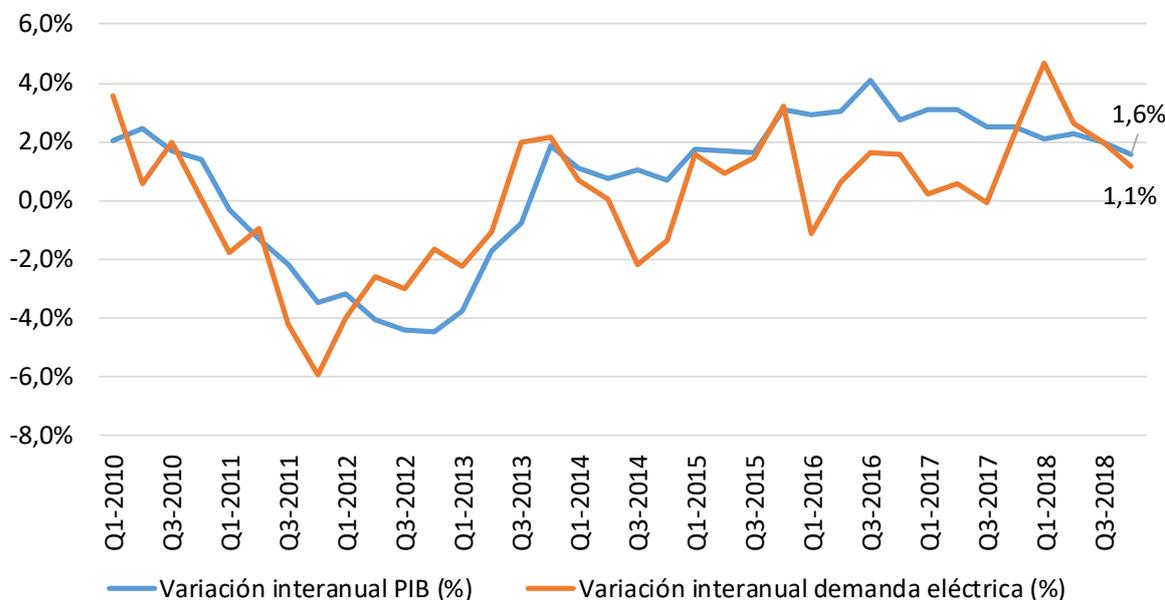
En los siguientes gráficos se refleja la variación interanual de la demanda eléctrica y del PIB en el periodo comprendido entre los años 2010 y 2018 para cada uno de los cuatro países del estudio.

Gráfico 28. Variación interanual de la demanda de electricidad y el PIB. España. 2010-2018



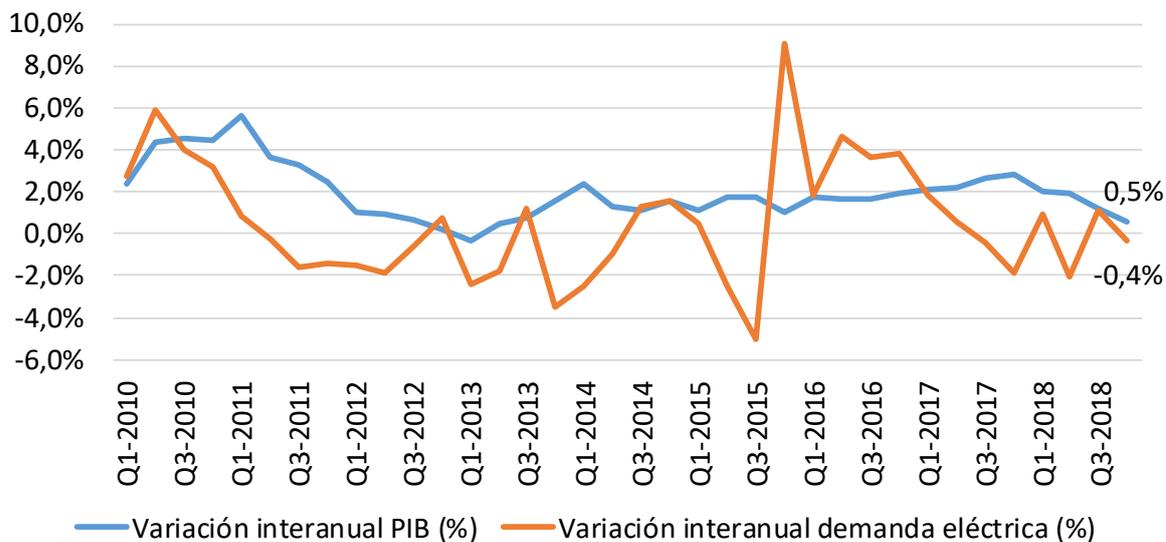
Fuente: elaboración propia a partir de datos REE, ENTSO-E y OCDE

Gráfico 29. Variación interanual de la demanda de electricidad y el PIB. Portugal. 2010-2018



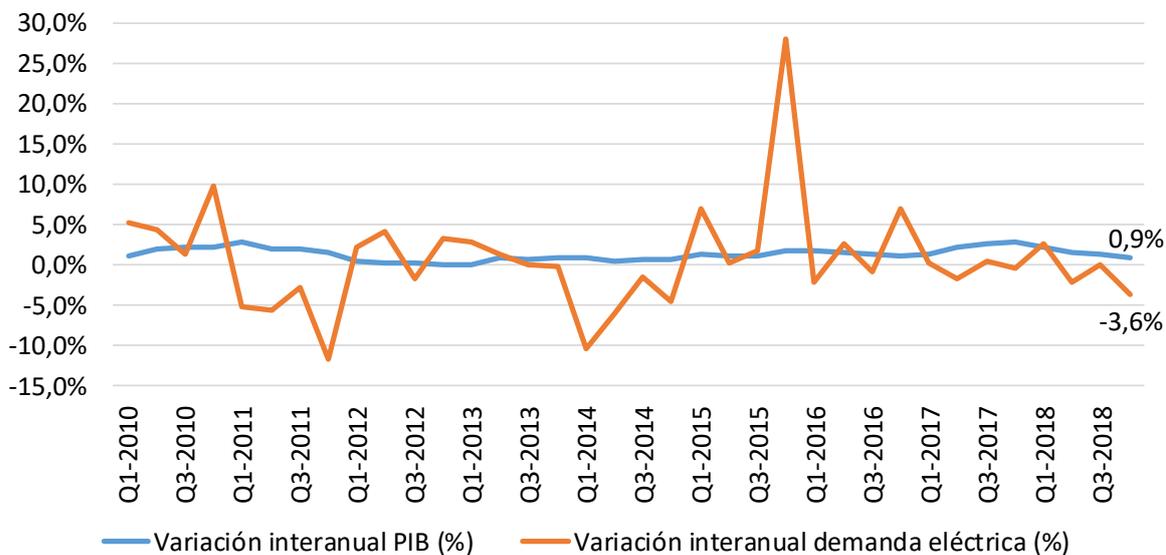
Fuente: elaboración propia a partir de datos ERSE, ENTSO-E y OCDE

Gráfico 30. Variación interanual de la demanda de electricidad y el PIB. Alemania. 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E y OCDE

Gráfico 31. Variación interanual de la demanda de electricidad y el PIB. Francia. 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos ENTSO-E y OCDE

2 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO A PLAZO EN MIBEL. COMPARATIVA CON ALEMANIA Y FRANCIA

2.1 NORMATIVA EUROPEA QUE REGULA LA ORGANIZACIÓN Y ESTABLECIMIENTO DE MERCADOS A PLAZO

2.1.1 MiFID - MARKETS IN FINANCIAL INSTRUMENTS DIRECTIVE

La Directiva 2014/65/EU del Parlamento Europeo y del Consejo de fecha 15 de mayo de 2014 de Mercados de Instrumentos Financieros (en adelante MiFID II) entró en vigor el 3 de enero de 2018, ampliando el ámbito de aplicación sobre los derivados de materias primas.

Las novedades principales que ha introducido MiFID II son:

- Fijación de límites a las posiciones que una persona pueda tener en cualquier momento sobre un contrato de derivados sobre materias primas (Position Limits).
- Nuevas obligaciones en materia de comunicación de datos para los miembros o participantes en los mercados regulados y de los sistemas multilaterales de negociación, así como para los clientes de los nuevos sistemas organizados de contratación (Position Reporting).

Los contratos de derivados sobre materias primas entran en el ámbito de aplicación de MiFID II

Los derivados sobre materias primas tienen la consideración de instrumentos financieros sujetos a MiFID II, tal y como se detalla en el Anexo 1, Sección C, en los apartados 5, 6, 7 y 10.

- (Apartado 5) Contratos de opciones, futuros, permutas (swaps), contratos a plazo y otros contratos de derivados relacionados con materias primas que deban liquidarse en efectivo o que puedan liquidarse en efectivo a elección de una de las partes por motivos distintos al incumplimiento o a otro suceso que lleve a la rescisión del contrato.
- (Apartado 6) Contratos de opciones, futuros, permutas (swaps) y otros contratos de derivados relacionados con materias primas que puedan ser liquidados mediante entrega física, siempre que se negocien en un mercado regulado (MR), o un Sistema Multilateral de Negociación (SMN) o un Sistema Organizado de Contratación (SOC), excepto por lo que respecta a los productos energéticos al por mayor que se negocien en un SOC y deban liquidarse mediante entrega física.
- (Apartado 7) Contratos de opciones, futuros, permutas (swaps), acuerdos a plazo y otros contratos de derivados relacionados con materias primas que puedan ser liquidados mediante entrega física no

incluidos en el punto anterior y no destinados a fines comerciales, que presenten las características de otros instrumentos financieros derivados.

- (Apartado 10) Contratos de opciones, futuros, permutas (swaps), acuerdos de tipos de interés a plazo y otros contratos de derivados relacionados con variables climáticas, gastos de transporte o tipos de inflación u otras estadísticas económicas oficiales, que deban liquidarse en efectivo o que puedan liquidarse en efectivo a elección de una de las partes por motivos distintos al incumplimiento o a otro suceso que lleve a la rescisión del contrato, así como cualquier otro contrato derivado relacionado con activos, derechos, obligaciones, índices y medidas no mencionados en la presente sección C, que presentan las características de otros instrumentos financieros derivados, teniendo en cuenta, entre otras cosas, si se negocian en un mercado regulado, SOC o SMN.

Los derivados sobre materias primas pueden negociarse tanto en los centros de negociación contemplados en MiFID II - MR, SMN y SOC - así como a través de contratos extrabursátiles (negociación Over the Counter –OTC-) ²⁴.

Límites a las posiciones en derivados sobre materias primas (POSITION LIMITS)

MiFID II tiene como objetivos, entre otros, prevenir el abuso de mercado y promover una formación de precios y unas condiciones de liquidación ordenadas. Para ello, la Directiva establece en su artículo 57 que los Estados miembros velarán por que, de conformidad con el método de cálculo fijado por la Autoridad Europea de Valores y Mercados (ESMA, por sus siglas en inglés), las autoridades competentes establezcan y apliquen límites al tamaño de la posición neta que una persona pueda mantener en cualquier momento en derivados sobre materias primas negociados en cualquiera de los centros de negociación antes indicados o en contratos extrabursátiles económicamente equivalentes (“position limits”).

No obstante, la Directiva prevé también que estos límites de posición no se apliquen a las posiciones mantenidas por una entidad no financiera, o en nombre de esta, que reduzcan de manera objetivamente mensurable los riesgos relacionados con la actividad de esa entidad no financiera. La entidad en cuestión deberá solicitar una exención a los límites de posición.

La Directiva detalla además una serie de factores que tendrán que tenerse en cuenta para fijar el método de cálculo de los citados límites.

El 31 de marzo de 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) el Reglamento delegado de la UE 2017/591 de 1 de diciembre de 2016 por el que desarrolla MiFID II en lo relativo a las normas técnicas de regulación para la aplicación de límites a las posiciones en derivados sobre materias

²⁴ La definición de estas diferentes plataformas de negociación queda recogida en el artículo 4, apartados 21, 22 y 23 de MiFID II.

primas. En el mencionado Reglamento se establecen las normas para calcular la posición neta mantenida por una persona en un derivado sobre materias primas y el método de cálculo de los límites de posiciones aplicables al tamaño de dicha posición. El citado reglamento delegado también especifica en su artículo 8 la información que una entidad no financiera debe presentar a la autoridad nacional competente para solicitar la exención a los límites de posición.

Por otro lado, MiFID II prevé que cuando se negocien volúmenes considerables del mismo derivado sobre materias primas en centros de negociación de más de una jurisdicción, la autoridad competente del centro de negociación en el que se registre el mayor volumen de negociación (denominada la Autoridad Competente Central) establecerá el límite de posición único que deberá aplicarse a toda negociación relativa a ese contrato. La Autoridad Competente Central consultará a las otras autoridades el límite a fijar y todas ellas deberán establecer mecanismos de cooperación que incluyan el intercambio de información entre ellas a efectos de supervisión y aplicación del límite de posición único.

ESMA debe supervisar, al menos una vez al año, la aplicación por parte de las autoridades competentes de los límites de posición fijados, a fin de garantizar la aplicación efectiva del límite de posición único al mismo contrato, con independencia de dónde se negocie.

Las empresas de servicios de inversión o los organismos rectores de mercado de los Estados Miembros que gestionen un centro de negociación que negocie derivados sobre materias primas deberán aplicar controles de gestión de las posiciones (Position Management) que sean transparentes y no discriminatorios, y deberán comunicar a la autoridad competente los datos pormenorizados de los mismos, quien a su vez lo comunicará a ESMA junto con los límites de posiciones que haya establecido. ESMA publicará y mantendrá en su sitio web una base de datos a estos efectos.

Por su parte, las autoridades nacionales competentes notificaran a ESMA los límites de posición exactos que tienen intención de fijar. ESMA dispone de un plazo de 2 meses tras la recepción de la notificación para enviar a la autoridad nacional competente un dictamen sobre la compatibilidad de los citados límites con los objetivos de MiFID II y con el método de cálculo establecido. Asimismo, ESMA publicará el citado dictamen en su web.

Comunicación de posiciones en derivados sobre materias primas (POSITION REPORTING)

El artículo 58 de MiFID II establece a su vez nuevas obligaciones para las empresas de servicios de inversión y organismos rectores del mercado que gestionen un centro de negociación que negocie entre otros, derivados sobre materias primas. Estos deberán:

- Publicar un informe semanal con las posiciones agregadas mantenidas por las distintas categorías de personas respecto de los distintos derivados sobre materias primas negociados en su centro de negociación.

- Facilitar a la autoridad competente, al menos diariamente, un desglose completo de las posiciones mantenidas por todas las personas, incluidos los miembros o participantes y sus clientes, hasta llegar al último cliente, en el centro de negociación.

Para ello, los miembros o participantes de mercados regulados y SMN y los clientes de SOC deberán comunicar diariamente a la empresa de servicios de inversión o al organismo rector del mercado que gestione el centro de negociación de que se trate, datos pormenorizados de sus propias posiciones, así como los correspondientes a sus clientes y los clientes de éstos, hasta llegar al último cliente.

La empresa de servicios de inversión o el organismo rector del mercado que gestione ese centro de negociación, deberá clasificar a las personas que mantengan posiciones en las categorías siguientes:

- i. empresas de servicios de inversión o entidades de crédito;
- ii. fondos de inversión;
- iii. otras entidades financieras, incluidas empresas de seguros y empresas de reaseguros tal como se definen en la Directiva 2009/138/CE, y fondos de pensiones de empleo tal como se definen en la Directiva 2003/41/CE;
- iv. empresas comerciales;
- v. en el caso de los derechos de emisión o de los derivados sobre derechos de emisión, operadores con obligaciones de conformidad con arreglo a la Directiva 2003/87/CE.

El Reglamento de ejecución (UE) 2017/1093 de la Comisión, de 20 de junio de 2017, por el que se establecen normas técnicas de ejecución relativas al formato de los informes de posiciones de las empresas de servicios de inversión y los organismos rectores del mercado, publicado en el DOUE el pasado 21 de junio de 2017, determina el formato de los informes y de los desgloses antes mencionados, así como las medidas para exigir que todos los informes mencionados sean remitidos a ESMA cada semana para su publicación centralizada por esta última.

2.1.2 EMIR - EUROPEAN MARKET INFRASTRUCTURE REGULATION

El Reglamento (UE) N° 648/2012, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR), que entró en vigor el 16 de agosto de 2012²⁵, regula, en líneas generales, lo siguiente:

- i. La obligación de compensación centralizada (a través de una entidad de contrapartida central – CCP, por sus siglas en inglés -), aplicable a determinados derivados Over the Counter (“OTC”);

²⁵ Una parte significativa de la aplicación práctica de EMIR depende de las normas técnicas –Regulatory Technical Standards –RTS- que lo desarrollan. Las primeras RTS entraron en vigor a comienzos de 2013. En el siguiente vínculo pueden consultarse todas las RTS vigentes:

https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/emir-rts_en.pdf

- ii. La obligación de implementación de técnicas de mitigación del riesgo para derivados OTC no compensados de forma centralizada;
- iii. El deber de comunicación de la información relativa a los contratos derivados a un registro de operaciones autorizado ("Trade Repository"); y
- iv. La definición de requisitos armonizados para el ejercicio de la actividad de las entidades de contrapartida central (CCPs) y de los registros de operaciones.

EMIR es de aplicación a todas las contrapartes establecidas en la Unión Europea, financieras y no financieras²⁶, que negocien contratos de derivados²⁷, y las contrapartes fuera de la Unión Europea en determinadas condiciones.

Las principales obligaciones previstas en EMIR, en relación a los contratos de derivados, son las siguientes:

- Compensación obligatoria a través de una CCP de los contratos de derivados OTC, que hayan sido considerados como elegibles por ESMA²⁸ y celebrados entre contrapartes financieras y contrapartes no financieras que superen determinados umbrales de compensación. Estos umbrales de compensación se establecen en la normativa EMIR y se definen por clases de derivados OTC²⁹. El objetivo de esta obligación es mitigar el riesgo de crédito de contraparte, mediante la interposición de una CCP entre todos los compradores y todos los vendedores. La intervención de la CCP permite atenuar el riesgo de contraparte, ya que se implementan mecanismos de gestión de riesgos exigentes, tales como: depósito de garantías, cálculo del "mark-to-market" diario y contribución al fondo de compensación. Además, a las entidades que desempeñan la función de CCP se les exigen, de conformidad con la misma normativa, un conjunto de requisitos armonizados de capital y de supervisión.
- Implementación de técnicas de mitigación del riesgo en relación a los derivados OTC no compensados a través de CCPs. El objetivo de la implementación de estas técnicas es mitigar el riesgo de contraparte y el riesgo operativo a través del establecimiento de procedimientos y mecanismos apropiados entre las contrapartes.

²⁶ En los términos de EMIR, son contrapartes financieras las empresas de inversión, las instituciones de crédito, las empresas aseguradoras y los organismos de inversión colectiva. Las contrapartes no financieras son las empresas establecidas en la Unión Europea que no son contrapartes financieras o CCPs.

²⁷ Son considerados contratos de derivados los definidos en el ámbito de la Directiva de los mercados de instrumentos financieros - MiFID (Anexo I, Sección C, puntos 4 a 10 de la Directiva 2014/65/UE). Ejemplos: opciones, swaps y forwards, entre otros.

²⁸ Hasta la fecha, ESMA ha publicado tres RTS sobre compensación obligatoria de derivados OTC sobre tipos de interés de diversas divisas (euro, dólar USA, libra esterlina y yen japonés, entre ellas) y de contratos de permuta de riesgo crediticio –Credit Default Swaps-CDS-.

²⁹ Cabe señalar que las contrapartes no financieras que no superen los umbrales de compensación definidos en EMIR no están sujetas a la obligación de compensar en una CCP los contratos de derivados OTC que hayan sido considerados elegibles por la ESMA. Sin embargo, deben aplicar medidas de mitigación de riesgos para estas transacciones. Los umbrales de compensación, en el caso de los derivados de materias primas y otros OTCs, son de 3.000 millones de euros, en términos de valor nominal de los contratos que no sean para cobertura (hedging).

- Notificación a registros de operaciones autorizados o reconocidos por ESMA de todos los contratos de derivados que se negocien, aplicándose esta obligación a todas las contrapartes (financieras y no financieras) y a las CCPs, con el objetivo de contribuir a una mayor transparencia de estos mercados y a la mejor supervisión y regulación de los mismos por las autoridades competentes.

Teniendo en cuenta que tanto en la negociación como en el registro en CCPs de contratos derivados sobre energía participan entidades no financieras, la entrada en vigor de EMIR tuvo un impacto relevante en este mercado.

Aunque las contrapartes no financieras que actúan en el mercado de derivados no alcanzan los umbrales de compensación que las obligaría a realizar una compensación centralizada de los contratos, dada su dimensión y el hecho de que los límites se determinan en función de la utilización de los derivados para fines distintos de la cobertura de riesgos, sí les son de aplicación las obligaciones de notificación y de aplicación de técnicas de mitigación del riesgo en relación con los derivados OTC no compensados centralmente.

En particular, la obligación de comunicación a un registro de operaciones las transacciones sobre todos los contratos de derivados de energía que sean instrumentos financieros, de acuerdo con el Anexo I, sección C de MiFID³⁰, (ejecutados tanto en un mercado regulado como fuera del mercado), en el plazo de un día hábil y de acuerdo con el formato predefinido por ESMA, obliga a presentar la información de las transacciones sobre derivados en los términos previstos a efectos de notificación, lo que supone un cambio significativo sobre la forma en la que se realizaban las comunicaciones en el pasado.

Cabe señalar que el Reglamento (UE) 2019/834, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de mayo de 2019, modifica EMIR en lo que se refiere a la obligación de compensación, la suspensión de la obligación de compensación, los requisitos de notificación, las técnicas de reducción del riesgo para los contratos de derivados extrabursátiles no compensados por una entidad de contrapartida central, la inscripción y supervisión de los registros de operaciones y los requisitos aplicables a los registros de operaciones, con entrada en vigor el 17 de junio de 2019. Los cambios introducidos se orientan a la simplificación de determinados requisitos establecidos por EMIR, con un enfoque más proporcional de los mismos.

En lo que se refiere a las contrapartes no financieras, el Reglamento (UE) 2019/834 prevé (considerando 8) que, teniendo en cuenta que *“su actividad supone por tanto para el sistema financiero un riesgo sistémico más reducido que la de las contrapartes financieras. Por tanto, debe reducirse el alcance de la obligación de compensación para las contrapartes no financieras que elijan calcular su posición cada 12 meses en función de umbrales de compensación. Estas contrapartes no financieras deben someterse a la*

³⁰ La única excepción de comunicación prevista en MiFID II corresponde a los productos energéticos al por mayor, negociados en un Sistema Organizado de Contratación (SOC), que solo puedan liquidarse mediante entrega física, toda vez que no tienen la consideración de contratos de derivados en los términos de MiFID II.

obligación de compensación únicamente en lo que se refiere a las categorías de derivados extrabursátiles que excedan del umbral de compensación. Dichas contrapartes no financieras deben, no obstante, permanecer sujetas al requisito de intercambiar garantías cuando se exceda de cualquiera de los umbrales de compensación. Las contrapartes no financieras que elijan no calcular su posición en función de los umbrales de compensación deben someterse a la obligación de compensación para todas las categorías de derivados extrabursátiles.”

Por otro lado, respecto a la obligación de implementación de técnicas para la mitigación del riesgo de los derivados OTC no compensados a través de una CCP, EMIR prevé seis técnicas de mitigación del riesgo: confirmación puntual de los contratos, establecimiento de procedimientos fijados de antemano para identificar y resolver posibles litigios entre las partes, conciliación y compresión de las carteras, valoración periódica de los contratos y el intercambio de garantías, cuando se superen determinados umbrales de actividad. Las técnicas de mitigación de riesgos en contratos de derivados utilizadas por las contrapartes financieras y no financieras deberán ajustarse al contenido íntegro de las normas técnicas publicadas por EMIR.

En cuanto a los requisitos previstos en EMIR para las entidades que actúen como CCPs en la Unión Europea, se destaca que están sujetas a autorización por parte de la autoridad competente del Estado miembro en el que estén establecidas, y que dicha autorización está supeditada al dictamen del colegio EMIR constituido con arreglo al citado reglamento. EMIR obligó a las CCPs que ya estaban operando antes de la fecha de entrada en vigor del Reglamento a solicitar la correspondiente autorización. En consecuencia, y en lo que se refiere a las CCPs que actúan en el mercado de derivados del MIBEL, se destaca la autorización de European Commodity Clearing (ECC) el 11 de junio de 2014, de BME Clearing el 16 de septiembre de 2014 y de OMIClear el 31 de octubre de 2014.

2.2 LA ESTRUCTURA DEL MERCADO A PLAZO: MERCADO ORGANIZADO Y MERCADO NO ORGANIZADO (OTC), Y CÁMARAS DE CONTRAPARTIDA CENTRAL (CCPs)

El mercado de derivados del MIBEL está formado por el conjunto de los mercados organizados y no organizados en los que se negocian instrumentos financieros con subyacente el precio de contado de la electricidad de la zona española (SPEL) y el precio de contado de la electricidad de la zona portuguesa (PTEL), ambos con liquidación física y financiera, o exclusivamente financiera.

La estructura actual del mercado a plazo del MIBEL se refleja en el siguiente cuadro:

Cuadro 14. Estructura del mercado a plazo del MIBEL

Mercado Organizado		Mercado no Organizado	
Entidades Gestoras del Mercado Regulado	Mecanismos regulados de contratación de energía a plazo	OTC registrado	OTC no registrado
			

Fuente: elaboración propia

En el ámbito del **mercado organizado** del MIBEL existen actualmente dos operadores de mercado regulados³¹ que tienen listados para su negociación instrumentos financieros sobre los precios de contado de la electricidad en la zona española y en la zona portuguesa del MIBEL (productos MIBEL):

- OMIP – Pólo Português, S.G.M.R. (OMIP) - entidad portuguesa que actúa en este segmento desde 2007; y
- European Energy Exchange (EEX) entidad alemana que inició la negociación de este tipo de contratos en febrero de 2015³²

Las transacciones ejecutadas a través de las plataformas gestionadas por estas entidades son compensadas (tal como se prevé en EMIR) por sus respectivas CCPs: OMIClear, C.C., S.A. (OMIClear), CCP de OMIP, y European Commodity Clearing (ECC), CCP de EEX.

En paralelo a lo descrito anteriormente, en el periodo de análisis, se definieron los siguientes mecanismos regulados de contratación de energía a plazo sobre productos MIBEL³³:

³¹ En los términos de la Directiva 2014/65/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014 (MiFID II), “Operador del mercado” es la persona o personas que gestionan o desarrollan la actividad de un mercado regulado, y que puede ser el propio mercado regulado; y “Mercado regulado” corresponde a sistema multilateral, operado o gestionado por un operador del mercado, que reúne o brinda la posibilidad de reunir —dentro del sistema y según sus normas no discrecionales— los diversos intereses de compra y de venta sobre instrumentos financieros de múltiples terceros para dar lugar a contratos con respecto a los instrumentos financieros admitidos a negociación conforme a sus normas o sistemas, y que está autorizado y funciona de forma regular de conformidad con el título III de la citada Directiva.

³² La plataforma de negociación EEX y su respectiva CCP (ECC), no están sujetas a supervisión del Consejo de Reguladores del MIBEL.

³³ Entre junio de 2007 y hasta marzo de 2009 se realizaron las subastas de emisiones primarias de energía (conocidas como subastas VPP), cuyo objetivo era la asignación de una determinada capacidad de producción (potencia) de los que en aquel momento eran operadores dominantes del mercado eléctrico, con la finalidad de aumentar la competencia en dicho mercado. Asimismo, entre julio de 2006 y junio de 2009, los distribuidores españoles y el Comercializador de Último Recurso (CUR) portugués participaron como compradores, de manera obligatoria, en las subastas de OMIP. El CUR portugués siguió realizando adquisiciones obligatorias hasta julio de 2010.

- a. Subastas de venta de energía para los comercializadores de último recurso (CESUR), que se celebraron hasta septiembre de 2013;
- b. Subastas de venta de energía de producción de régimen especial (subastas PRE);
- c. Subastas de interconexión entre Portugal y España (subastas IPE).

Las **subastas CESUR**³⁴ eran un mecanismo regulado de contratación de energía para el suministro de último recurso, cuyo precio se tomaba como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso en España (MIBEL SPEL Físicos³⁵ y MIBEL SPEL Financieros³⁶). La supervisión y validación de los resultados de estas subastas correspondía a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y la organización y liquidación de las mismas fue asignada a OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español -). La realización de estas subastas se inició en junio de 2007. La última subasta CESUR tuvo lugar en septiembre de 2013, toda vez que los resultados de la subasta celebrada en diciembre de 2013 no fueron validados por la CNMC. Entre junio de 2007 y septiembre de 2013 se realizaron 24 subastas CESUR.

Las **subastas PRE**³⁷ son un mecanismo regulado de venta de producción de régimen especial (PRE), por parte de EDP – Serviço Universal, S.A. (comercializador de último recurso portugués), a través de la venta de contratos de futuros con entrega en Portugal (MIBEL PTEL Físicos y MIBEL PTEL Financieros). La realización de las subastas fue determinada por la Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), teniendo a OMIP como entidad responsable de su organización y a OMIClear como contraparte central, y entidad responsable de la liquidación de estas operaciones. Por regla general, se realizan cuatro subastas PRE a lo largo de cada año (marzo, junio, septiembre y diciembre). La primera subasta PRE se realizó en diciembre de 2011, habiéndose celebrado un total de 29 subastas hasta diciembre de 2018.

Las **subastas IPE**³⁸ eran un mecanismo regulado de forma armonizada en el ámbito del MIBEL para la asignación de la capacidad a plazo de la interconexión entre Portugal y España, a través de derechos financieros denominados Financial Transmission Rights (FTRs). La primera subasta bajo el mecanismo coordinado MIBEL se celebró en marzo de 2014³⁹, permitiendo la cobertura del riesgo de diferencial de

³⁴ Está subasta se realizó de acuerdo con la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio y con la Orden ITC/1659/2009 de 22 de junio.

³⁵ Se subastaron productos con entrega física entre junio de 2007 y marzo de 2009 (de la 1ª a la 8ª subastas CESUR), de acuerdo con lo establecido a la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero.

³⁶ Se subastaron productos con liquidación financiera entre junio de 2009 y diciembre de 2013 (de la 9ª a la 25ª subastas CESUR), de acuerdo con lo establecido a la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero y en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio.

³⁷ Esta subasta se realiza de acuerdo con la Directiva de ERSE n.º 5/2011 - Termos e Condições de realização de Leilões de Colocação de PRE.

³⁸ Las subastas IPE se realizaron de acuerdo con el “Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha”, de diciembre de 2013, de ERSE y de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de CNMC.

³⁹ En diciembre de 2013 se realizó una subasta bajo el ámbito del “Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha”, en la que participó por el lado de la venta únicamente el operador del sistema portugués (REN). Desde marzo de 2014, en las subastas IPE celebradas de acuerdo con el mecanismo

precio del mercado diario entre Portugal y España. Estas subastas surgieron en el ámbito de los trabajos desarrollados por el Consejo de Reguladores del MIBEL con vistas a la implementación de una solución armonizada para la gestión a plazo de la interconexión entre Portugal y España, siendo los reguladores sectoriales, ERSE y CNMC, los responsables de su supervisión y de la validación de sus resultados. De igual forma que en las subastas PRE, OMIP fue designada como entidad responsable de la realización de las subastas y OMIClear como la entidad de compensación y liquidación de los contratos. Este mecanismo coordinado estuvo vigente hasta la plena implementación del Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece la directriz sobre asignación de capacidad a plazo, y la transición de estas subastas a la plataforma única europea de subastas (Single Allocation Platform – SAP -), lo que tuvo lugar en diciembre de 2018. En el ámbito de las subastas IPE, los operadores de los sistemas eléctricos de Portugal y de España (REN y REE) son las entidades vendedoras. Bajo el mecanismo coordinado de subastas se celebraron, entre 2014 y 2018, un total de 19 subastas, con periodicidad trimestral (marzo, junio, septiembre y diciembre).

Por lo que respecta al **mercado no organizado**, cabe diferenciar entre las transacciones OTC objeto de registro en las entidades gestoras de los mercados organizados, para su posterior compensación a través de sus respectivas CCPs, y las transacciones OTC no registradas.

En el primer caso, existen tres CCPs que aceptan la compensación de transacciones OTC sobre instrumentos financieros cuyo subyacente son productos MIBEL: OMIClear (desde julio de 2006), BME Clearing (desde marzo de 2011) y ECC (desde marzo de 2014), siempre que, como se ha mencionado anteriormente, las transacciones se hayan registrado previamente ante la respectiva entidad gestora del mercado. En el caso de BME Clearing, el registro de transacciones OTC debe realizarse previamente ante MEFF Exchange (segmento MEFF Power), siendo ésta la única modalidad admitida para operaciones sobre productos MIBEL en esta plataforma de negociación (no está prevista la negociación en mercado). El segundo caso, OTC no registrado, comprende todas las transacciones sobre instrumentos financieros, cuyo subyacente son productos MIBEL, realizadas bilateralmente entre contrapartes que no están sujetas a la obligación de compensación en CCPs.

2.2.1 TIPOLOGÍA DE CONTRATOS

A cierre de 2018, los tipos de contratos y periodos de entrega admitidos a negociación en mercado y/o aceptados para su compensación a través de CCPs, cuyo subyacente son productos MIBEL, se recogen en el siguiente cuadro:

coordinado entre España y Portugal, participaron por el lado de la venta los dos operadores de los sistemas REN y REE.

Cuadro 15. Contratos sobre productos MIBEL

Tipo de contrato	Subyacente	Carga ⁴⁰	Periodo de entrega	OMIP/OMIClear		MEFF Exchange/ BME Clearing	EEX/ECC	
				Mercado	Registro OTC	Registro OTC	Mercado	Registro OTC
Futuros	SPEL	Base	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año	✓	✓	✓ (a)	✓	✓
	SPEL	Punta	Día, Semana, Mes, Trimestre, Año	✓	✓	✓		
	PTEL	Base	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año	✓	✓	✓ (a)		
	SPEL Solar	-	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año	✓	✓			
Opciones	SPEL	Base	Mes, Trimestre y Año	✓	✓		✓	✓
	FTR E-P	Base	Mes, Trimestre y Año	✓	✓			
	FTR P-E	Base	Mes, Trimestre y Año	✓	✓			
Forwards	SPEL	Base	Semana, Mes, Trimestre y Año		✓			
Swaps	SPEL	Base	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año		✓	✓ (b)		
	SPEL	Punta	Día, Semana, Mes, Trimestre y Año			✓		
Mini Swaps ⁴¹	PTEL	Base	Día, Fin de Semana, Semana, Mes, Trimestre y Año		✓			

(a) No incluye periodo de entrega diario y fin de semana.

(b) No incluye periodo de entrega fin de semana.

Fuente: elaboración propia

En el mercado de derivados gestionado por OMIP están admitidos a negociación:

- Contratos de futuros sobre electricidad SPEL, PTEL y SPEL Solar⁴², con liquidación física y financiero, o exclusivamente financiera. En términos de periodos de entrega, están listados productos que abarcan toda la curva a plazo, con carga base o con carga punta.

⁴⁰ La carga base comprende las 24 horas del día, de todos los días de lunes a domingo. La carga punta comprende las 12 horas entre las 8:00 y las 20:00, de lunes a viernes.

⁴¹ El subyacente de los contratos "mini" corresponde al suministro/recepción nocional de energía eléctrica a una potencia constante de 0,1 MW (mientras que en el resto de los contratos el nocional es de 1 MW).

⁴² El subyacente del contrato de futuros SPEL Solar es el índice SPEL solar, que corresponde a la media de los precios marginales horarios del sistema eléctrico español para las 24 (23 o 25) horas del día, ponderados por los índices de productividad de la tecnología fotovoltaica, de acuerdo con los "Índices de Productividad de la Energía Fotovoltaica" del Anexo IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

- Contratos de opciones sobre futuros SPEL Base financieros, con liquidación física y periodo de entrega mensual, trimestral y anual; y FTRs – *Financial Transmission Rights*, para la cobertura del riesgo de diferencial de precio entre Portugal y España en el mercado de contado de electricidad, y con periodo de entrega mensual, trimestral y anual.

Adicionalmente, las reglas de OMIP aceptan el registro de transacciones OTC de contratos de futuros, opciones y FTRs con características similares a los contratos admitidos a negociación, bien como forwards con entrega física sobre SPEL o como swaps con entrega financiera sobre SPEL. Las transacciones ejecutadas en el mercado y las transacciones OTC registradas en OMIP son compensadas por OMIClear.

En el caso del mercado de derivados de MEFF, desde marzo de 2011, se admite el registro de transacciones acordadas bilateralmente entre dos miembros (OTC) de contratos de futuros SPEL, base y punta, con periodo de entrega semanal, mensual, trimestral y anual; swaps sobre SPEL, base y punta, con periodo de entrega diario, semanal, mensual, trimestral y anual, ambos con liquidación exclusivamente financiera. Las transacciones registradas en MEFF son compensadas por BME Clearing.

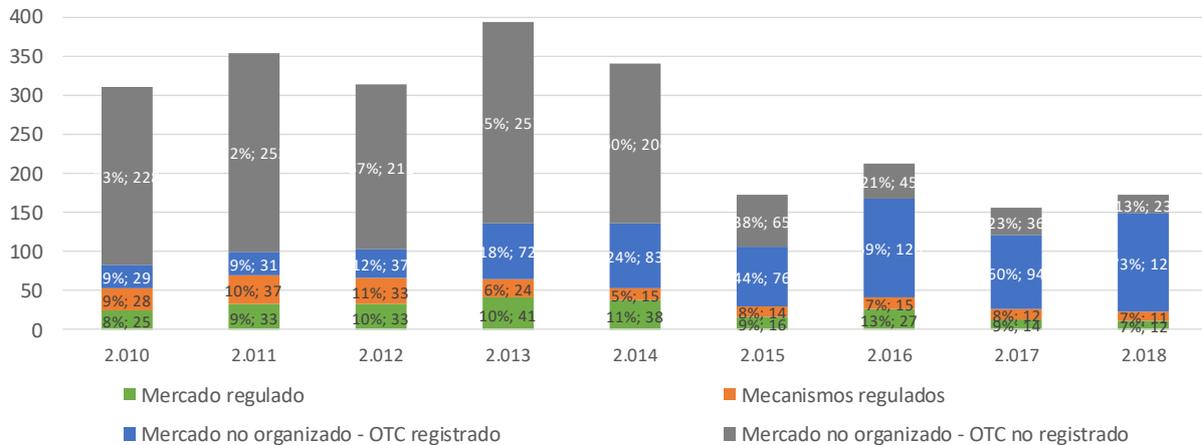
EEX acepta, desde marzo de 2014, el registro de transacciones OTC de contratos de futuros SPEL base con liquidación exclusivamente financiera, y con características similares a los contratos admitidos, desde febrero de 2015, a negociación en el mercado de derivados gestionado por EEX. Los contratos abarcan todos los periodos de entrega de la curva a plazo (día, fin de semana, semana, mes, trimestre y año). En agosto de 2015, lanzó contratos de opciones sobre SPEL base. Las transacciones ejecutadas en el mercado y las transacciones OTC registradas en EEX son compensadas por ECC.

2.2.2 LOS PRINCIPALES RESULTADOS DEL MERCADO: VOLÚMENES Y PRECIOS NEGOCIADOS, VALOR ECONÓMICO DE LA NEGOCIACIÓN, TIPOLOGÍA DE CONTRATOS, TIPOLOGÍA DE AGENTES NEGOCIADORES, ASÍ COMO OTRAS RATIOS DE LIQUIDEZ DEL MERCADO.

2.2.2.1 ESTRUCTURA DE NEGOCIACIÓN DEL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL

La estructura de negociación, desde 2010 hasta 2018, del mercado a plazo del MIBEL se refleja en el siguiente gráfico.

Gráfico 32. Estructura del Mercado a Plazo MIBEL (%; TWh). 2010 – 2018⁴³



Fuente: elaboración propia a partir de datos OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC y estimación del OTC no registrado sobre contratos SPEL.

Se observa un peso significativo del volumen negociado de productos MIBEL en el mercado no organizado (OTC), destacando el aumento del peso OTC registrado en CCPs y la disminución del peso del OTC no registrado desde 2010.

Entre 2015 y 2018, se constata que las operaciones OTC registradas en CCPs fueron superiores al OTC no registrado, así como al volumen negociado en el mercado organizado. Cabe señalar que el volumen OTC no registrado corresponde a datos estimados para los contratos con subyacente el precio de contado de la zona española (SPEL) del MIBEL.

En el año 2018, el 13,5% del volumen negociado sobre productos MIBEL se realizó en el mercado organizado (incluyendo la negociación en mercados y en mecanismos regulados), del cual el 3,5% fue negociado en el mercado regulado gestionado por OMIP, el 3,4% en el mercado regulado gestionado por EEX, y el 6,6% en mecanismos regulados (subastas PRE e IPE). El 86,5% restante se negoció en el mercado no organizado, con el siguiente reparto: el 73% se registró en CCPs y el 13,5% restante correspondió a OTC no registrado.

En concreto, el volumen negociado en los mercados regulados ("OMIP - Continuo" y "EEX"), que en 2010 alcanzó el 8% (25 TWh), en 2018 se situó en un 6,9% (11,8 TWh). Cabe señalar que en 2015 se produjo una disminución del volumen negociado en comparación con 2010, aunque esta tendencia también se observa respecto al volumen total negociado sobre productos MIBEL. Así, mientras que en 2010 el volumen total negociado se situó en 311 TWh, en 2018 disminuyó hasta 172 TWh.

⁴³ Ponderado por el volumen negociado sobre productos MIBEL.

En lo que se refiere a la evolución del peso de los mecanismos regulados sobre la negociación total de productos MIBEL, cabe destacar que, las subastas CESUR (que se celebraron hasta 2013), acapararon alrededor del 9% del volumen total negociado entre 2010 y 2012, reduciéndose en 2013 el volumen negociado a través de este mecanismo a un 4,5% (en parte justificado por la cancelación de la subasta CESUR de diciembre de 2013).

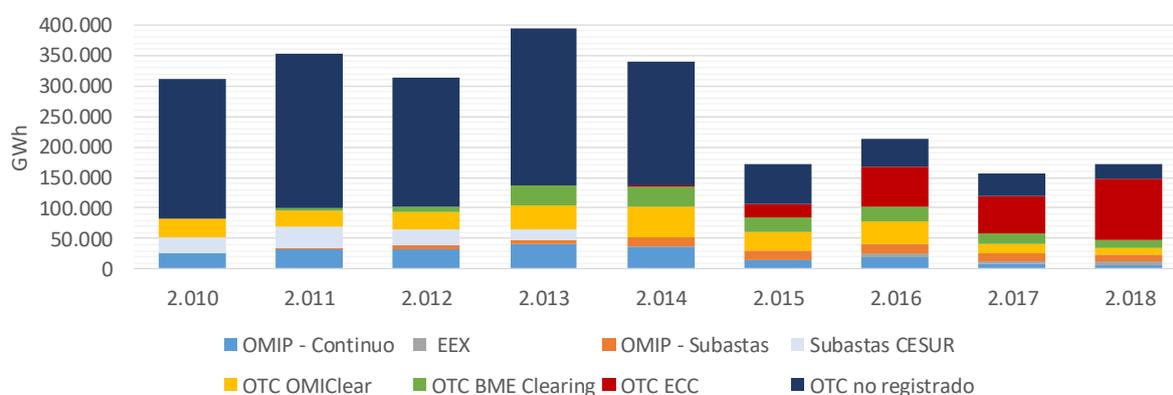
Por el contrario, se observa una tendencia alcista en los volúmenes OTC registrados en CCPs (“OTC OMIClear”, “OTC BME Clearing” y “OTC ECC”), al haber pasado de un 9% (29 TWh) del volumen total negociado en 2010, a un 73% (125 TWh) en 2018.

En cuanto al OTC no registrado, se observa una disminución del mismo sobre el volumen total negociado, pasando de un 73% (228 TWh) en 2010 a un 13% (23 TWh) en 2018.

2.2.2.2 EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO DEL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL

En el siguiente gráfico se refleja la evolución del volumen de negociación en el mercado a plazo del MIBEL desde 2010 a 2018.

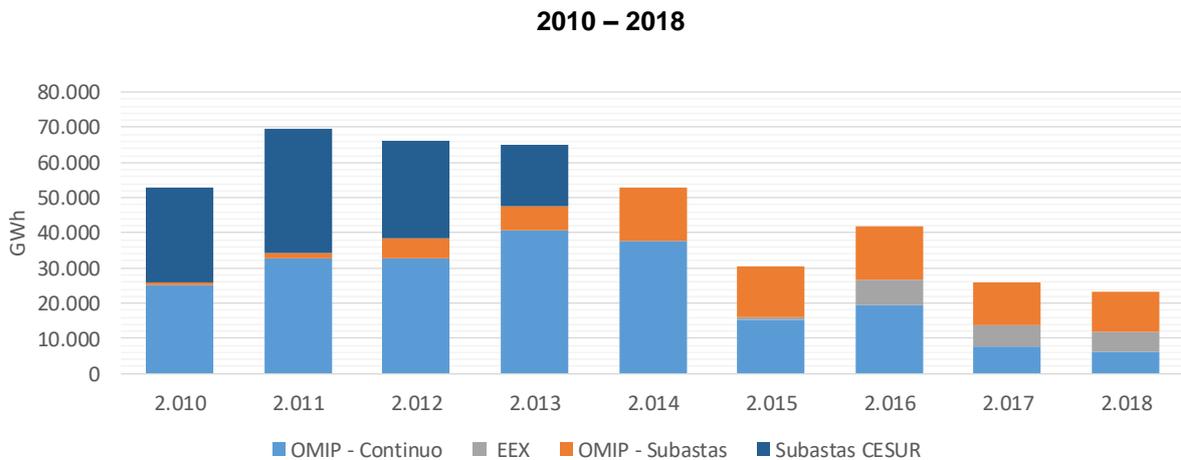
Gráfico 33. Evolución de la negociación en el mercado a plazo del MIBEL (GWh). 2010 – 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC y estimación del OTC no registrado sobre contratos SPEL

En términos generales, se observa que el mayor volumen de negociación del periodo se alcanzó en el año 2013, con 393 TWh, lo que supuso un incremento del 25% respecto al volumen negociado en el año 2012. Por su parte, el nivel de negociación más bajo del periodo se contabilizó en el año 2017 (156 TWh). En 2018, el volumen total negociado se elevó a 172 TWh, un 10% más que lo negociado en 2017.

Gráfico 34. Evolución de la negociación en el mercado organizado (GWh).



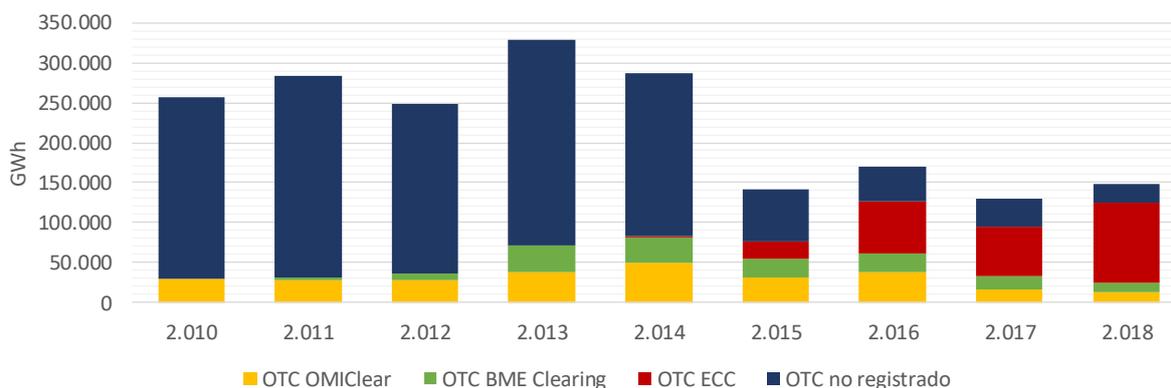
Fuente: elaboración propia a partir de datos OMIP, OMIClear y OMIE

En el mercado continuo de OMIP, en el año 2013 se alcanzó el mayor volumen negociado (41 TWh), con un crecimiento del 25% respecto al año 2012 (33 TWh) y un crecimiento del 62% en comparación con el volumen negociado en 2010 (25 TWh). En 2018, el volumen negociado en el mercado continuo de OMIP (6 TWh) se redujo un 22% respecto a la cifra alcanzada en el año 2017.

En el mercado de derivados gestionado por EEX, aunque la negociación sobre productos MIBEL se inició en febrero de 2015, ésta ha mostrado una tendencia creciente hasta situarse en 5,8 TWh en 2018, lo que supone el 4% del volumen total negociado sobre productos MIBEL.

Respecto al volumen negociado a través de mecanismos regulados, hasta 2018 se han celebrado a través de la plataforma de negociación gestionada por OMIP dos subastas: (i) desde diciembre de 2011, la subasta de la PRE y, (ii) desde diciembre de 2013 hasta septiembre de 2018, la subasta armonizada a nivel ibérico de derechos financieros de utilización de la capacidad de interconexión entre Portugal y España, denominados FTRs. La negociación a través de estos mecanismos se situó en 2018 en 11,4 TWh.

Gráfico 35. Evolución de la negociación en el mercado no organizado (GWh). 2010 – 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC y estimación del OTC no registrado sobre contratos SPEL

El volumen de operaciones OTC registradas en OMIP, para su posterior compensación en OMIClear (“OTC OMIClear”), alcanzó un valor de 12,4 TWh en 2018, con un descenso del 20% respecto a 2017 (15,6 TWh).

Adicionalmente, entre 2014 y 2018, el volumen OTC registrado en OMIP fue superior al volumen de la negociación en continuo, al contrario que durante el periodo comprendido entre 2011 y 2013.

En cuanto al OTC registrado en MEFF, para su posterior compensación en BME Clearing (“OTC BME Clearing”), se observa un significativo incremento, al haber pasado de 4 TWh en 2011 (año en el que se inició el registro de productos MIBEL) hasta 12,3 TWh en 2016. En 2013 se alcanzó el mayor volumen de registro de contratos OTC en BME Clearing (33 TWh), con un incremento del 292% respecto a 2012 (9 TWh).

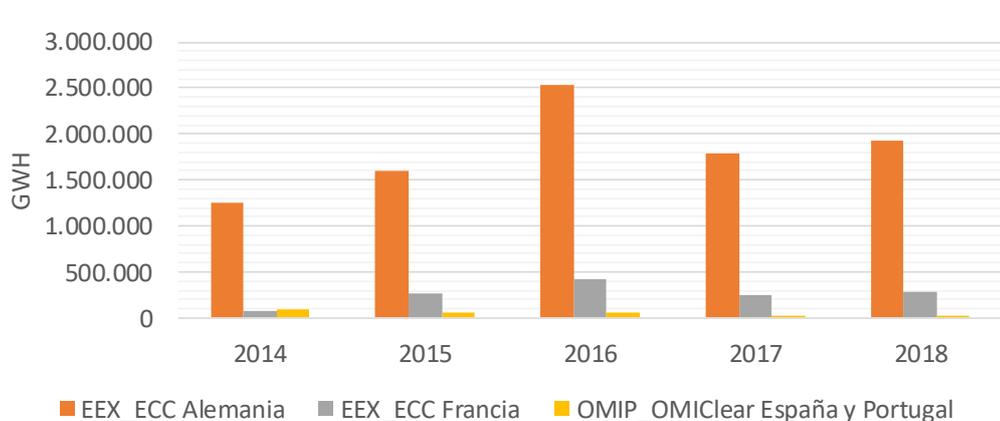
El volumen OTC registrado en EEX, para su posterior compensación a través de ECC (“OTC ECC”), se situó en 2014 (en febrero de ese año se inició el registro de OTC sobre productos MIBEL en EEX-ECC) en 1,6 TWh, y en 2018 alcanzó un volumen de 100,6 TWh.

Por último, la evolución del volumen OTC no registrado alcanzó un volumen máximo en 2013 (257 TWh). En 2018, el volumen OTC no registrado se situó en 23 TWh, siendo el valor más bajo de todo el periodo de análisis.

2.2.2.3 COMPARATIVA DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL CON LOS MERCADOS A PLAZO ALEMÁN Y FRANCÉS

En el gráfico siguiente se muestra el volumen negociado en OMIP ("OMIP - continuo" y "OTC OMIClear") sobre productos MIBEL, así como el volumen negociado en EEX ("EEX" y "OTC ECC") sobre instrumentos financieros derivados cuyo subyacente son los precios de la electricidad en Alemania y en Francia. Debe señalarse que los volúmenes reflejados se refieren sólo a los contratos con periodo de entrega mensual, trimestral y anual.

Gráfico 36. Evolución de la negociación en los mercados a plazo del MIBEL, Alemania y Francia (GWh). 2014 – 2018⁴⁴



Fuente: elaboración propia a partir de datos OMIP, OMIClear y EEX-ECC

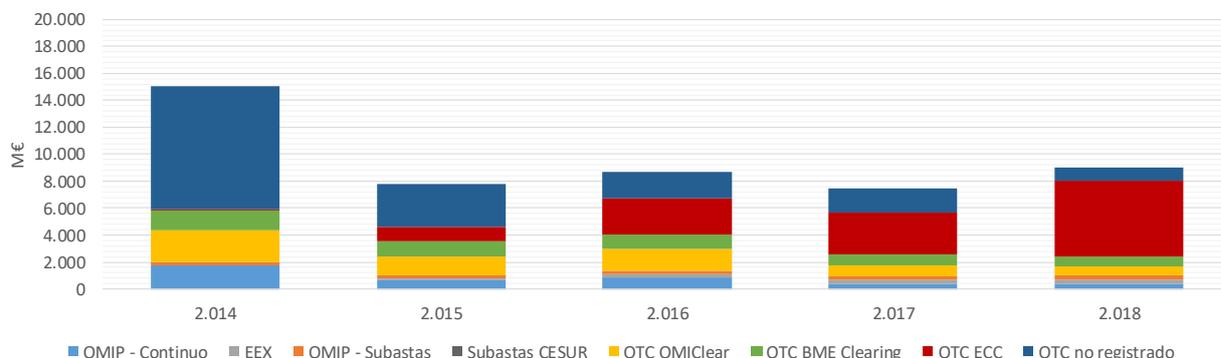
La negociación en el mercado a plazo sobre instrumentos derivados con subyacente el precio de la electricidad en Alemania fue superior a la negociación sobre los productos equivalentes en el mercado francés (7 veces superior en 2018) y en el MIBEL (106 veces superior en 2018). En 2018, el mercado a plazo sobre instrumentos derivados con subyacente el precio de contado de la electricidad en Alemania y en Francia registró un incremento del 7% y del 13%, respectivamente, en relación a 2017. Por su parte, la negociación de contratos equivalentes en el MIBEL experimentó un descenso del 20% en el mismo periodo.

2.2.2.4 EVOLUCIÓN DEL VALOR ECONÓMICO DE LA NEGOCIACIÓN EN EL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL

En el gráfico siguiente se recoge la evolución del valor económico de la negociación en el mercado a plazo del MIBEL desde 2014 hasta 2018.

⁴⁴ Incluye el volumen de negociación de contratos de derivados con horizonte de liquidación mensual, trimestral y anual, con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en ECC), y con subyacente el precio de contado en España (registrados en OMIClear).

Gráfico 37. Evolución del valor económico de la negociación en el mercado a plazo del MIBEL (M€). 2014 – 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC y estimación del OTC no registrado sobre contratos SPEL

En 2018, el valor económico de la negociación en el mercado organizado del MIBEL fue de 1.010 M€ (+4% respecto a 2017) y en el mercado no organizado ascendió a 8.038 M€ (+24% en relación a 2017), correspondiendo al OTC registrado un valor de 7.001 M€ (+150% respecto a 2017) y al OTC no registrado de 1.037 M€ (+57% en relación a 2017).

2.2.2.5 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS NEGOCIADOS EN EL MERCADO A PLAZO DEL MIBEL Y EN LOS MERCADOS A PLAZO ALEMÁN Y FRANCÉS

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de los Precios de Referencia de Negociación, calculados por los operadores de cada mercado regulado (OMIP y EEX), para los contratos de futuros con carga base cuyo subyacente son los precios de contado de la electricidad en España, Alemania y Francia. El análisis se ha realizado considerando los precios de referencia del contrato anual a un año vista (YR+1)⁴⁵, correspondientes al periodo comprendido entre 2012 y 2018.

Gráfico 38. Evolución de los Precios de Referencia de Negociación del contrato de futuro anual YR+1, con subyacente el precio de contado de la electricidad en España, Alemania y Francia. 2012 – 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos OMIP y EEX

Los Precios de Referencia de Negociación del contrato anual (YR+1) con subyacente el precio de contado de la electricidad en España fueron, en media, superiores a los de los contratos equivalentes en Francia y Alemania, representando estos últimos, en media, los precios más bajos del periodo de análisis.

2.2.3 TIPOLOGÍA DE AGENTES NEGOCIADORES

En OMIP hay tres tipos de miembros negociadores. Las entidades que actúan en el mercado por cuenta propia (introduciendo ofertas exclusivamente para sí mismos o para entidades con las que tienen una relación de dominio o de grupo), las entidades que actúan por cuenta de terceros (introduciendo ofertas exclusivamente por cuenta de sus clientes) y por cuenta propia y de terceros (introduciendo ofertas tanto por cuenta propia como en nombre de sus clientes).

⁴⁵ El Precio de Referencia de Negociación (PRN) de los contratos anuales corresponde al PRN calculado por los operadores de mercado para el contrato anual con vencimiento más cercano en cada momento (YR+1). Para los días de negociación en los que no existe PRN se ha considerado el último PRN existente para el referido contrato.

Al cierre del año 2018, estaban admitidos en el mercado gestionado por OMIP 64 miembros negociadores por cuenta propia, 5 miembros por cuenta de terceros y 9 intermediarios de operaciones bilaterales⁴⁶.

2.2.4 TRANSPARENCIA EN LA NEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE DERIVADOS

MiFID II y el Reglamento (UE) 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativo a los mercados de instrumentos financieros (en adelante MiFIR) conllevan la extensión de las obligaciones regulatorias relativas a la transparencia pre-negociación y post-negociación a nuevos instrumentos financieros como los derivados sobre materias primas y, también a nuevos centros de negociación distintos de los mercados regulados, como los SMN, los SOC así como los internalizadores sistemáticos.

Como novedad, MiFIR introduce la obligación de publicación de operaciones negociadas OTC (Título III, artículo 21). Las empresas de servicios de inversión que negocien de esta manera darán cumplimiento a esta obligación a través de proveedores de servicios de suministro de datos específicos, en concreto a través de los agentes de publicación autorizados (APA).

Transparencia pre-negociación:

Alcance de la obligación: se deberán hacer públicas las cotizaciones de oferta y demanda, así como la profundidad de las posiciones. Esta obligación será calibrada para los diferentes centros de negociación, debiendo hacerse públicas también las indicaciones de interés ejecutables.

Exenciones a la transparencia pre-negociación (waivers):

- a) Procedimiento para su autorización: MiFID II y MiFIR reconocen la posibilidad de que los centros de negociación soliciten a la autoridad nacional competente la aplicación de exenciones (waivers) a la obligación general de transparencia pre-negociación en caso de que concurran determinadas circunstancias previstas por la normativa. La nueva normativa prevé que antes de la autorización de la aplicación de una exención por parte de la autoridad competente, ESMA emita un dictamen no vinculante sobre la compatibilidad de la misma con la normativa.

- b) Modalidades de las exenciones a la transparencia pre-negociación (waivers): Las modalidades de exenciones que pueden concederse son las siguientes:
 - Exenciones para órdenes de elevado tamaño o a la espera de publicación en sistemas de gestión de órdenes;
 - Exenciones para indicaciones de interés ejecutables en sistemas de cotización bajo petición (Request For Quote o RFQ) o sistemas de negociación de viva voz cuando se supere un volumen específico, y

⁴⁶ Entidades que, estando admitidas como participantes de mercado, pueden enviar a registro operaciones bilaterales entre miembros negociadores, sujetas a confirmación por parte de estos. Fuente: Informe Anual de OMIP de 2018.

- Exenciones para aquellos instrumentos que no tienen un mercado líquido.

Transparencia post-negociación. Autorización de publicación diferida

Alcance de la obligación: la obligación de transparencia post-negociación consiste en hacer públicos el precio, el volumen y la hora de ejecución de las operaciones realizadas, según se vayan concluyendo tan pronto como técnicamente sea posible, con un retardo máximo de 15 minutos (5 minutos a partir de 2021).

Autorización de publicación diferida: MiFID II y MiFIR permiten la posibilidad de que las autoridades competentes autoricen en su jurisdicción la realización de un aplazamiento de la publicación de los datos en los siguientes tipos de operaciones:

- Operaciones de elevado volumen para el instrumento o categoría de instrumento de que se trate;
- Operaciones relacionadas con un instrumento o categoría de instrumentos financieros para los que no existe un mercado líquido; u
- Operaciones cuyo volumen supere un tamaño específico para el instrumento de que se trate, que exponga a los proveedores de liquidez a un riesgo indebido.

Asimismo, las autoridades competentes podrán acompañar la autorización de publicación diferida de las operaciones de otras medidas, permitir un periodo de diferimiento extendido para determinados instrumentos financieros.

Respecto a las entidades financieras que ejecuten operaciones OTC, el régimen de diferimiento aplicable será también estándar (D+2).

▪ **EMIR - *European Market Infrastructure Regulation***

Desde el 12 de febrero de 2014, con el objetivo de aumentar la transparencia de las transacciones sobre derivados, las contrapartes y las cámaras de contrapartida central (CCPs) que celebren, modifiquen o rescindan un contrato de derivados, deben garantizar que los detalles de dicho contrato se notifiquen a un registro de operaciones (a más tardar el día hábil siguiente al de la celebración, modificación o resolución del contrato), con arreglo a lo previsto en EMIR. Dicha obligación de información es de aplicación a todos los contratos de derivados, con independencia de dónde se hayan ejecutado, por lo que deberán comunicarse los datos de las transacciones ejecutadas tanto en un mercado regulado como fuera de un mercado regulado (transacciones OTC)

En cuanto a las modificaciones efectuadas en EMIR, a través del Reglamento (UE) 2019/834, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de mayo de 2019, con entrada en vigor el 17 de junio de 2019, se introdujeron algunos cambios respecto a los requisitos de comunicación.

A fin de reducir la carga que la notificación de contratos de derivados extrabursátiles supone para las contrapartes no financieras exentas de la obligación de compensación, la contraparte financiera debe, como norma general, asumir la responsabilidad exclusiva, incluida la legal, de notificar, tanto en su propio nombre como en el de las contrapartes no financieras exentas de la obligación de compensación, los contratos de derivados extrabursátiles suscritos entre dichas contrapartes, y de garantizar la exactitud de los datos notificados. Con vistas a garantizar que la contraparte financiera disponga de los datos necesarios para cumplir su obligación de notificación, la contraparte no financiera debe facilitar los detalles relativos a los contratos de derivados extrabursátiles que no quepa razonablemente esperar que obren en posesión de la contraparte financiera. No obstante, las contrapartes no financieras deben tener la opción de notificar por cuenta propia sus contratos de derivados extrabursátiles. En ese caso, la contraparte no financiera debe informar de ello a la contraparte financiera y debe tener la responsabilidad, incluida la legal, de notificar los datos correspondientes y garantizar su exactitud.

A los efectos de notificación de la información, las contrapartes de las transacciones se identificarán a través del código LEI - Legal Entity Identifier -. La información notificada a los registros de operaciones se almacenará de forma centralizada y será accesible para ESMA, de las autoridades competentes, el Comité Europeo de Riesgo Sistémico y los bancos centrales pertinentes del Sistema Europeo de Bancos Centrales.

2.3 PRINCIPALES DETERMINANTES DE LOS PRECIOS A PLAZO DE LA ELECTRICIDAD

En este apartado se analiza la evolución de los principales determinantes de los precios a plazo de la energía eléctrica en España⁴⁷. En el apartado 2.3.1 se comparan los precios de contado de la energía eléctrica en España con los países de nuestro entorno (Francia y Alemania), así como los volúmenes de negociación en dichos mercados. En el apartado 2.3.2 se analizan los precios a plazo de los combustibles (Brent, gas natural y carbón) y de los derechos de emisión de CO₂, y en la sección 2.3.3 se compara el coste variable medio a plazo estimado de una CCGT y de una central térmica de carbón. Por último, en el apartado 2.3.4 se analiza la liquidez de los mercados a plazo de electricidad.

2.3.1 PRECIOS DE CONTADO Y A PLAZO EN MIBEL, FRANCIA Y ALEMANIA

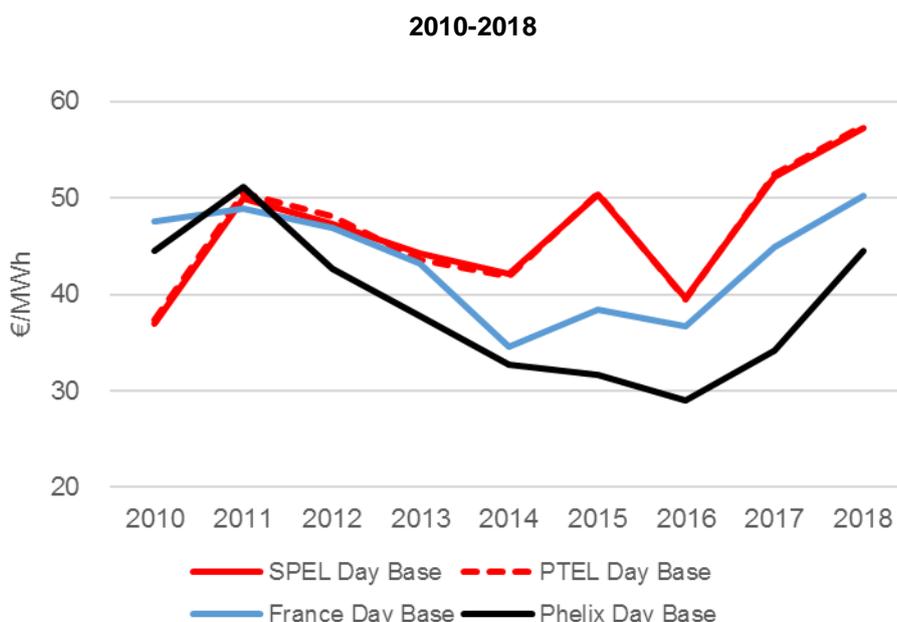
Debe tenerse en cuenta que la formación de precios entre los distintos segmentos del mercado mayorista de energía (mercados a plazo y mercados de contado, que son secuenciales en el tiempo) se encuentra relacionada. Así, adicionalmente al papel que desempeñan los mercados a plazo como mecanismo para la transferencia de riesgo entre agentes, también juegan un papel relevante en el proceso de agregación de información que permite “revelar precios”.

⁴⁷ En el mercado de derivados gestionado por OMIP cotizan también contratos con subyacente precio de contado portugués. No obstante, el grueso de la negociación se concentra en los contratos con subyacente español, registrándose un diferencial de precio reducido entre los contratos con subyacente español y portugués. Por ello, el análisis de este apartado se centra en los precios de cotización de los contratos con subyacente español.

Por otro lado, aun cuando la capacidad de interconexión entre España y Francia todavía es limitada, y aunque la correlación entre los precios de contado en Francia y Alemania⁴⁸ es mayor que la existente con los precios de contado de España⁴⁹, también existe relación entre los precios de contado españoles y los de los países de nuestro entorno. De hecho, con la implementación de la iniciativa Price Coupling of Regions (PCR), los coeficientes de correlación entre los precios del mercado diario español y los precios de los mercados francés y alemán han pasado de 0,16 y de 0,21, respectivamente, en el periodo 2010-2015, a unos valores de 0,63 y de 0,61, en 2018, respectivamente.

En el Gráfico 39, en el que se refleja la evolución de los precios de contado en España, Portugal, Francia y Alemania, se observa que desde el año 2012 los precios de contado en los mercados español y portugués se sitúan sistemáticamente por encima de los precios de contado en Alemania y en Francia, siendo el diferencial de precio mayor con el mercado alemán.

Gráfico 39. Precios medios de contado en MIBEL, Francia y Alemania.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIE y EPEX Spot

Asimismo, en el gráfico anterior se observa que, si bien en todos los mercados considerados la tendencia de los precios medios de contado fue descendente entre los años 2012 y 2014, dicha tendencia fue más pronunciada en los mercados alemán y francés. Así, en dicho periodo, el precio medio de contado en

⁴⁸ Coeficiente de correlación de 0,72 para el periodo 2010-2018.

⁴⁹ En el periodo 2010-2018 el coeficiente de correlación de los precios españoles de contado con los precios franceses fue 0,40 y con los precios alemanes se situó en 0,35.

Alemania contabilizó un descenso del 23%⁵⁰, mientras que dicho descenso en el caso del precio medio de contado francés fue del 26%⁵¹. En el caso de los mercados español y portugués, los precios medios del mercado de contado registraron descensos del 11%⁵² y del 13%⁵³, respectivamente, entre 2012 y 2014.

Por su parte, los precios medios de contado contabilizaron una tendencia ascendente en 2015 en España, Portugal y Francia, con un incremento (respecto al año 2014) del 19,4%, del 20,5% y del 11,1%, respectivamente. Por el contrario, el precio medio de contado en el mercado alemán mantuvo la tendencia descendente de los años anteriores, con un descenso del 3,4% en 2015, tendencia que se mantuvo a lo largo del año 2016 y que, asimismo, fue la mostrada por el resto de los mercados considerados. Además, cabe destacar que el descenso fue más pronunciado en España⁵⁴ y Portugal, mientras que en Francia el elevado precio medio de contado en el cuarto trimestre de 2016 suavizó el descenso que se había producido en los primeros meses del año.

Desde el año 2016 la evolución del precio medio del mercado de contado es claramente ascendente en los mercados español, portugués, francés y alemán. En 2018 el precio de contado alemán continuó por debajo del resto de mercados de contado analizados, si bien contabilizó el mayor crecimiento en el periodo 2016-2018 (+53,5%). En el caso del precio de contado en los mercados español, portugués y francés, el aumento fue de un 44,5%, 45,7% y 36,6%, respectivamente, en el periodo 2016-2018⁵⁵.

En cuanto a las cotizaciones medias de los contratos anuales con subyacente el precio de contado de España⁵⁶, desde el año 2012 se observa que, en línea con la evolución de los mercados de contado, dichas cotizaciones fueron superiores a las de los contratos anuales equivalentes en los mercados alemán y francés (véase Gráfico 40).

Asimismo, y en línea con la evolución de los precios de los combustibles, el promedio aritmético anual de las cotizaciones diarias del contrato a plazo YR+1 mostró en el periodo 2012-2016 una evolución descendente. Desde el año 2016, al igual que sucediera con la evolución del precio de contado, las

⁵⁰ En 2012 el precio medio de contado en Alemania se situó en 42,6 €/MWh, frente a un precio de 32,76 €/MWh en 2014.

⁵¹ El precio medio de contado en el mercado francés pasó de un nivel de 46,94 €/MWh en 2012 a 34,63 €/MWh en 2014.

⁵² Entre 2012 y 2014, el precio medio de contado en España pasó de 47,24 €/MWh a 42,13 €/MWh.

⁵³ El precio medio de contado portugués pasó de 48,08 €/MWh en 2012 a 41,85 €/MWh en 2014.

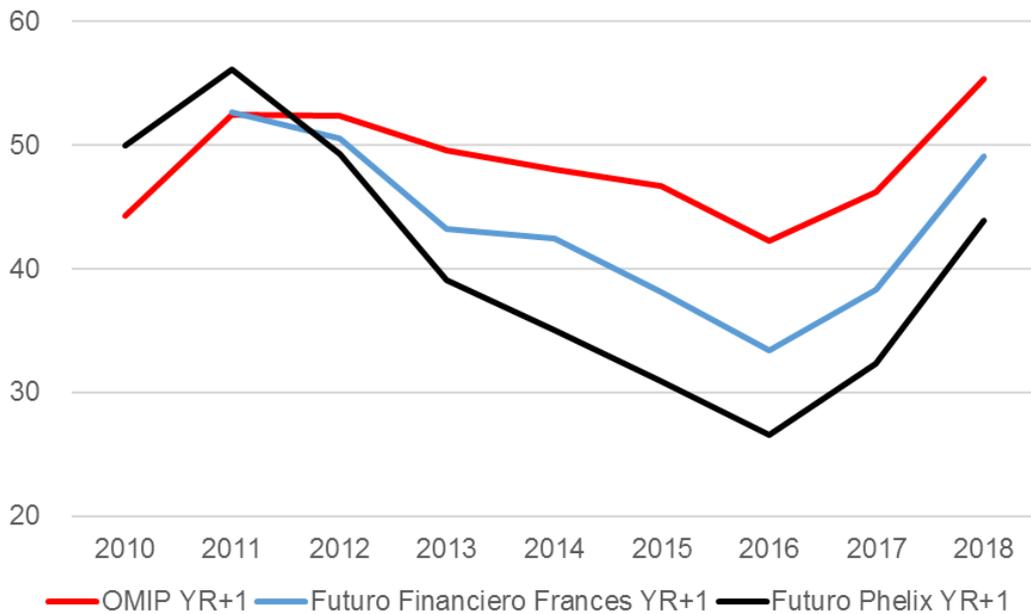
⁵⁴ Cabe mencionar que en el año 2016 el despacho de las energías renovables en el mercado diario se incrementó significativamente, registrando niveles similares a 2014, fundamentalmente por una elevada programación hidráulica durante el primer semestre del año (incremento de 40% respecto a 2015).

⁵⁵ El precio medio de contado de los mercados español, portugués, francés y alemán, alcanzó en 2018 valores de 57,29 €/MWh, 57,45 €/MWh, 50,20 €/MWh y 44,47 €/MWh, respectivamente.

⁵⁶ En el mercado organizado de OMIP cotizan contratos con subyacente los precios de contado español y portugués. No obstante, la negociación se concentra en los contratos con subyacente español. La reducida diferencia de precio entre el subyacente español y portugués podría ser una de las razones que explique que la liquidez se concentre en los productos con subyacente español.

cotizaciones medias de los contratos anuales (YR+1) con subyacente español, francés y alemán registraron una clara tendencia ascendente.

Gráfico 40. Promedio aritmético anual de las cotizaciones diarias del contrato a plazo YR+1 con subyacente precio de contado en España, Alemania y Francia. 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP y EEX

El Cuadro 16 muestra el promedio, la mediana, el máximo, el mínimo y la desviación típica anuales de las cotizaciones diarias del contrato a plazo YR+1 con subyacente precios de contado de España, Francia y Alemania.

Para el periodo 2010-2018, el promedio aritmético de las cotizaciones diarias del contrato con liquidación a un año vista, con subyacente el precio de contado español, fue superior al promedio aritmético de las cotizaciones diarias de los contratos equivalentes con subyacente francés y alemán (48,58 €/MWh en el mercado español, frente a 42,3 €/MWh y 40,32 €/MWh en Francia y en Alemania, respectivamente), en línea con el precio medio de contado español que fue también superior a los precios medios de contado en los mercados francés y alemán. En particular, el promedio aritmético de las cotizaciones diarias del contrato a plazo anual, con subyacente el precio de contado español, fue un 14,8% y un 20,5% superior al promedio de las cotizaciones diarias de los contratos anuales a plazo equivalentes en los mercados francés y alemán, respectivamente, mientras que el precio medio del mercado diario en España fue un 7,3% y un 21% superior al precio medio en los mercados francés y alemán, respectivamente. Por tanto, la contratación a plazo, a través de contratos a un año vista, fue en términos relativos más cara que la contratación en el mercado de contado en España que en Francia, y similar si la comparativa se realiza entre el mercado español y el alemán.

En 2011, el promedio aritmético de las cotizaciones diarias del contrato a plazo anual con subyacente el precio de contado de España con liquidación en 2012 ascendió a 52,47 €/MWh, en línea con el contrato equivalente con subyacente el precio de contado francés (52,69 €/MWh) e inferior a la cotización del contrato equivalente con subyacente alemán (56,1 €/MWh). Entre 2012 y 2016 los promedios aritméticos de las cotizaciones diarias del contrato a plazo anual con liquidación al año siguiente, con subyacente precio de contado de España, Francia y Alemania, fueron descendiendo progresivamente, hasta situarse en 2016 (para el contrato anual con liquidación en 2017) en 42,31 €/MWh, 33,37 €/MWh y 26,61 €/MWh, en los mercados español, francés y alemán, respectivamente. En 2017 y 2018, el promedio aritmético de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo anuales considerados mostraron una tendencia alcista, situándose en 55,32 €/MWh, 49,05 €/MWh y 43,94 €/MWh, en España, Francia y Alemania, respectivamente, para el contrato anual con liquidación en 2019.

Asimismo, se observa que para el periodo 2010-2018 la volatilidad anual de las cotizaciones de los contratos anuales con subyacente el precio de contado español durante el año previo a su liquidación, en términos de su desviación típica, osciló en el rango (0,82 €/MWh; 5,02 €/MWh), inferior a la volatilidad anual de los contratos con subyacente precio de contado francés (0,67 €/MWh; 7,43 €/MWh) y alemán (0,85 €/MWh; 7,37 €/MWh) (véase Cuadro 16).

Cuadro 16. Estadísticos descriptivos de las cotizaciones diarias del contrato a plazo YR+1 con subyacente precio de contado en España, Alemania y Francia. Periodo 2010-2018⁵⁷

Año	Estadísticos	OMIP YR+1	Futuro Financiero Francés YR+1	Futuro Phelix YR+1
2010-2018*	Media	48,58	42,3	40,32
	Mediana	48,03	42	37,56
	Máximo	64,4	62,58	60,68
	Mínimo	38,5	25,53	20,85
	Desviación Típica	3,95	6,64	10,43
2010	Media	44,25	-	49,94
	Mediana	45,15	-	49,91
	Máximo	49,55	-	55,13
	Mínimo	38,5	-	45,19
	Desviación Típica	2,42	-	2,23
2011	Media	52,47	52,69	56,1
	Mediana	52,99	52,45	56,73
	Máximo	54,65	54,47	60,68
	Mínimo	47,4	51,43	50,84
	Desviación Típica	1,79	0,84	2,66
2012	Media	52,33	50,56	49,24
	Mediana	52,25	50,25	48,84
	Máximo	55,5	54,5	54,33
	Mínimo	49,4	47,18	45,07
	Desviación Típica	1,37	1,38	2,21
2013	Media	49,62	43,22	39,05
	Mediana	49,4	42,97	38,35
	Máximo	56	47,8	45,26
	Mínimo	46,35	41,53	36,25
	Desviación Típica	2,27	1,35	2,11
2014	Media	48,07	42,41	35,08
	Mediana	47,95	42,58	34,8
	Máximo	50,85	43,5	36,9
	Mínimo	45,88	40,03	32,87
	Desviación Típica	0,82	0,67	0,85
2015	Media	46,72	38,13	30,94
	Mediana	46,95	38,43	31,55
	Máximo	49,13	41,55	33,97
	Mínimo	44,2	33,5	26,61
	Desviación Típica	1,08	1,56	1,46

⁵⁷ Para el futuro financiero francés YR+1 el periodo de análisis es 2011-2018.

Año	Estadísticos	OMIP YR+1	Futuro Financiero Francés YR+1	Futuro Phelix YR+1
2016	Media	42,31	33,37	26,61
	Mediana	42,15	32,01	26,29
	Máximo	46	49,62	35,51
	Mínimo	39,7	25,53	20,85
	Desviación Típica	1,47	6,28	3,62
2017	Media	46,22	38,28	32,38
	Mediana	45	36,87	31,12
	Máximo	53,38	44,25	38,19
	Mínimo	42,3	33,39	28,01
	Desviación Típica	3,13	3,05	2,95
2018	Media	55,32	49,05	43,94
	Mediana	55,1	48,7	43,65
	Máximo	64,4	62,58	56,65
	Mínimo	48,25	38,7	32,75
	Desviación Típica	5,02	7,43	7,37

*2011-2018 para el Futuro financiero francés YR+1

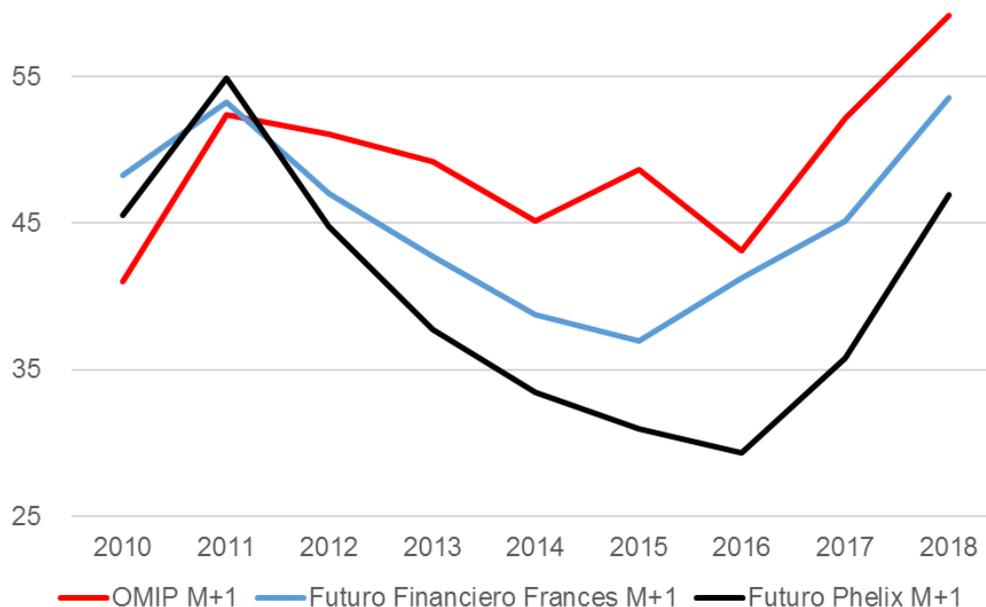
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP y EEX

La estrategia de adquirir un contrato anual es equivalente a adquirir cuatro contratos trimestrales o doce contratos mensuales que se liquiden en el mismo horizonte temporal. Las fórmulas de valoración de derivados financieros se basan en el hecho de que, en equilibrio, no pueden existir oportunidades de arbitraje⁵⁸. Por tanto, los factores estocásticos que afectan a las cotizaciones de los contratos mensuales, anuales y trimestrales son comunes y las cotizaciones difieren por factores estacionales. En este sentido, la volatilidad de las cotizaciones de los contratos anuales revela la variabilidad de los factores estocásticos que son comunes también a contratos mensuales y trimestrales.

⁵⁸ Los mercados a plazo de contratos eléctricos en España, Francia y Alemania son eficientes en el sentido de que no existen ganancias de arbitraje.

En el periodo comprendido entre 2010 y 2018, la cotización del último día de negociación de los contratos mensuales ascendió, en media, a 49,09 €/MWh en España, 39,91 €/MWh en Alemania y 43,51 €/MWh en Francia (véase Gráfico 41). Desde 2012, las cotizaciones medias de los contratos mensuales en España han sido superiores a los de Alemania y Francia, en línea con la evolución del precio de contado.

Gráfico 41. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales medias en España, Alemania y Francia (2010-2018)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP y EEX

Desde el año 2016, se observa un incremento en la cotización del último día de mes de los contratos mensuales en los tres mercados analizados (tendencia ya iniciada en 2015 en el caso de Francia). El incremento registrado en la cotización del citado producto para los mercados español, francés y alemán fue del 37,4%, 29,8% y 59,9%, respectivamente, en el periodo 2016-2018.

2.3.2 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES Y DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

En este apartado se presenta la evolución general de los precios de contado y de las cotizaciones a plazo de los combustibles (Brent, carbón y gas natural), así como de los derechos de emisión de CO₂, desde el 1 de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2018.

Con carácter general, todas las referencias de precios de los combustibles (tanto de contado como a plazo) mostraron una tendencia descendente entre 2013 y 2016, produciéndose un claro cambio de tendencia en la evolución de dichas cotizaciones durante el periodo 2016-2018.

Así, si bien desde el año 2013 y hasta diciembre de 2016, el promedio aritmético del precio de contado del Brent registró un descenso del 51,6%, y el del gas natural en NBP contabilizó una caída del 49,1%, en el periodo comprendido entre 2016 y 2018 las citadas referencias de contado experimentaron un ascenso del 80% en el caso del Brent (pasando de 39,61 \$/Bbl en 2016 a 71,31 \$/Bbl en 2018) y del 74,5% en el caso del gas natural en NBP (pasando de 11,82 £/MWh en 2016 a 20,62 £/MWh en 2018).

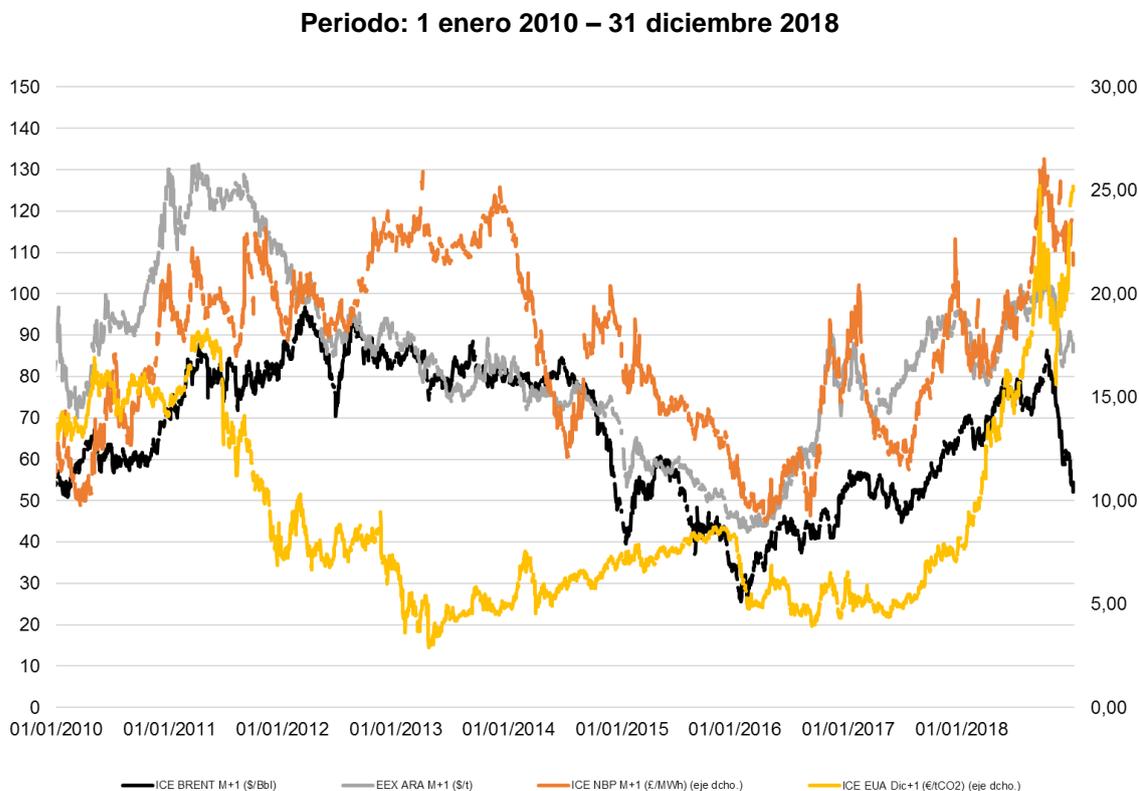
Entre 2013 y 2016, las referencias a plazo de los combustibles cotizaron igualmente a la baja, registrándose descensos del 50,1%, 47,4% y 27,7% para los contratos con entrega a un mes vista de Brent, gas natural (NBP) y carbón (EEX ARA). Asimismo, las referencias a plazo de los citados combustibles, con liquidación a un año vista, registraron descensos significativos entre 2013 y 2016 (-42,3% en el Brent, -43,3% en el gas natural en NBP y -39,6% en el carbón EEX ARA).

Por el contrario, al igual que las referencias de contado, en el periodo 2016-2018, los precios de los contratos a plazo sobre combustibles experimentaron fuertes incrementos. Las cotizaciones (promedio aritmético anual) de los contratos con entrega a un mes vista de Brent, gas natural en NBP y carbón EEX ARA aumentaron un 75,4%, 68% y 55,2%, respectivamente, en el citado periodo.

Las cotizaciones de los contratos con entrega a un año vista, de petróleo Brent, gas natural NBP y carbón EEX ARA mostraron, asimismo, una tendencia alcista en el periodo 2016-2018, incrementándose un 53,8% en el caso del Brent, un 44,6% en el caso del gas natural en NBP y un 62,6% en el caso del carbón EEX ARA.

En el periodo 2016-2018, las cotizaciones de los derechos de emisión de CO₂ aumentaron significativamente respecto al promedio registrado en el periodo comprendido entre 2013 y 2016 (en el que también mostraron una tendencia alcista). Así, entre 2013 y 2016 el incremento del precio promedio de los derechos de emisión de CO₂ se situó en un 15,4%, mientras que en el periodo 2016-2018 dicho incremento se cifró en un 196%. En 2016, el promedio aritmético de las cotizaciones del contrato mensual de diciembre alcanzó un valor de 5,4 €/tCO₂, (4,68 €/tCO₂ en 2013), aumentando hasta 15,96 €/tCO₂ en 2018.

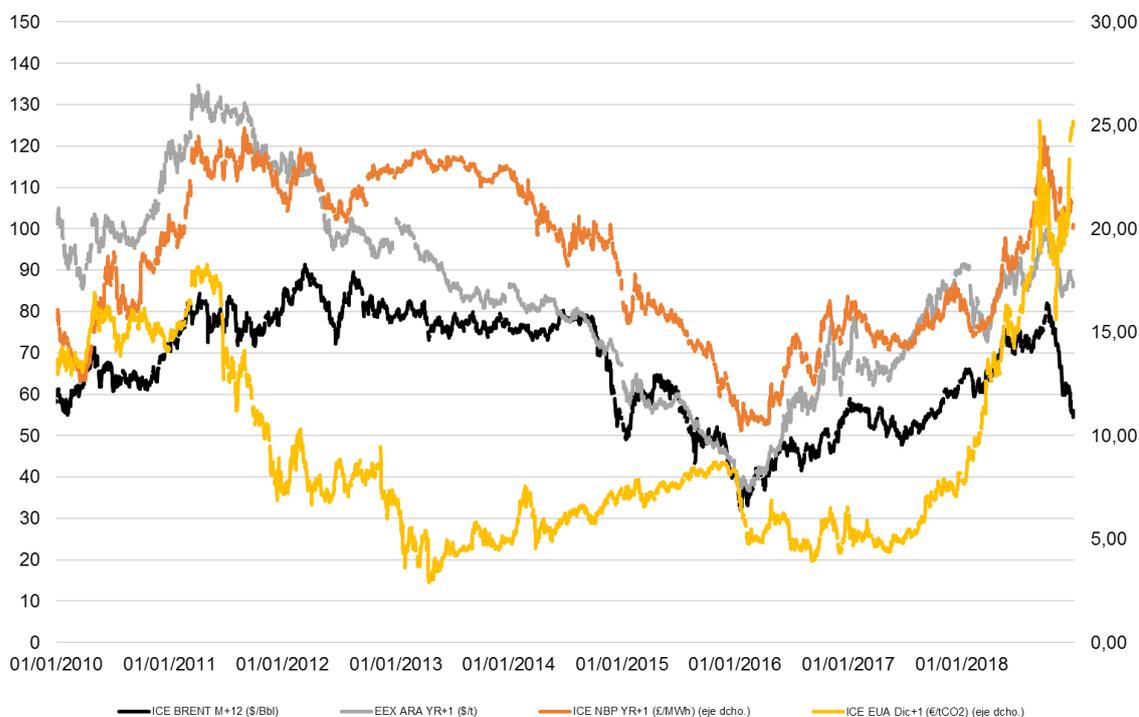
Gráfico 42. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA) con entrega al mes siguiente y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de corto plazo (a un mes vista o en año en curso). Contratos de futuros mensuales.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

Gráfico 43. Evolución de las cotizaciones de los combustibles (Brent, gas natural NBP, carbón EEX ARA) con entrega a un año vista y de los derechos de emisión de CO₂. Referencias de largo plazo. Contratos de futuros anuales.

Periodo: 1 enero 2010 – 31 diciembre 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, ICE y BCE

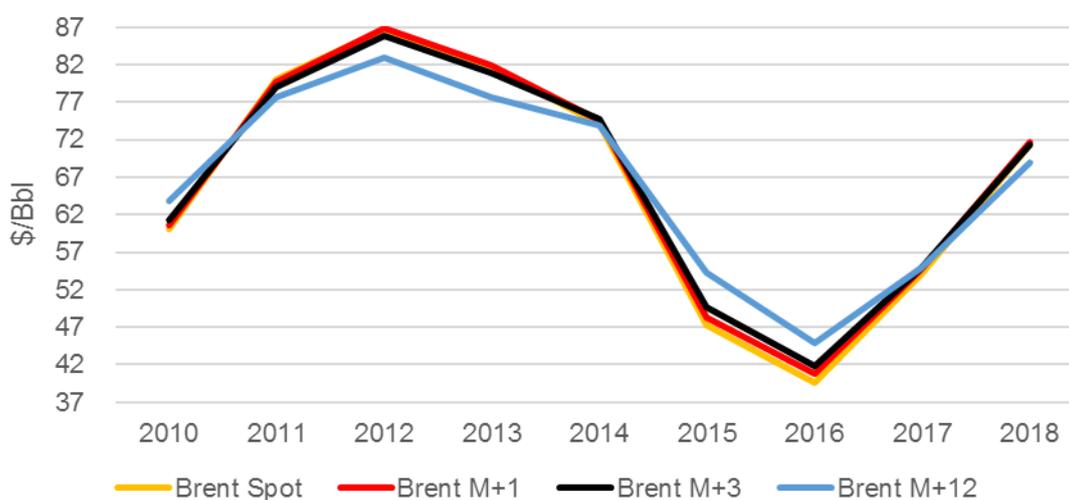
Por lo que respecta a la volatilidad (desviación típica), esta aumentó entre 2016 y 2018 tanto para las referencias de contado y a plazo del Brent y del gas natural en NBP, como para los derechos de emisión de CO₂. Por su parte, descendió significativamente la volatilidad de las cotizaciones a plazo del carbón EEX ARA en dicho periodo.

Así, entre 2016 y 2018, la desviación típica de las cotizaciones a plazo de los contratos con entrega a un mes vista del Brent aumentó en torno a 0,48 \$/Bbl, la del gas natural en NBP 0,32 €/MWh y la de los derechos de emisión de CO₂ 3,78 €/tCO₂. En el caso del carbón, la desviación típica de dichas cotizaciones se redujo en 7,4 \$/t entre 2016 y 2018.

Evolución de las cotizaciones del petróleo Brent

Desde el año 2012 y hasta el año 2016, la evolución de los precios de contado y de las cotizaciones a plazo del Brent⁵⁹ fue descendente. Por el contrario, en los años 2017 y 2018 los precios de referencia (de contado y a plazo) del Brent evolucionaron al alza. En el Gráfico 44 se refleja el promedio anual aritmético del precio de contado y de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo del petróleo con entrega a un mes, a tres meses y a doce meses, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2018.

Gráfico 44. Promedio aritmético de los precios de contado y de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo del Brent (\$/Bbl). 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Intercontinental Exchange ICE y Reuters

El promedio del precio de contado del crudo Brent alcanzó en 2012 un valor máximo de 86,73 \$/Bbl, iniciando a partir de ese año una senda descendente, hasta situarse en un valor mínimo de 39,61 \$/Bbl en 2016. Por su parte, las cotizaciones a plazo (a un mes, tres y doce meses vista) mostraron una evolución similar, situándose la cotización promedio del contrato con entrega a 12 meses, en 2016, en un mínimo de 44,81 \$/Bbl.

Entre 2017 y 2018, los precios de contado y a plazo de los contratos sobre petróleo Brent mostraron un incremento significativo. Así, en 2018 el precio promedio de contado del Brent se situó en 71,31 \$/Bbl, y el del contrato a plazo con entrega a un año vista se situó en 68,94 \$/Bbl.

⁵⁹ Precios del crudo Brent en Intercontinental Exchange (ICE) y en Reuters.

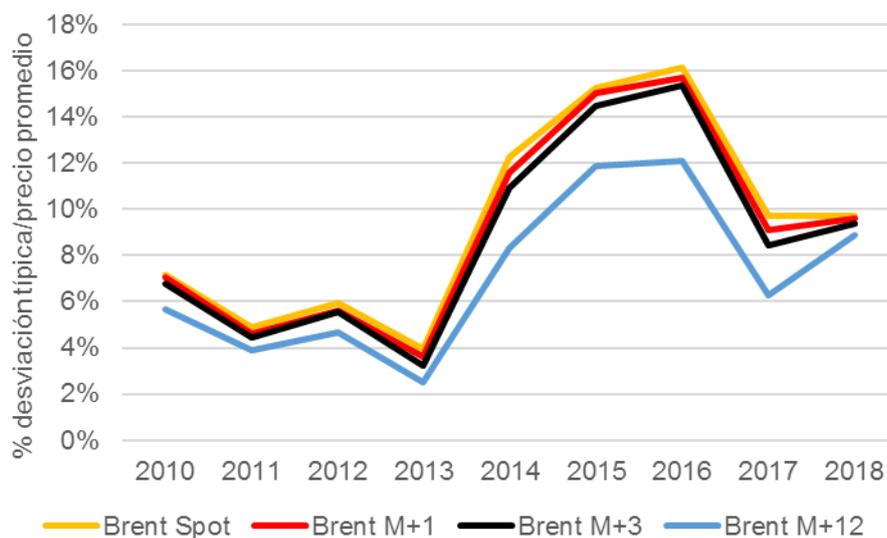
Entre los factores que explicarían la evolución bajista registrada por los precios del crudo Brent, entre 2012 y 2016, cabría mencionar, entre otros, el aumento de las reservas de petróleo (agudizado por el levantamiento de sanciones a Irán respecto a su capacidad de producción), la negativa evolución de la economía mundial (incluida la de países emergentes como China) o la estabilidad respecto al mantenimiento de la oferta por parte de la OPEP. No obstante, el 30 de noviembre de 2016, la OPEP acordó en Viena el primer recorte de la producción desde 2008. En particular, acordó reducir la producción del cártel en 1,2 millones de barriles diarios. Asimismo, el 10 de diciembre de 2016, los miembros de la OPEP y los países productores fuera del cártel acordaron, también en Viena, que dichos países contribuyesen con otros 600 mil barriles diarios al recorte de la producción.

Así, a partir de 2016 se inició una tendencia alcista en los precios de crudo, que continuó hasta septiembre de 2018, observándose para el último trimestre del año una tendencia descendente en las cotizaciones de contado y a plazo del Brent. A esta tendencia descendente habrían contribuido, entre otros aspectos, la salida de EE.UU. del acuerdo nuclear con Irán, que tendría como consecuencia una reducción de las exportaciones de petróleo de dicho país, pasando de 2,5 millones de barriles diarios a 1 millón de barriles diarios, el fuerte aumento de la producción por parte de Arabia Saudí y otros grandes productores, para compensar la reducción de la producción por motivos técnicos de países como Venezuela, Libia y Angola, así como las previsiones de ralentización de la economía mundial (especialmente de China, que es el mayor importador de petróleo del mundo).

Si bien los precios de contado y a plazo del Brent mostraron una evolución descendente entre 2013 y 2016, su desviación típica (en términos porcentuales sobre el promedio aritmético) aumentó en dicho periodo. Así, la volatilidad media del precio de contado del Brent pasó del 3,9% en 2013 al 16,1% en 2016.

En los años 2017 y 2018, el aumento de las cotizaciones del Brent fue acompañado de una reducción de la volatilidad media para dicho periodo. De este modo, la desviación típica (en términos porcentuales sobre el promedio aritmético) del precio de contado del Brent se situó en esos dos años en un 9,7%.

Gráfico 45. Volatilidad media de los precios de contado y de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo del Brent. 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Intercontinental Exchange ICE y Reuters

Los estadísticos descriptivos de los precios de contado y de las cotizaciones a plazo del Brent se recogen en el Cuadro 17. En el periodo 2010-2018 el precio medio de contado del Brent se situó en 66,1 \$/Bbl, con un valor máximo de 97,74 \$/Bbl, registrado el 13 de marzo de 2012, y un valor mínimo de 23,82 \$/Bbl, contabilizado el 20 de enero de 2016. Los estadísticos de los contratos a plazo del Brent son similares a los del precio de contado, destacando la menor volatilidad registrada en las cotizaciones de los contratos a plazo con horizonte de liquidación más lejano (la media de las desviaciones típicas del periodo 2010-2018⁶⁰, fue de 4,44 \$/Bbl en los contratos a plazo con entrega a doce meses, frente a una media de las desviaciones típicas de 5,55 \$/Bbl en los contratos con entrega a un mes vista).

⁶⁰ La desviación típica el periodo 2010-2018 se situó en 13,07 \$/Bbl, tal y como se refleja en el Cuadro 17.

Cuadro 17. Estadísticos descriptivos del precio de contado y de las cotizaciones a plazo del Brent (\$/Bbl). 2010-2018

Año	Estadísticos	Brent Spot	Brent M+1	Brent M+3	Brent M+12
2010-2018	Media	66,1	66,53	66,58	66,5
	Mediana	68,61	69,02	68,89	68,82
	Máximo	97,74	96,67	95,89	91,44
	Mínimo	23,82	25,56	26,94	31,25
	Desviación Típica	16,75	16,25	15,52	13,07
2010	Media	60,07	60,66	61,35	63,9
	Mediana	59,69	60,31	61,03	63,56
	Máximo	71,66	72,14	72,02	72,18
	Mínimo	50,63	50,83	51,64	54,99
	Desviación Típica	4,3	4,27	4,15	3,62
2011	Media	79,98	79,62	79,01	77,62
	Mediana	80,74	80,43	79,18	77,61
	Máximo	87,78	87,95	87,24	84,45
	Mínimo	69,33	69,69	69,77	70,37
	Desviación Típica	3,91	3,67	3,51	3,02
2012	Media	86,73	86,81	85,9	82,94
	Mediana	86,13	86,51	85,57	82,65
	Máximo	97,74	96,67	95,89	91,44
	Mínimo	70,37	70,43	70,87	72,14
	Desviación Típica	5,16	4,89	4,75	3,85
2013	Media	81,82	81,86	80,95	77,59
	Mediana	81,65	81,54	80,73	77,38
	Máximo	89,29	88,9	87,42	82,52
	Mínimo	73,75	74,41	74,35	73,08
	Desviación Típica	3,22	2,96	2,6	1,94
2014	Media	74,12	74,67	74,72	73,9
	Mediana	77,75	78,17	77,92	75,62
	Máximo	84,67	84,49	83,63	80,18
	Mínimo	45,28	47,22	48,34	52,25
	Desviación Típica	9,07	8,64	8,16	6,16
2015	Media	47,2	48,33	49,67	54,27
	Mediana	46,13	47,61	49,12	53,83
	Máximo	59,47	60,74	61,94	64,68
	Mínimo	32,54	32,97	34,16	39,79
	Desviación Típica	7,19	7,25	7,2	6,43
2016	Media	39,61	40,87	41,87	44,81
	Mediana	41,07	42,12	43,04	46,01
	Máximo	53,27	54,05	55,35	56,36
	Mínimo	23,82	25,56	26,94	31,95
	Desviación Típica	6,38	6,41	6,42	5,41

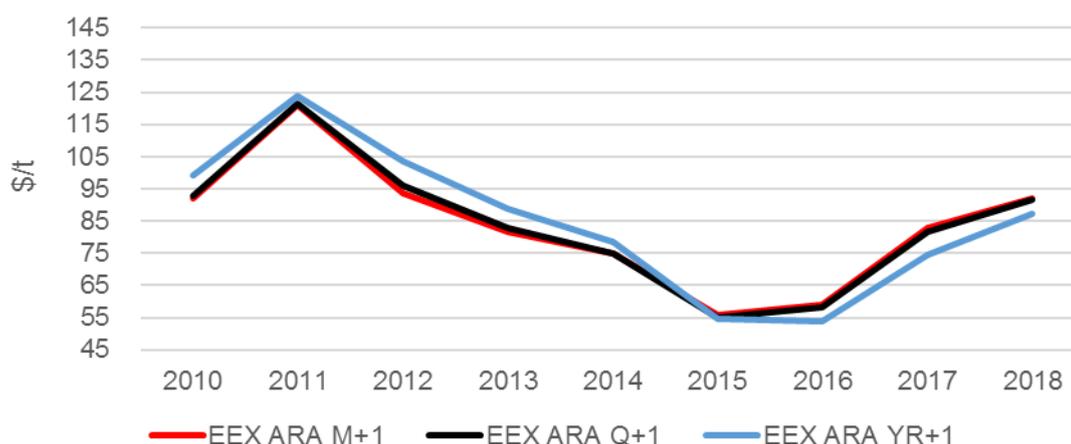
Año	Estadísticos	Brent Spot	Brent M+1	Brent M+3	Brent M+12
2017	Media	54,19	54,74	54,89	54,88
	Mediana	54,05	54,49	54,83	54,7
	Máximo	66,54	67,02	66,09	63,2
	Mínimo	44,28	44,82	45,31	47,76
	Desviación Típica	5,26	4,98	4,62	3,44
2018	Media	71,31	71,69	71,32	68,94
	Mediana	72,17	72,86	72,69	70,64
	Máximo	86,15	86,29	85,45	82,03
	Mínimo	50,21	50,47	51,02	52,38
	Desviación Típica	6,92	6,89	6,69	6,12

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Intercontinental Exchange ICE y Reuters

Evolución de las cotizaciones a plazo del carbón EEX ARA

Tras la tendencia descendente registrada por las cotizaciones a plazo sobre carbón EEX ARA⁶¹ (a un mes, tres y doce meses vista) en el periodo comprendido entre 2011 y 2015, a partir de 2016⁶² dichas referencias mostraron una tendencia general ascendente (véase Gráfico 46).

Gráfico 46. Promedio aritmético de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo del carbón EEX ARA (\$/t). 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

⁶¹ Precios del carbón cif ARA para índice API2 Argus/McCloskey en European Energy Exchange (EEX).

⁶² La excepción, las referencias a plazo sobre el carbón EEX ARA a un a un año vista, que contabilizaron un cierto estancamiento en el año 2016.

Así, mientras que en el año 2011 el promedio de la cotización diaria del contrato a plazo con entrega a un mes vista se situó en 121,20 \$/t, dicho promedio descendió hasta 55,83 \$/t en el año 2015 (-53,9% respecto a 2011), incrementándose hasta 91,81 \$/t en 2018 (+64,4% desde 2015).

Como factores explicativos de la evolución descendente mostrada por las cotizaciones a plazo del carbón EEX ARA entre 2011 y 2015, cabría mencionar, entre otros, la evolución descendente del precio del crudo Brent, el descenso global de la demanda de esta fuente energética (en competencia con otros combustibles⁶³), la existencia de reservas (amplios inventarios en Europa y aumento de los cargamentos procedentes de Estados Unidos), o la competencia entre carbones de diferentes procedencias para el suministro en los puertos ARA (a modo de ejemplo, entre carbón sudafricano y colombiano). A partir de 2016⁶⁴, se inició un incremento de los precios de referencia de los contratos a plazo, en el que habrían influido la reducción de la producción mundial de carbón, especialmente en China (productor del 50% del carbón mundial), y el incremento de la demanda en India (segundo mayor demandante de carbón a nivel mundial).

Las tendencias hacia el consumo de combustibles menos emisores o el repunte del precio de los derechos de emisión podrían presionar a la baja el precio de las cotizaciones de carbón. No obstante, grandes consumidores de carbón a nivel mundial, como China e India, continúan manteniendo el carbón como elemento clave de su mix energético. A esto hay que añadir un elevado volumen de reservas probadas de carbón que supondrían un abastecimiento de 80 años para el caso de China y 135 años a nivel mundial.

En el Gráfico 47 se refleja la evolución de las referencias de precio del carbón en los mercados europeo, pacífico y africano. En dicho gráfico, se observa que a partir del año 2017 aumentó el diferencial de precio entre las tres referencias internacionales de carbón (API#3⁶⁵, API#2⁶⁶ y API#4⁶⁷), y que, aunque las tres muestran una tendencia general alcista, esta tendencia es más pronunciada en el caso del API#3. De la evolución del índice de referencia del precio del carbón en el Pacífico (API#3) se constata que habría una mayor demanda de dicho combustible en esta zona geográfica que en Europa (cuyo índice de referencia es el API#2), toda vez que sobre la demanda europea habría incidido el efecto que el incremento del precio de los derechos de emisión de CO₂ ha tenido sobre el funcionamiento de las centrales termoeléctricas de carbón. Asimismo, que el precio del API#4 esté por encima del API#2 reflejaría, en cierto modo, una mayor demanda de carbón en el continente africano que en Europa.

⁶³ La demanda mundial de carbón descendió en 2015, por primera vez desde finales de los 90 (Fuente: World Energy Outlook 2016. Agencia Internacional de la Energía).

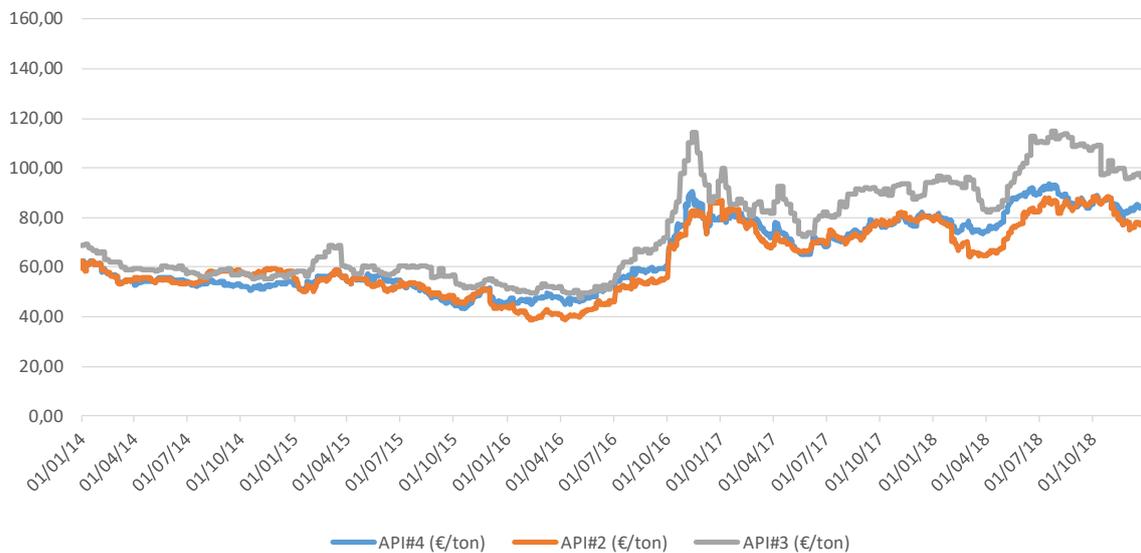
⁶⁴ Año en el que se empieza a observar un cambio de tendencia en las cotizaciones de los contratos con vencimiento más cercano (a un mes y tres meses vista)

⁶⁵ API#3: índice de precio del carbón FOB (*Free-on-Board*) de Newcastle, Australia, con un poder calorífico de referencia 6700 kcal/kg y con un contenido de azufre inferior a un 1%.

⁶⁶ API#2: índice de precio del carbón CIF (Costs, Insurance and Freight) en la región de Ámsterdam, Rotterdam y Amberes, con un poder calorífico de referencia de 6000 kcal/kg y con un contenido de azufre inferior a un 1%

⁶⁷ API#4: índice de precio del carbón FOB (*Free-on-Board*) de Richards Bay, Sudáfrica, con un poder calorífico de referencia de 6000 kcal/kg y con un contenido de azufre inferior a un 1%.

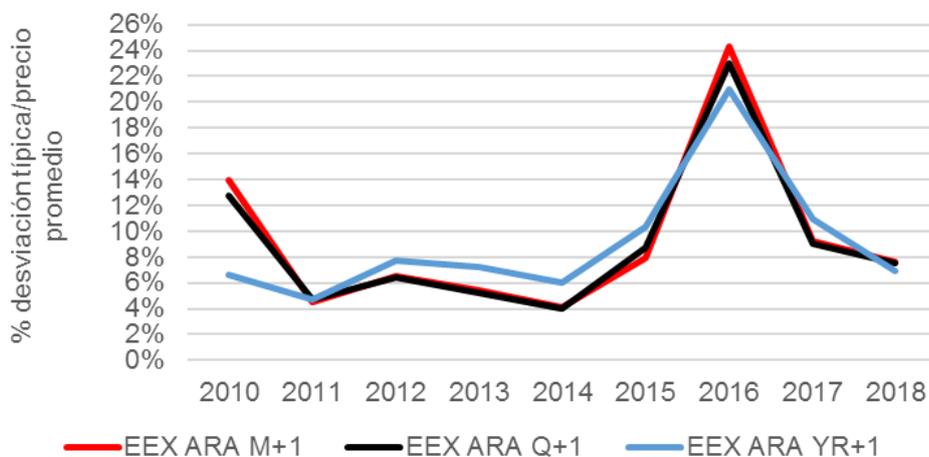
Gráfico 47. Evolución del precio del carbón en sus referencias API#2 (CIF Europa), API#3 (FOB Australia) y API#4 (FOB Sudáfrica).



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Reuters

Por lo que respecta a la desviación típica (en términos porcentuales sobre el promedio aritmético) de las cotizaciones a plazo del carbón EEX ARA, dicho parámetro aumentó entre los años 2014 y 2016, descendiendo posteriormente en 2017 y 2018. Así, la volatilidad del contrato a plazo del carbón con entrega a un mes vista se situó en un porcentaje máximo del 24,3% en 2016, reduciéndose en 2018 hasta un 7,6%.

Gráfico 48. Volatilidad media de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo del carbón EEX ARA. 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

En el Cuadro 18 se recogen los estadísticos descriptivos de las cotizaciones a plazo del carbón EEX ARA (a un mes, tres y doce meses vista), para el periodo comprendido entre 2010 y 2018.

**Cuadro 18. Estadísticos descriptivos de las cotizaciones a plazo del carbón EEX ARA (\$/t).
2010-2018**

Año	Estadísticos	EEX ARA M+1	EEX ARA Q+1	EEX ARA YR+1
2010-2018	Media	83,78	84,12	84,94
	Mediana	83,45	83,2	85,15
	Máximo	131,25	133,68	134,7
	Mínimo	42,52	40,72	36,68
	Desviación Típica	20,27	20,57	22,59
2010	Media	91,99	92,7	99,28
	Mediana	92,18	92,6	98,5
	Máximo	130	123,34	121
	Mínimo	70,03	70,8	85,48
	Desviación Típica	12,81	11,82	6,6
2011	Media	121,2	121,45	123,81
	Mediana	122,25	122,5	126,1
	Máximo	131,25	133,68	134,7
	Mínimo	109,25	109,93	112,9
	Desviación Típica	5,43	5,73	5,84
2012	Media	93,77	96	103,35
	Mediana	91,79	93,66	99,6
	Máximo	110,03	111,5	118,5
	Mínimo	84,85	86,19	92,95
	Desviación Típica	6,07	6,16	7,94
2013	Media	81,79	82,68	88,98
	Mediana	81,65	82,01	86,39
	Máximo	90,6	92,7	102,5
	Mínimo	74	75,88	80,85
	Desviación Típica	4,4	4,34	6,4
2014	Media	75,02	75,08	78,4
	Mediana	74,75	75,13	79,53
	Máximo	84,7	81,7	86,7
	Mínimo	66,2	67,17	67
	Desviación Típica	3,1	2,98	4,71
2015	Media	55,83	55,01	54,69
	Mediana	57	56,81	56,85
	Máximo	65,23	64,16	65,47
	Mínimo	45,76	45,2	42,29
	Desviación Típica	4,43	4,82	5,64
2016	Media	59,17	58,01	53,76
	Mediana	56,75	60,1	56,58
	Máximo	90,2	86,5	78,75
	Mínimo	42,52	40,72	36,68
	Desviación Típica	14,38	13,34	11,28

Año	Estadísticos	EEX ARA M+1	EEX ARA Q+1	EEX ARA YR+1
2017	Media	82,94	81,68	74,36
	Mediana	82,15	82,2	73,15
	Máximo	95,8	94,23	90,32
	Mínimo	69,25	68,88	62,2
	Desviación Típica	7,65	7,41	8,17
2018	Media	91,81	91,55	87,42
	Mediana	93,4	93,18	87,71
	Máximo	102,6	102,32	99,97
	Mínimo	77,95	78,05	72,77
	Desviación Típica	6,98	6,87	6,07

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

En el periodo 2010-2018 la cotización media del contrato a plazo con entrega a un mes vista del carbón EEX ARA fue de 83,78 \$/t. La cotización máxima de dicho contrato se situó en 131,25 \$/t, el 4 de abril de 2011, mientras que su cotización mínima (en el periodo considerado) fue de 42,52 \$/t, el 11 de febrero de 2016. Los estadísticos descriptivos de los contratos con entrega a tres y doce meses son muy similares a los de los contratos con entrega a un mes vista, oscilando la volatilidad para todos estos contratos (a un mes, tres y doce meses vista) en torno a 20-23 \$/t, en el periodo 2010-2018, con un descenso de la volatilidad en los dos últimos años considerados (hasta 6,98 para el contrato a un mes vista en 2018).

Evolución de las cotizaciones del gas natural

Si bien en el periodo 2013-2016 tanto el precio de contado como los precios a plazo del gas natural en el punto virtual National Balancing Point (NBP)⁶⁸ de Reino Unido mostraron una tendencia descendente, a partir de 2016 registraron una acusada tendencia ascendente. De este modo, el promedio aritmético del precio de contado del gas natural en NBP pasó de un valor de 11,82 £/MWh en 2016 a un valor de 20,62 £/MWh en 2018.

Por su parte, las cotizaciones a plazo (a un mes, tres y doce meses vista) del gas natural en NBP mostraron una evolución similar, situándose la cotización promedio del contrato con entrega a 12 meses en 18,88 £/MWh en 2018 (+44,6% respecto a 2016).

Entre los factores que habrían contribuido al incremento de las referencias de precio del gas natural en NBP a partir del año 2016, cabría mencionar, con carácter general, el impacto del aumento del precio del petróleo en los contratos de gas indexados a dicho combustible, así como el crecimiento de la demanda

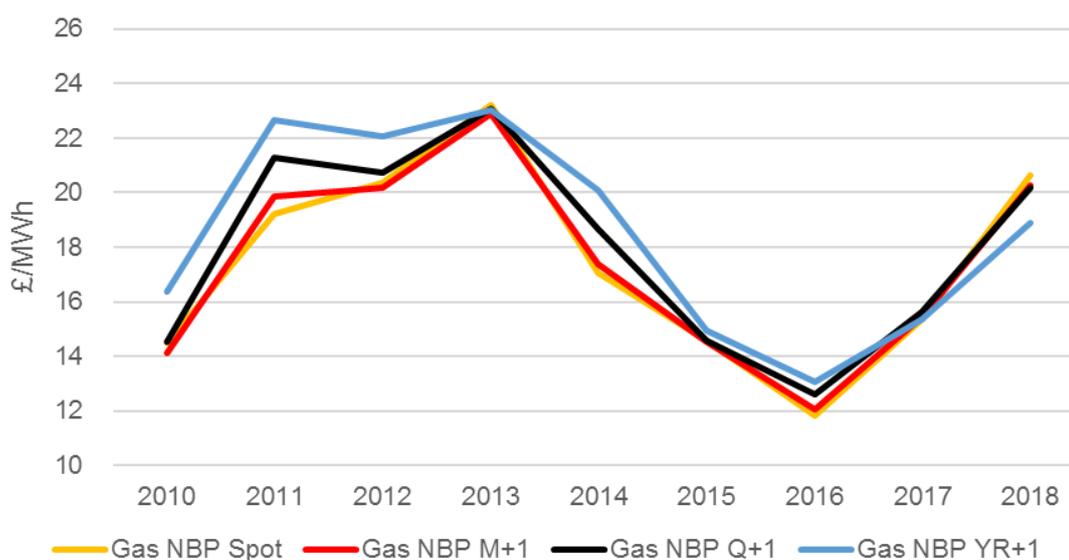
⁶⁸ Precios del gas natural en National Balancing Point (NBP) en ICE y en Reuters (se considera un factor de conversión 1 Therm = 29,3 kWh).

mundial en 2017 y 2018. A esta situación hay que añadir una progresiva reducción de la producción de gas en el Mar del Norte y el progresivo agotamiento de los principales yacimientos, como el de Groningen, que habría impulsado la necesidad de mayores importaciones de gas (tanto por gasoductos como en forma de GNL).

Cabe destacar el importante papel del comercio mundial de GNL en los próximos años, caracterizado por una mayor flexibilidad, un menor número de contratos a largo plazo, una menor indexación a los precios del petróleo y un mayor desarrollo de los mercados secundarios. Se estima en un 30% el incremento de la capacidad global de licuefacción entre 2018 y 2023 (+140 bcm, de los cuales EE.UU. será el responsable de 80 bcm). Esta situación tendería a igualar las diferencias regionales de precios del gas.

Se prevé, sin embargo, una mayor limitación en el desarrollo de proyectos de transporte de gas natural por gasoducto, que tendrán lugar principalmente en la región de Eurasia, con destino a Europa y a China.

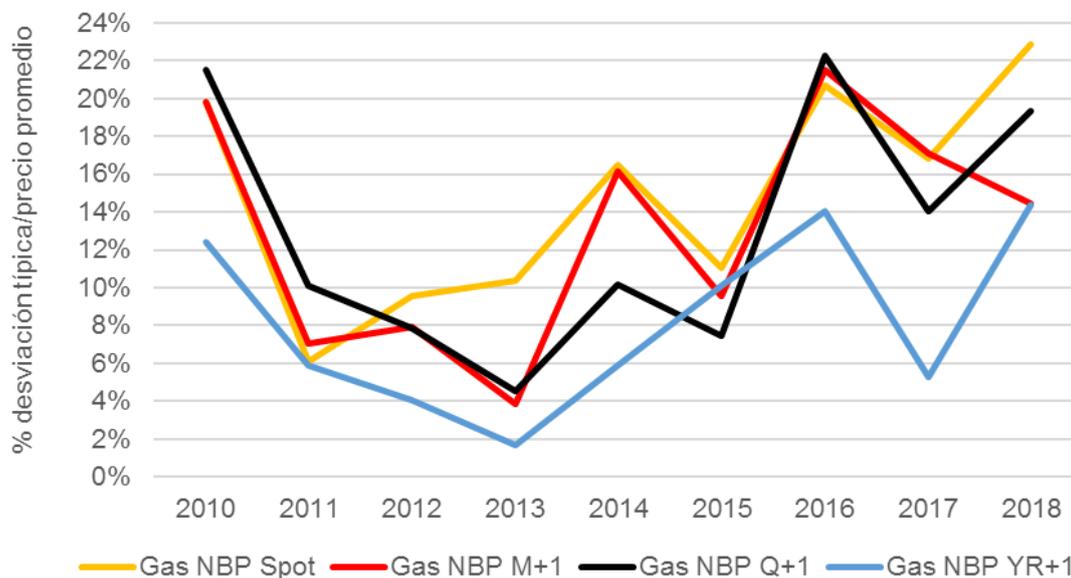
Gráfico 49. Promedio aritmético del precio de contado y de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo del gas natural NBP (£/MWh). 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos ICE y Reuters

Por lo que respecta a la desviación típica (en términos porcentuales sobre el promedio aritmético), se observa (véase Gráfico 50) que dicho parámetro aumentó, entre 2011 y 2014, en relación al precio de contado del gas natural, alcanzando en ese último año un porcentaje del 16,5% (más de diez puntos porcentuales respecto a 2011). Desde el año 2014 no se observa una tendencia definida en la evolución de la desviación típica (en términos porcentuales), registrándose ascensos y descensos continuados entre 2015 y 2018. En el año 2018, la variabilidad del precio de contado del gas natural en NBP es la que experimenta un mayor aumento desde 2015 (+11,8 puntos porcentuales).

Gráfico 50. Volatilidad media del precio de contado y de las cotizaciones diarias de los contratos a plazo de gas natural NBP. 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos ICE y Reuters

En el Cuadro 19 se recogen los estadísticos descriptivos del precio de contado y de las cotizaciones a plazo del gas natural en NBP (a un mes y tres meses vista, y a un año vista), para el periodo comprendido entre 2010 y 2018.

Cuadro 19. Estadísticos descriptivos del precio de contado y de las cotizaciones a plazo del gas natural en NBP (£/MWh). 2010-2018

Año	Estadísticos	Gas NBP Spot	Gas NBP M+1	Gas NBP Q+1	Gas NBP YR+1
2010-2018	Media	17,39	17,4	17,91	18,49
	Mediana	17,61	17,86	18,23	1,87
	Máximo	78,5	26,52	27,75	24,88
	Mínimo	7,03	9	8,94	10,26
	Desviación Típica	4,37	4,06	4,2	3,83
2010	Media	14,49	14,14	14,55	16,35
	Mediana	14,3	14,03	15,36	16,21
	Máximo	22,27	21,4	21,19	20,67
	Mínimo	9,42	9,76	9,62	12,61
	Desviación Típica	2,87	2,8	3,13	2,03
2011	Media	19,23	19,88	21,3	22,67
	Mediana	19,28	19,68	21,02	23,17
	Máximo	22,41	23,19	25,75	24,88
	Mínimo	14,81	17	17,65	19,1
	Desviación Típica	1,17	1,4	2,15	1,33
2012	Media	20,36	20,17	20,74	22,04
	Mediana	20,25	19,82	20,72	22,12
	Máximo	33,7	24,03	23,89	23,87
	Mínimo	17,24	17,75	17,34	20,31
	Desviación Típica	1,95	1,6	1,63	0,89
2013	Media	23,2	22,89	23,09	23,02
	Mediana	22,61	22,68	23,26	23,02
	Máximo	35,84	25,92	24,98	23,79
	Mínimo	18,48	21,43	20,96	22,03
	Desviación Típica	2,41	0,88	1,05	0,38
2014	Media	17,05	17,38	18,65	20,11
	Mediana	17,06	17,61	19,1	19,83
	Máximo	22,92	23,43	23,33	22,85
	Mínimo	11,81	12,1	13,55	17,1
	Desviación Típica	2,81	2,81	1,9	1,19
2015	Media	14,56	14,52	14,56	14,94
	Mediana	14,69	14,45	14,68	15,44
	Máximo	18,81	18,79	17,01	17,8
	Mínimo	10,44	11,09	11,15	11,45
	Desviación Típica	1,61	1,39	1,09	1,51
2016	Media	11,82	12,05	12,62	13,06
	Mediana	11,17	11,24	12,23	13,19
	Máximo	17,99	18,75	18,77	16,72
	Mínimo	7,03	9	8,94	10,26
	Desviación Típica	2,45	2,59	2,81	1,83

Año	Estadísticos	Gas NBP Spot	Gas NBP M+1	Gas NBP Q+1	Gas NBP YR+1
2017	Media	15,34	15,47	15,62	15,36
	Mediana	14,99	15,21	15,5	15,25
	Máximo	2,99	22,63	21,82	27,33
	Mínimo	8,52	11,51	12,27	14,15
	Desviación Típica	2,58	2,65	2,19	0,81
2108	Media	20,62	20,25	20,18	18,88
	Mediana	19,92	19,6	21,06	19,07
	Máximo	78,5	26,52	27,75	24,44
	Mínimo	15,94	15,93	14,23	14,81
	Desviación Típica	4,71	2,92	3,91	2,72

Fuente: elaboración propia a partir de datos ICE y Reuters

En el periodo 2010-2018 el precio medio de contado del gas natural en NBP se situó en 17,39 £/MWh, con un valor máximo de 78,5 £/MWh, registrado el 22 de marzo de 2018, y un valor mínimo de 7,03 £/MWh, contabilizado el 12 de septiembre de 2016. La desviación típica, para el conjunto del periodo considerado, del precio de contado se situó en 4,37 £/MWh.

Por lo que respecta a las cotizaciones de los contratos a plazo de gas natural en NBP, con entrega a un mes y tres meses vista, las mismas se situaron en una media (en el periodo considerado) de 17,40 £/MWh y 17,91 £/MWh, respectivamente. Se registró una cotización máxima de 26,52 £/MWh, en septiembre de 2018 para el contrato a un mes vista, y de 27,75 £/MWh, también en septiembre de 2018, para el contrato a tres meses vista. Por su parte, se contabilizó una cotización mínima de alrededor de 9 £/MWh para ambos contratos, en septiembre de 2016.

Por su parte, en el periodo 2010-2018, la cotización media del contrato a un año vista fue de 18,49 £/MWh, con una cotización máxima de 24,88 £/MWh, en agosto de 2011, y una cotización mínima de 10,26 £/MWh, en abril de 2016.

Entre 2010 y 2018, la volatilidad del precio del gas natural en NBP se situó en 4,37 £/MWh para el contado, en 4,1 £/MWh para los contratos a un mes vista, en 4,2 £/MWh en el caso de los contratos a tres meses vista, y en 3,83 £/MWh para los contratos con entrega a un año vista. En los dos últimos años del periodo considerado, aumentó la volatilidad de los precios tanto de contado como de los contratos a plazo sobre gas natural en NBP. Así, en 2018 la volatilidad del precio de contado se situó en 4,71 £/MWh (+2,26 £/MWh respecto a 2016).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Gráfico 51.

Gráfico 52.

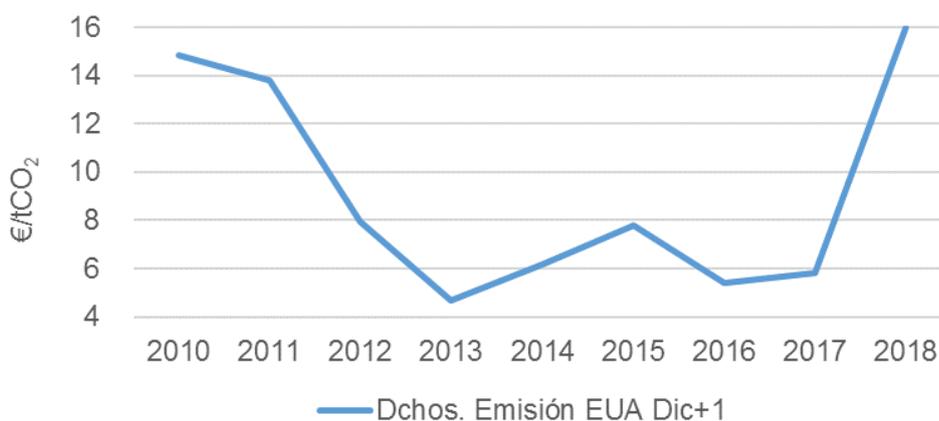
Cuadro 20.

[FIN CONFIDENCIAL]

Evolución de las cotizaciones de los derechos de emisión de CO₂

Entre enero de 2010 y diciembre de 2013 el promedio de las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales de derechos de emisión de CO₂ con liquidación en diciembre⁶⁹ mostraron una comportamiento descendente, pasando de un valor promedio de 14,82 €/tCO₂ en 2010 a un valor promedio de 4,68 €/tCO₂ (-68,4%) en 2013. Por el contrario, en los años 2014 y 2015 la cotización promedio de los derechos de emisión de CO₂ aumentó, aunque sin volver a alcanzar los valores registrados en 2010 y 2011 (6,17 €/tCO₂ en 2014 y 7,8 €/tCO₂ en 2015). En 2016 la cotización promedio de estos derechos volvió a descender a un valor de 5,4 €/tCO₂ (-30,8% respecto a 2015). Entre 2017 y 2018, el promedio de las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales de derechos de emisión de CO₂ con liquidación en diciembre registró un fuerte crecimiento, situándose en un precio promedio de 15,96 €/tCO₂ en 2018 (+173% respeto a 2017).

Gráfico 53. Promedio aritmético de las cotizaciones diarias de los derechos de emisión de CO₂ (€/tCO₂). 2010-2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos ICE

⁶⁹ Precios de los derechos de emisión de CO₂ en ICE (EUA).

En la evolución de las cotizaciones de los derechos de emisión influyen, entre otros factores, la evolución de los precios de los mercados energéticos (energía eléctrica y combustibles) y la regulación. En este sentido, desde el año 2013 la regulación ha tenido un papel relevante en la evolución de las cotizaciones de los derechos de emisión respecto a la evolución de los combustibles energéticos.

Cabe destacar el efecto alcista que sobre las cotizaciones de los derechos de CO₂ tuvo la propuesta de la Comisión de retrasar la subasta de 900 millones de derechos de emisión (EUA) entre 2013 y 2015 (procedimiento de “backloading”), apoyada por el Parlamento Europeo el 3 de julio de 2013. Por su parte, el 8 de julio de 2015 el Parlamento Europeo aprobó el texto definitivo de la propuesta de reforma del mercado de emisiones europeo, a través de la implantación del mecanismo de Reserva de Estabilidad del Mercado. Dicho acuerdo supuso adelantar la puesta en marcha de este mecanismo a enero de 2019 (en lugar del año 2021), e incorporar al fondo de reserva de derechos de emisión de CO₂ los derechos procedentes del procedimiento de “backloading”, así como las asignaciones no repartidas durante la fase 3 de comercio de estos derechos de emisión (2013-2020).

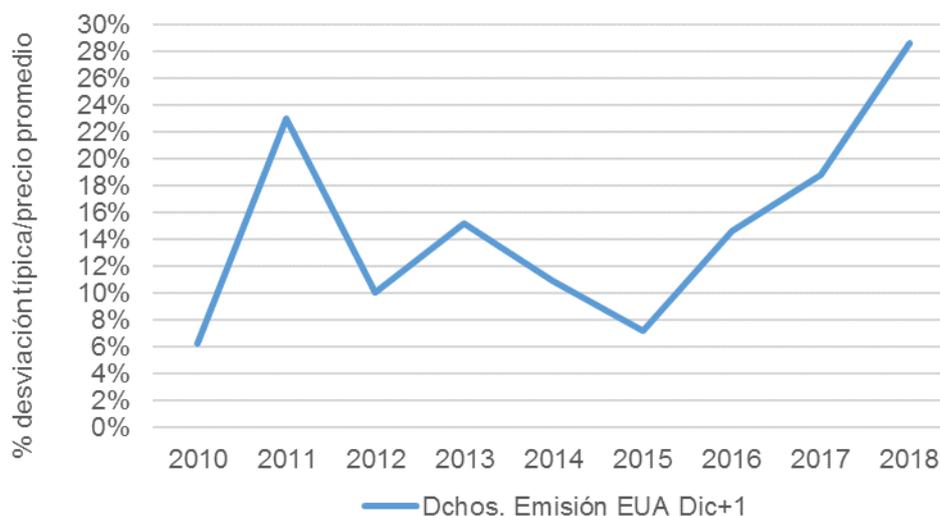
En 2018 se revisó el régimen de derechos de emisión para la denominada fase 4 (hasta 2030). Así, el 27 de febrero de 2018, el Consejo Europeo aprobó la reforma del régimen de comercio de los derechos de emisión de CO₂ (RCDE) para el periodo posterior a 2020, que tiene como objetivo en 2030 la reducción en un 43% de las emisiones de CO₂ de los sectores a los que aplica el RCDE. Esta reforma, entre otros elementos, establece una reducción más rápida del número de derechos de emisión (a partir de 2021 la reducción será del 2,2% anual, en lugar del 1,74%) y el aumento (hasta finales de 2023) del número de derechos de emisión que se colocarán en la reserva de estabilidad del mercado⁷⁰.

El compromiso de la UE con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se plasmó en la fijación de nuevos (y más exigentes) objetivos a largo plazo, que incluyen una reducción de, al menos, un 40% de emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030, respecto a los niveles de 1990. Asimismo, la UE se compromete a reducir, antes de 2050, sus emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% y un 95% respecto a los niveles de 1990.

En paralelo a la tendencia ascendente de las cotizaciones de los derechos de emisión de CO₂, la desviación típica de dichas cotizaciones (en términos porcentuales sobre el promedio aritmético) también mostró un comportamiento ascendente en 2017 y 2018, situándose en un 18,8% en 2017 y en un 28,6% en 2018.

⁷⁰ La finalidad de la reserva es corregir el gran excedente de derechos de emisión que se ha acumulado en el RCDE.

Gráfico 54. Volatilidad media de las cotizaciones diarias de los derechos de emisión de CO₂. 2010- 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos ICE

Los estadísticos descriptivos de los derechos de emisión de CO₂ se recogen en el Cuadro 21. En el periodo 2010-2018 el precio medio de los derechos de emisión de CO₂ se situó en 9,16 €/tCO₂, con un valor máximo de 25,23 €/tCO₂, registrado el 10 de septiembre de 2018, y un valor mínimo de 2,88 €/tCO₂, contabilizado el 17 de abril de 2014. La media de las desviaciones típicas de los derechos de emisión de CO₂, en el periodo 2010-2016⁷¹, se cifró alrededor de 1 €/tCO₂, incrementándose este valor de forma notable hasta alcanzar los 4,57 €/tCO₂ en 2018.

⁷¹ La desviación típica del periodo 2010-2018 para los derechos de emisión de CO₂ se situó en 4,63 €/tCO₂.

Cuadro 21. Estadísticos descriptivos del precio a plazo de los derechos de emisión de CO₂ (\$/tCO₂) con liquidación en diciembre. 2010-2018

Año	Estadísticos	Dchos. Emisión EUA Dic+1
2010-2018	Media	9,16
	Mediana	7,44
	Máximo	25,23
	Mínimo	2,88
	Desviación Típica	4,63
2010	Media	14,82
	Mediana	14,97
	Máximo	16,92
	Mínimo	12,95
	Desviación Típica	0,93
2011	Media	13,82
	Mediana	13,91
	Máximo	18,27
	Mínimo	6,86
	Desviación Típica	3,18
2012	Media	7,93
	Mediana	7,86
	Máximo	10,31
	Mínimo	5,99
	Desviación Típica	0,8
2013	Media	4,68
	Mediana	4,64
	Máximo	6,96
	Mínimo	2,88
	Desviación Típica	0,71
2014	Media	6,17
	Mediana	6,18
	Máximo	7,54
	Mínimo	4,54
	Desviación Típica	0,67
2015	Media	7,8
	Mediana	7,73
	Máximo	8,75
	Mínimo	6,55
	Desviación Típica	0,56
2016	Media	5,4
	Mediana	5,32
	Máximo	8,21
	Mínimo	3,95
	Desviación Típica	0,79

Año	Estadísticos	Dchos. Emisión EUA Dic+1
2017	Media	5,84
	Mediana	5,33
	Máximo	8,21
	Mínimo	4,35
	Desviación Típica	1,1
2018	Media	15,96
	Mediana	16
	Máximo	25,23
	Mínimo	7,66
	Desviación Típica	4,57

Fuente: elaboración propia a partir de datos ICE

2.3.3 INDICADOR DE COSTE VARIABLE MEDIO A PLAZO ESTIMADO DE UN CCGT Y DE UNA CENTRAL TÉRMICA DE CARBÓN (PRECIOS INTERNACIONALES)

En este apartado se analiza la evolución del coste variable medio a plazo estimado de una central de ciclo combinado de gas natural (CCGT) y de una central de carbón, así como su comparativa con la cotización del contrato a plazo de electricidad, para el mismo periodo temporal. De esta forma, se determina, para el periodo de análisis, el margen estimado de generación con una central de CCGT (“clean spark spread”), y con una central de carbón (“clean dark spread”), en el que el coste variable incorpora el coste de las emisiones de CO₂.

El coste variable medio a plazo estimado de una central de ciclo combinado de gas natural (CCGT) y de una central de carbón nos proporciona una orientación sobre el precio que tendrían que tener las ofertas al pool eléctrico de un CCGT y de una central térmica de carbón.

La cotización de un contrato a plazo de electricidad con liquidación un determinado periodo refleja la estimación del precio medio para ese periodo. En este sentido, cabría interpretar que, si la cotización de un contrato a plazo se sitúa por encima del indicador de coste variable a plazo estimado de un ciclo combinado (CCGT) o de una central térmica de carbón, el mercado prevé que el precio marginal horario será marcado en todas las horas del periodo (o en un número considerable de ellas) por centrales con ofertas más caras que las realizadas por un CCGT o una central térmica de carbón o que las ofertas realizadas por dichas centrales se realizarán a precios superiores a sus costes variables medios. En este sentido, si no existe escasez de oferta en el mercado es esperable que la cotización de un contrato a plazo de electricidad, con liquidación en un determinado periodo, sea inferior al indicador de coste variable medio a plazo estimado de un CCGT y de una central térmica de carbón⁷².

⁷² En 2018, la generación térmica convencional marcó el precio del mercado diario en el 16,30% de las horas, mientras que los CCGTs marcaron el precio marginal del mercado en el 4,74% de las horas.

Gráfico 55. [INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

2.3.4 NEGOCIACIÓN EN LOS MERCADOS A PLAZO

En el Cuadro 22 se recoge el volumen negociado (en GWh) de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales), con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en ECC), y con subyacente el precio de contado en España (negociados en OMIP, EEX y OTC⁷³), por mes de negociación (de enero de 2014 a diciembre de 2018).

En 2015, el volumen negociado de dichos contratos con subyacente el precio de contado en España (negociados en OMIP, EEX y OTC) se situó en torno a 137.480 GWh, situándose por debajo del volumen de los contratos equivalentes con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en ECC), que se situó en 1.603.297 GWh y 267.291GWh, respectivamente. Por tanto, la negociación en el mercado español de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales), con subyacente el precio de contado en dicho mercado, fue 11,7 y 1,9 veces inferior al volumen de negociación de los contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y Francia, respectivamente.

En el año 2014 los volúmenes negociados en dichos contratos ascendieron a 287.449 GWh, 1.245.771 GWh y 70.681 GWh, en los mercados español, alemán y francés, respectivamente. De este modo, en el año 2015 se produce una reducción de la liquidez en el mercado a plazo español (-52,2%), que no se contabilizó en los volúmenes negociados de los contratos con subyacente precio de contado alemán y francés registrados en ECC (+28,7% y +278,2%, en Alemania y Francia, respectivamente).

Por el contrario, en el año 2016 la liquidez del mercado a plazo español mostró una mejoría respecto al año 2015. Así, la negociación de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales) registró un aumento del 31,5%, respecto a 2015, hasta situarse alrededor de 180.677 GWh. Por su parte, en el año 2016, la negociación de estos mismos contratos con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia se situó en torno a 2.536.901 GWh y 430.106 GWh, respectivamente (lo que supone un incremento del 58,2% en el caso del mercado alemán y del 60,9% en el caso del mercado francés). Por tanto, el incremento de la liquidez en el mercado a plazo español no redujo la diferencia con los volúmenes negociados con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia registrados en ECC, los cuales aumentaron en mayor medida.

⁷³ Los datos de negociación OTC consideran tanto el OTC registrado como el OTC no registrado.

En 2017, el volumen negociado de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente el precio de contado en España negociados en OMIP, EEX y en el mercado OTC, ascendió a 128.745 GWh, lo que supone una reducción de un 28,7% respecto al año anterior. Esta tendencia es aún más acusada en el caso de los mercados francés y alemán, con 1.793.826 GWh y 253.686 GWh negociados, respectivamente, en 2017, lo que supuso un descenso del 29,3% en el caso de los productos con subyacente alemán y un 41% en el caso de los productos negociados con subyacente francés.

En 2018 aumentaron los volúmenes negociados de los citados contratos, tanto para el mercado español, como para los mercados alemán y francés. El volumen de contratos con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes ascendió, en 2018, a 148.326 GWh, 1.928.277 GWh y 287.267 GWh, para los productos con subyacente español, alemán y francés, respectivamente. Esto supone un incremento, respecto a 2017, de un 15,2% (subyacente español), 7,5% (subyacente alemán) y 13,2% (subyacente francés).

Cuadro 22. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en ECC y OMIClear) y con subyacente el precio de contado en España negociados en (OMIP, EEX y OTC) (GWh). 2014-2018

Mes de negociación	España Volumen negociado (GWh)	Alemania Volumen negociado (GWh)	Francia Volumen negociado (GWh)
01/01/2014	42.589	103.682	1.730
01/02/2014	31.484	90.542	1.829
01/03/2014	27.419	112.959	1.864
01/04/2014	22.342	90.343	3.019
01/05/2014	28.220	53.371	3.459
01/06/2014	22.442	77.053	3.505
01/07/2014	21.908	118.479	4.352
01/08/2014	4.752	76.228	3.197
01/09/2014	26.577	127.421	6.304
01/10/2014	25.683	115.699	10.261
01/11/2014	19.800	133.819	14.926
01/12/2014	14.233	146.174	16.234
01/01/2015	14.832	152.113	18.541
01/02/2015	13.699	155.066	19.007
01/03/2015	13.484	149.817	19.256
01/04/2015	11.412	99.858	21.625
01/05/2015	10.144	103.461	16.021
01/06/2015	8.830	123.015	17.045
01/07/2015	5.548	110.194	16.667
01/08/2015	6.612	118.485	16.014
01/09/2015	9.717	134.895	27.148
01/10/2015	10.943	158.159	31.672
01/11/2015	14.818	165.882	33.353
01/12/2015	17.441	132.353	30.940
01/01/2016	18.586	212.511	40.733
01/02/2016	19.987	190.970	30.079
01/03/2016	12.959	163.904	32.328
01/04/2016	20.549	257.326	58.339
01/05/2016	13.241	176.254	33.484
01/06/2016	15.011	260.533	31.720
01/07/2016	11.455	167.367	21.279
01/08/2016	6.775	129.998	13.380
01/09/2016	15.123	234.949	44.002
01/10/2016	20.214	256.104	52.988
01/11/2016	11.640	292.783	41.935
01/12/2016	15.137	194.200	29.840

Mes de negociación	España Volumen negociado (GWh)	Alemania Volumen negociado (GWh)	Francia Volumen negociado (GWh)
01/01/2017	10.844	214.598	14.811
01/02/2017	7.182	142.029	10.593
01/03/2017	15.255	212.206	18.236
01/04/2017	8.270	161.841	12.492
01/05/2017	11.228	166.993	18.419
01/06/2017	14.044	109.919	16.655
01/07/2017	8.516	94.721	14.411
01/08/2017	9.163	101.209	20.288
01/09/2017	11.058	160.695	33.754
01/10/2017	12.003	146.843	35.900
01/11/2017	9.608	149.751	34.623
01/12/2017	11.574	133.022	23.504
01/01/2018	9.833	142.937	20.329
01/02/2018	11.373	163.356	22.335
01/03/2018	7.672	136.061	21.408
01/04/2018	10.237	127.065	17.705
01/05/2018	13.739	168.521	17.982
01/06/2018	12.905	129.326	20.958
01/07/2018	13.152	124.627	16.523
01/08/2018	5.743	146.726	23.108
01/09/2018	19.006	226.794	36.383
01/10/2018	14.446	194.609	32.235
01/11/2018	13.720	215.528	30.857
01/12/2018	16.502	152.727	27.443

Fuente: elaboración propia a partir de datos de las agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

El Cuadro 23 muestra la posición abierta (en MW) sobre contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales⁷⁴, por mes de liquidación, con subyacente los precios de contado en Alemania, Francia y España.

En términos medio, la posición abierta del volumen registrado sobre contratos de carga base mensuales, trimestrales y anuales con subyacente el precio de contado en España y liquidación en 2018, se situó en 1.324 MW en OMIClear, 873 MW registrados en BME Clearing y 5.576 MW registrados en ECC, lo que supone una reducción de un 10,6%, 20,6% y 5,2%, respectivamente, en relación a la posición abierta registrada sobre los mencionados contratos con liquidación en 2017.

En el caso de los contratos equivalentes con subyacente el precio de contado en Alemania y Francia registrados en ECC, la posición abierta media sobre dichos contratos con liquidación en 2018 ascendió a 162.561 MW y 29.227 MW, respectivamente. Esto supone una reducción de un 9,4% y de un 12,9%, respectivamente, en relación a la posición abierta registrada sobre los contratos equivalentes con liquidación en 2017.

⁷⁴ Contratos que se liquidan todos los días del mes.

Cuadro 23. Posición abierta de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en España, Francia y Alemania registrada en las CCPs de OMIClear, BME Clearing y ECC, por mes de liquidación. 2014-2018

Mes de liquidación	España			Alemania	Francia
	Posición Abierta (MW) OMIClear	Posición Abierta (MW) BME Clearing	Posición Abierta (MW) EEX-ECC	Posición Abierta (MW) EEX-ECC	Posición Abierta (MW) EEX-ECC
enero-2014	1.218	543	0	58.446	1.183
febrero-2014	1.128	728	0	59.772	2.182
marzo-2014	1.381	792	0	57.193	1.262
abril-2014	1.315	858	10	51.703	1.086
mayo-2014	1.835	554	50	51.705	899
junio-2014	1.580	744	100	51.622	1.022
julio-2014	1.789	930	40	57.406	1.216
agosto-2014	2.436	923	255	59.784	1.084
septiembre-2014	1.862	996	125	60.332	971
octubre-2014	1.321	678	65	64.027	2.065
noviembre-2014	2.494	950	135	69.499	2.552
diciembre-2014	2.780	863	130	70.398	2.817
enero-2015	2.379	389	130	68.090	5.783
febrero-2015	1.916	654	215	74.869	6.482
marzo-2015	1.895	537	380	75.471	7.925
abril-2015	1.731	600	510	75.013	8.641
mayo-2015	1.761	621	437	62.564	8.466
junio-2015	1.900	504	501	65.079	6.896
julio-2015	1.575	829	610	65.313	7.807
agosto-2015	1.728	726	799	70.601	9.722
septiembre-2015	1.601	774	857	69.196	8.762
octubre-2015	1.693	855	1.166	77.349	15.293
noviembre-2015	1.496	693	1.272	85.132	15.473
diciembre-2015	1.686	777	2.035	88.532	14.967
enero-2016	1.125	759	1.407	98.554	19.632
febrero-2016	1.278	857	1.514	103.321	21.479
marzo-2016	1.971	1.093	1.957	101.594	21.385
abril-2016	1.902	1.392	2.382	91.768	17.088
mayo-2016	1.626	1.147	2.681	90.489	15.005
junio-2016	1.652	1.197	3.798	92.015	16.875
julio-2016	2.444	1.560	4.389	94.808	17.342
agosto-2016	2.079	1.132	4.810	93.170	15.840
septiembre-2016	2.160	1.221	4.929	93.584	16.740
octubre-2016	1.952	1.199	3.967	102.851	22.613
noviembre-2016	2.108	1.628	5.218	107.209	26.399
diciembre-2016	2.285	1.679	6.120	112.755	30.187

Mes de liquidación	España			Alemania	Francia
	Posición Abierta (MW) OMIClear	Posición Abierta (MW) BME Clearing	Posición Abierta (MW) EEX-ECC	Posición Abierta (MW) EEX-ECC	Posición Abierta (MW) EEX-ECC
enero-2017	1.722	1.211	5.045	187.156	34.303
febrero-2017	1.847	974	5.813	193.191	36.000
marzo-2017	1.751	1.098	5.446	194.239	36.730
abril-2017	1.463	1.123	4.454	177.204	33.090
mayo-2017	1.245	976	4.819	177.017	30.438
junio-2017	1.282	949	5.913	179.455	31.476
julio-2017	1.413	529	6.722	174.814	31.557
agosto-2017	1.341	1.150	6.455	171.976	29.201
septiembre-2017	1.411	1.124	7.257	174.006	30.524
octubre-2017	1.548	1.439	5.366	173.417	33.699
noviembre-2017	1.422	1.244	6.506	174.911	37.127
diciembre-2017	1.318	1.384	6.748	175.222	38.602
enero-2018	1.316	839	4.678	152.268	24.751
febrero-2018	1.289	742	5.474	157.214	30.119
marzo-2018	1.511	1.221	6.491	169.509	34.128
abril-2018	1.687	1.215	6.146	161.724	28.711
mayo-2018	1.497	968	5.867	156.236	25.658
junio-2018	1.481	723	5.693	150.488	24.202
julio-2018	1.142	795	4.489	157.088	25.098
agosto-2018	1.090	736	4.969	161.597	27.016
septiembre-2018	1.071	746	5.398	164.144	29.606
octubre-2018	1.100	790	5.487	173.835	34.538
noviembre-2018	1.408	923	5.494	171.677	33.202
diciembre-2018	1.291	782	6.720	174.948	33.694

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP y EEX

2.4 ANÁLISIS EX POST DE LAS PRIMAS DE RIESGO (DIFERENCIA ENTRE LOS PRECIOS A PLAZO DE LA ELECTRICIDAD Y EL PRECIO MEDIO DEL MERCADO DIARIO CORRESPONDIENTE)

Para poder comparar la prima de riesgo ex post en cada uno de los mercados considerados (España, Alemania y Francia), se ha calculado dicha prima de riesgo para los productos mensuales⁷⁵ con liquidación en los meses comprendidos entre enero de 2010 y diciembre de 2018, utilizándose el precio de referencia del último día de cotización⁷⁶ de los mismos.

El Gráfico 56 muestra la evolución de la prima de riesgo ex post de los contratos mensuales en España, Alemania y Francia, desde enero de 2010 hasta diciembre de 2018. La prima de riesgo se define como la

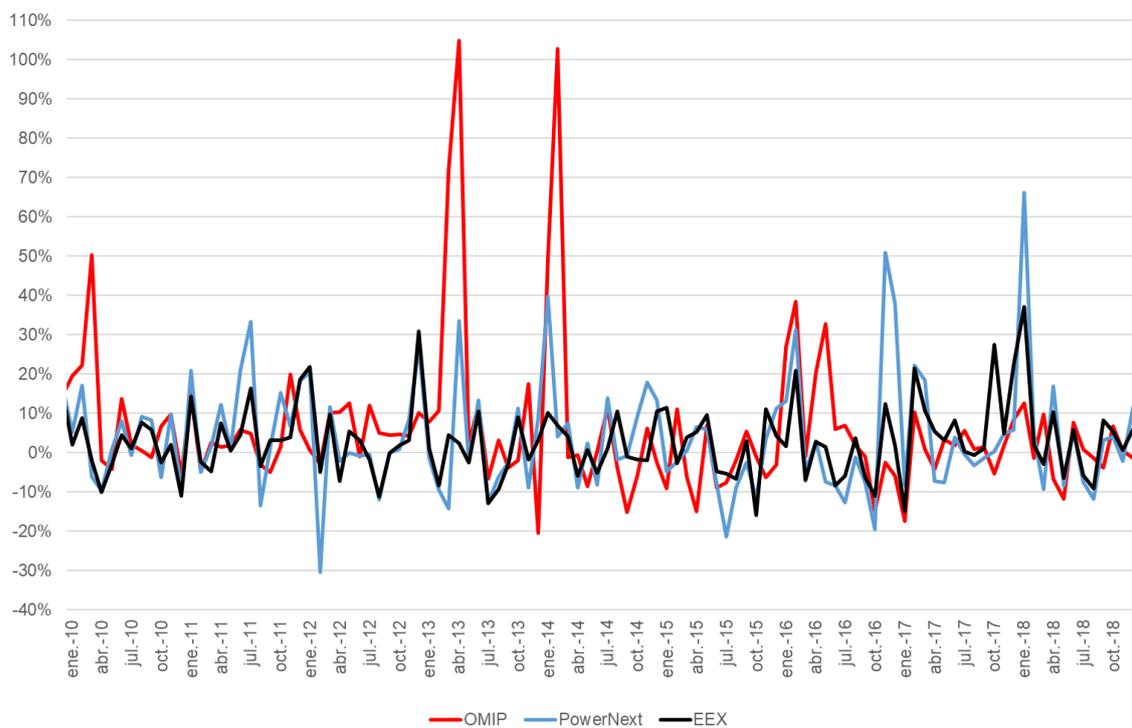
⁷⁵ Para el cálculo de la prima ex post se utiliza el contrato mensual por su mayor liquidez en relación al resto de referencias de largo plazo (contratos trimestrales y anuales).

⁷⁶ Para el cálculo de la prima ex post se considera el último día de negociación del contrato por ser el día más próximo al del inicio de la liquidación del mismo, lo que reduce errores en la de predicción.

diferencia entre el precio del contrato de carga base mensual (último día de cotización), en su respectivo mercado organizado a plazo, y el precio medio del mercado diario del periodo en cuestión, expresada en términos porcentuales (diferencia sobre el precio medio del mercado diario).

Para el periodo analizado, la prima de riesgo media de los contratos mensuales con subyacente el precio del mercado español fue superior a la registrada para los contratos mensuales con subyacente tanto el precio de contado alemán como el precio de contado francés.

Gráfico 56. Prima de riesgo de los Contratos Mensuales en España, Alemania y Francia. Enero 2010-diciembre 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP y EEX

Así, en España, en el periodo comprendido entre enero de 2010 y diciembre de 2018, el precio a plazo de los contratos con liquidación mensual fue, en media, un 6% (prima de riesgo) superior al precio de contado finalmente registrado en cada uno de los meses considerados. Por su parte, en Francia y en Alemania, dicha prima de riesgo se situó en media, para el mismo periodo, en un 3,7% y en un 2,8%, respectivamente (véase Cuadro 24). Asimismo, del análisis estadístico realizado, se concluye que la dispersión (desviación típica) en las primas de riesgo fue también superior en el mercado español que en Alemania y en Francia.

Cuadro 24. Estadísticos descriptivos de la Prima de Riesgo (diferencia entre el precio de referencia del contrato carga base mensual en su último día de cotización y el precio medio del mercado diario), en porcentaje sobre el precio medio del mercado diario.

2010-2018

2010-2018	Estadísticos	España	Francia	Alemania
	Media	6,0%	3,7%	2,8%
	Mediana	1,8%	0,8%	2,0%
	Máximo	104,8%	66,2%	37,1%
	Mínimo	-20,5%	-30,4%	-15,9%
	Desviación Típica	18,9%	14,6%	9,2%
	Asimetría*	3,20	1,30	0,93
	Apuntamiento**	15,86	6,13	4,74

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP y EEX

Otro aspecto que cabe destacar es que existe una mayor correlación entre la evolución de la prima de riesgo ex post de los contratos mensuales en Francia y en Alemania, que con la prima de riesgo ex post de los mismos contratos, pero con subyacente español.

Cuadro 25. Matriz de correlaciones de la prima de riesgo ex post de los contratos mensuales⁷⁷ (Alemania, Francia y España).

2010-2018

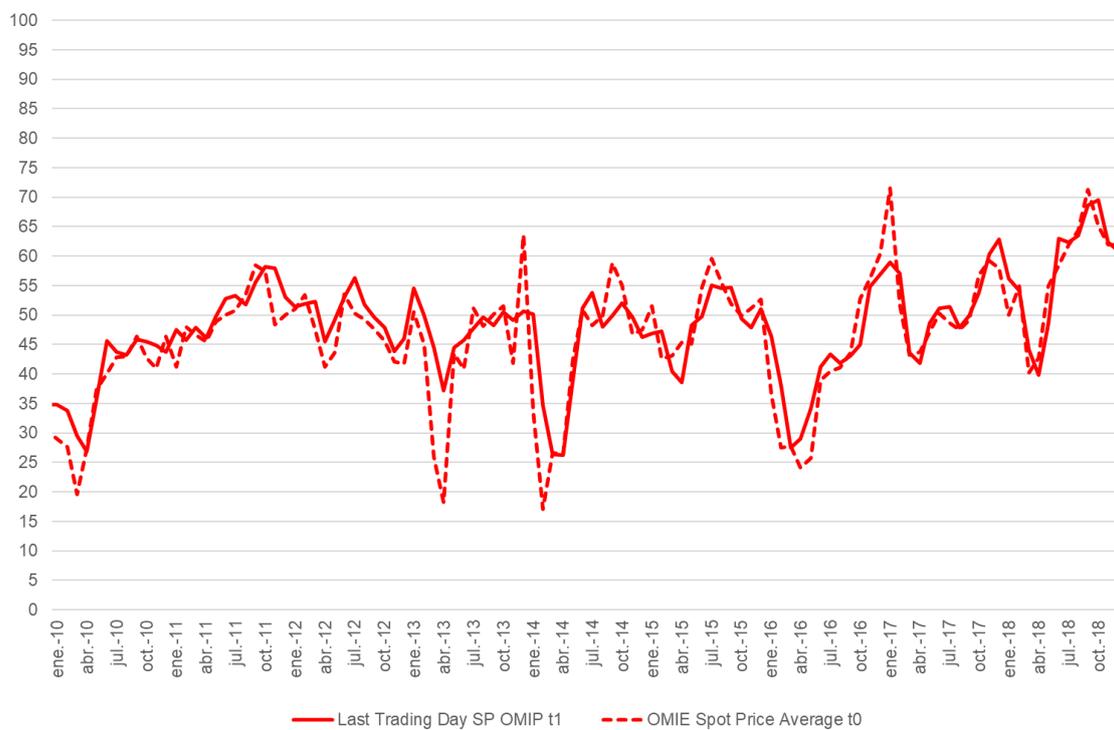
	España	Francia	Alemania
España	1		
Francia	0,2286*	1	
Alemania	0,1627	0,7095*	1

*Significativa al 5%.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP y EEX

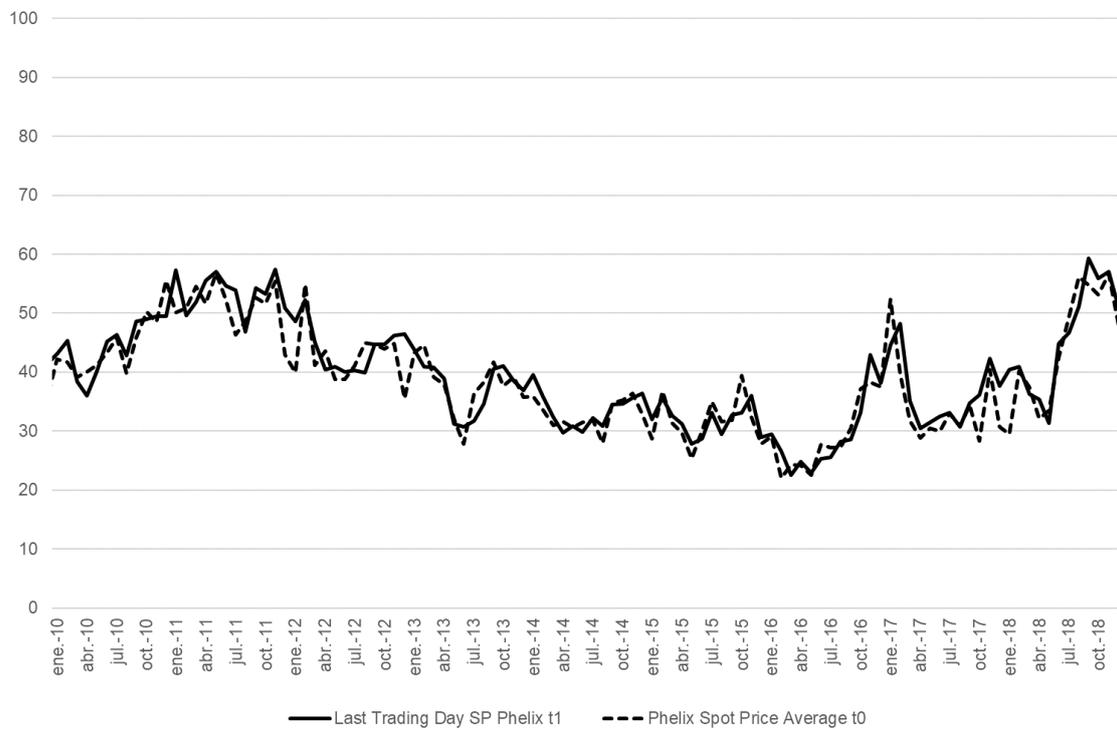
⁷⁷ La matriz de correlaciones se ha realizado a partir de la prima de riesgo definida como la diferencia en €/MWh entre el precio del contrato carga base mensual en sus respectivos mercados a plazo organizados (último día de cotización) y el precio medio del mercado diario del periodo en cuestión.

Gráfico 57. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales y precio medio de contado (del mes de liquidación) en España. Enero 2010-diciembre 2018



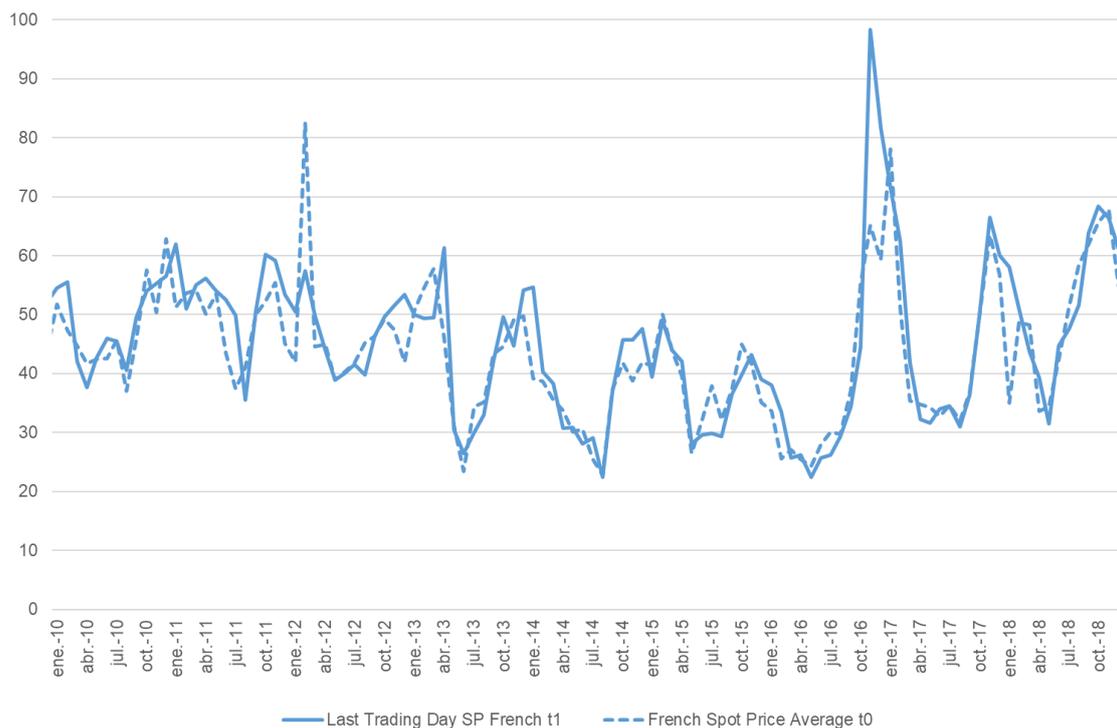
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP

Gráfico 58. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales y precio medio de contado (del mes de liquidación) en Alemania. Enero 2010-diciembre 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

Gráfico 59. Cotizaciones del último día de negociación de los contratos mensuales y precio medio de contado (del mes de liquidación) en Francia. Enero 2010-diciembre 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX

2.4.1 FACTORES EXPLICATIVOS DE LA PRIMA DE RIESGO A PLAZO

En esta sección se analizan los factores que podrían explicar la evolución de la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad. En particular, se analizan las variables explicativas propuestas en el trabajo de Redl y Bunn (2013), que se centra en el análisis de los factores determinantes de la prima de riesgo de los contratos a plazo eléctricos en EEX⁷⁸, y se completa el análisis con la consideración de otros factores explicativos adicionales a los propuestos en dicho trabajo.

Redl y Bunn identifican como factores determinantes de la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad carga base con subyacente precio de contado alemán los siguientes: (i) el margen existente entre la generación y la demanda, (ii) la volatilidad del precio diario de la electricidad, (iii) la volatilidad del precio diario del Brent y (iv) la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad carga base con subyacente precio de contado alemán en el mes previo.

Adicionalmente a los factores propuestos en el mencionado trabajo, en este apartado se consideran y analizan otros determinantes de la prima de riesgo ex post de los precios a plazo de electricidad: el volumen de contratos a plazo negociados en los mercados organizados (OMIP y EEX) y en el mercado OTC, el volumen de la posición abierta en el mercado organizado de OMIP y el volumen negociado en las subastas reguladas de OMIP y CESUR.

Para realizar el análisis se agrupan los factores explicativos en varias categorías: fundamentales, comportamiento del precio de contado, poder de mercado, efectos dinámicos, shocks de oferta y de demanda, liquidez del mercado a plazo y aspectos regulatorios.

El trabajo de Redl y Bunn (2013) asume expectativas miopes o adaptativas, es decir, los participantes en el mercado están influidos por los acontecimientos pasados y presentes ocurridos en el mercado de contado. Esto supone que los agentes realizan sus previsiones sobre la prima de riesgo futura a partir de los valores registrados por las variables explicativas en el pasado⁷⁹.

FUNDAMENTALES

Hipótesis 1: Incrementos en las primas de riesgo del gas producirían decrementos en las primas de riesgo de los contratos a plazo de electricidad.

Dada la gran importancia de las tecnologías de generación fósiles, la prima de riesgo de los contratos eléctricos podría estar directamente influenciada por la prima de riesgo en el mercado del gas.

⁷⁸ C. Redl and D. Bunn, *Determinants of the Premium in Forward Contracts*, J Regul Econ (2013) 43:90-111.

⁷⁹ Por contraposición, asumir expectativas racionales implica que los agentes realizan las previsiones sobre la prima de riesgo futura a partir de las previsiones de las variables explicativas (considerando el conjunto de información disponible en el momento de realizar la previsión).

Asumiendo la hipótesis de partida de que los agentes tienen expectativas miopes o adaptativas, un incremento en la prima de riesgo del gas en el momento $t-1$ (motivada por un precio de contado del gas, en el momento $t-1$, inferior a las expectativas) podría provocar que los precios a plazo de los contratos eléctricos en el momento t disminuyesen y, en consecuencia, que se registrara un decremento en las primas de riesgo de los contratos eléctricos. Así, se esperaría que las variaciones en la prima de riesgo del gas fueran inversamente proporcionales a las variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión negativo).

Hipótesis 2: Una relación negativa entre el margen de generación (definido como el porcentaje de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables), en el mes previo al de liquidación del contrato (t) y la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad en el mes de liquidación (T).

Un descenso de la producción de electricidad a partir de fuentes renovables incrementaría el margen de generación mediante tecnologías térmicas en el mes previo al de liquidación del contrato (t). Dicho descenso indicaría una escasez relativa de capacidad, que podría inducir a una mayor volatilidad de los precios de contado.

Teniendo en cuenta el ajuste adaptativo de las previsiones de los agentes del mercado, la disminución de la producción mediante energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) podría provocar que los precios a plazo aumentasen y, en consecuencia, la prima de riesgo.

Así, se esperaría que las variaciones en el porcentaje de producción mediante energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) fueran inversamente proporcionales a las variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión negativo).

COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DE CONTADO

Hipótesis 3: A mayor desviación típica (volatilidad), mayor/menor prima de riesgo en los mercados a plazo.

Se asumen expectativas adaptativas con respecto a la valoración del riesgo del mercado. Por tanto, la volatilidad de los precios del mercado de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato a plazo (t) es utilizada por los agentes como proxy de la volatilidad de los precios previstos en el mes de liquidación (T).

Los productores podrían aumentar su posición vendedora en los mercados a plazo, al objeto de reducir su exposición a la volatilidad del precio de contado y, por tanto, la variabilidad en sus beneficios. Una excesiva

volatilidad en sus beneficios podría incidir en un incremento de sus costes financieros (véase Bessembinder y Lemmon, 2002⁸⁰).

Por lo tanto, si ante un aumento de la volatilidad de los precios de contado se produjera un aumento de las posiciones vendedoras en el mercado a plazo (por un incremento de la demanda de cobertura de los beneficios de los generadores), se generaría una presión a la baja sobre los precios a plazo que disminuiría la prima de riesgo de los contratos. De este modo, el aumento de la volatilidad de los precios de contado sería inversamente proporcional a la prima de riesgo de los contratos a plazo (coeficiente de regresión negativo).

Sin embargo, esta hipótesis podría ser también de signo contrario (coeficiente de regresión positivo), si ante un aumento de la volatilidad de los precios de contado se produjera un aumento de las posiciones compradoras en el mercado a plazo (aumento de la demanda de cobertura minorista para cubrir el riesgo de precio de venta fijo a sus consumidores finales), se produciría una presión al alza sobre los precios a plazo, que se vería reflejada en un incremento de la prima de riesgo de los contratos. Por tanto, el coeficiente de regresión entre el aumento de la volatilidad de precios de contado y la prima de riesgo de los contratos a plazo sería, en este caso, positivo.

Hipótesis 4: Incrementos en el precio de contado del Brent producirían un incremento de la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad.

Debido a que los precios de muchos productos energéticos están indexados al precio del petróleo, es plausible que los agentes del mercado eléctrico estén influenciados por la evolución del precio de dicha materia prima.

Considerando la hipótesis de partida de que los agentes en el mercado tienen expectativas adaptativas, el incremento del precio de contado del Brent en el mes anterior al de liquidación del contrato (t), respecto al mes anterior ($t-1$), podría provocar un aumento de los precios a plazo en el mes anterior al de su liquidación (t) y, en consecuencia, de las primas de riesgo.

Por tanto, se podría esperar que las variaciones en el precio de contado del Brent fueran directamente proporcionales a las variaciones en la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad (coeficiente de regresión positivo).

⁸⁰ Bessembinder, H., & Lemmon, M. L. (2002). *Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets*. *The Journal of Finance*, 57(3), 1347-1382.

PODER DE MERCADO

Hipótesis 2 bis: El ejercicio de poder de mercado influye negativamente en la prima de riesgo.

Los productores con capacidad para subir los precios en el mercado de contado podrían exigir una prima de riesgo más alta por vender a plazo. Si la producción mediante energía procedente de fuentes renovables es elevada, el ejercicio del poder de mercado de los productores dominantes es menor, en tanto en cuanto estas tecnologías no son gestionables y dejan menor margen para la cobertura de la demanda con fuentes de energía convencionales, que en mayor medida pertenecen a los operadores dominantes. Por ello, la disminución del margen de generación (definido como el porcentaje de demanda cubierta con fuentes de energía renovables), podría generar situaciones susceptibles de ejercicio de poder de mercado, en la medida que aumentaría el hueco térmico.

Asimismo, los compradores podrían contemplar el poder de mercado de los generadores como una fuente de riesgo adicional, lo que podría incrementar su disposición a pagar primas de riesgo mayores por contratar a plazo.

Una disminución del porcentaje de demanda cubierto con fuentes de energía renovables en el mes previo al de liquidación del contrato (t), provocaría un incremento del poder de mercado al aumentar el margen de generación mediante tecnologías térmicas. Por tanto, asumiendo la hipótesis de partida de que los agentes tienen expectativas miopes o adaptativas, un incremento en el poder de mercado, medido a través de la reducción del porcentaje de demanda cubierta con fuentes de energía renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t), podría provocar que los precios a plazo aumentasen y, en consecuencia, la prima de riesgo. Así, se esperaría que una disminución del porcentaje de demanda cubierto con energía de fuentes renovables (margen de generación) en el mes anterior al de liquidación del contrato (t), que se reflejaría en un aumento del poder de mercado, tuviera una relación inversamente proporcional con las variaciones en la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad (coeficiente de regresión negativo).

EFFECTOS DINÁMICOS

Hipótesis 5: Incrementos en los precios de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato a plazo, incrementarán la prima de riesgo de dicho contrato (efectos dinámicos).

Los precios del contrato mensual más próximo al vencimiento muestran una correlación alta con los precios de contado en el último mes de negociación del contrato.

En particular, para el periodo enero 2010 a diciembre de 2018 se observa que un incremento de 1 €/MWh en el precio medio del mercado diario durante el último mes de negociación del contrato a plazo mensual M+1 incrementaría el precio de dicho contrato alrededor de 0,69 €/MWh.

Se define como base (Bt) la diferencia entre el precio del contrato mensual M+1 en su último día de negociación (t) y el precio medio del mercado diario durante el último mes de negociación de dicho contrato a plazo (t). En tanto en cuanto los precios de contado influyan en los precios del contrato mensual más próximo al vencimiento, se esperaría una relación positiva entre la base (Bt) y la prima de riesgo.

Por tanto, se esperaría que variaciones en la base (Bt) fueran directamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo ex post (coeficiente de regresión positivo).

SHOCKS DE OFERTA Y DE DEMANDA

Hipótesis 6: Shocks de oferta (de demanda) incrementan (disminuyen) la prima de riesgo del contrato a plazo de electricidad.

La variable utilizada para cuantificar los shocks, tanto de oferta como de demanda, es el margen de generación en el mes de liquidación del contrato (T) (porcentaje de demanda cubierta con energías renovables). Dicho margen de generación aumenta cuando se registra un incremento en la producción renovable o disminuye la demanda.

Si, *ceteris paribus*, el consumo es inesperadamente alto en el mes de liquidación del contrato (T), se reduciría el porcentaje de demanda cubierta con fuentes de energía renovables (margen de generación). La reducción de la producción a través de fuentes de energía renovables se vería reflejado en un incremento no previsto de los precios de contado (que podría exceder a los precios a plazo), que produciría una reducción de la prima de riesgo ex post.

Así, se esperaría que los shocks de demanda fueran directamente proporcionales a las variaciones en la prima de riesgo (coeficiente de regresión positivo).

De la misma manera, si, *ceteris paribus*, la producción con fuentes de energía renovables es inesperadamente alta en el mes de liquidación del contrato (T), aumentaría el porcentaje de demanda cubierto con dichas fuentes (margen de generación), lo que se vería reflejado en una reducción de los precios de contado (pudiendo caer por debajo de los precios a plazo), que provocaría un aumento de la prima de riesgo ex post.

Por tanto, se esperaría que los shocks de oferta fueran directamente proporcionales a las variaciones en la prima de riesgo (coeficiente de regresión positivo).

Existe una relación directamente proporcional entre el margen de generación (porcentaje de demanda cubierta con fuentes de energía renovables) en el momento de liquidación del contrato a plazo (T) y la

prima de riesgo ex post de dicho contrato (coeficiente de regresión positivo tanto si hay un shock de oferta como de demanda).

LIQUIDEZ DEL MERCADO A PLAZO

Hipótesis 7: A mayor liquidez de los mercados a plazo (mayor volumen negociado), menor es la prima de riesgo del contrato a plazo de electricidad.

En mercados relativamente líquidos y con un número elevado de agentes heterogéneos, teóricamente la cotización promedio de un contrato a plazo debe tender al valor del precio medio de contado en el periodo de liquidación del contrato, lo que generaría primas de riesgo reducidas.

Por tanto, se esperaría que incrementos en la liquidez de los mercados a plazo fueran inversamente proporcionales a reducciones en la prima de riesgo (coeficiente de regresión negativo).

Hipótesis 8: A mayor volumen de posición abierta, mayor/menor prima de riesgo del contrato a plazo de electricidad.

Si el volumen de posición abierta al inicio del periodo de liquidación del contrato a plazo fuera igual al volumen negociado, y dicho volumen correspondiera totalmente a contratación nueva que no deshace posiciones previas, los agentes estarían participando en los mercados a plazo con el objetivo de eliminar parcial o totalmente riesgos similares a los que registran en sus posiciones en el mercado de contado o en sus posiciones físicas. Por el contrario, si el volumen de posición abierta fuera nulo, debido a que todo el volumen de negociación está orientado al cierre de posiciones previas y no a nueva contratación, los agentes estarían actuando en el mercado no con fines de cobertura de sus posiciones físicas, sino con el objetivo de obtener beneficios si la evolución de los precios a plazo fuera acorde a sus expectativas (véase Lucía y Pardo, 2010⁸¹).

Un incremento en la volatilidad del precio de contado podría verse reflejado en un aumento de la posición abierta en el mercado a plazo, toda vez que los agentes con posiciones físicas (generadores y comercializadores) tendrían incentivo a participar en el mercado a plazo para realizar una cobertura sobre el riesgo de precio de dichas posiciones. No obstante, la incidencia sobre la prima de riesgo del contrato a plazo variaría en función del perfil de agente que estuviera tomando la posición en el mercado a plazo.

En el caso de que fueran los generadores los que aumentasen su posición vendedora en el mercado a plazo, y mantuvieran abierta dicha posición hasta el momento de liquidación del contrato, podría generarse un escenario de presión a la baja sobre los precios de los contratos a plazo que se vería reflejada en una

⁸¹ Lucía, J. J., & Pardo, A. (2010). *On measuring speculative and hedging activities in futures markets from volume and open interest data*. Applied Economics, 42(12), 1549-1557.

reducción de la prima de riesgo. Por ello, en este supuesto, se esperaría un coeficiente de regresión negativo entre el aumento del volumen de posición abierta en el mercado a plazo y la reducción de la prima de riesgo de los contratos a plazo.

Por el contrario, si fueran los comercializadores los que aumentasen su posición compradora en el mercado a plazo, y mantuvieran abierta dicha posición hasta el momento de liquidación del contrato, se generaría un escenario de presión al alza sobre el precio a plazo que se vería reflejado en un aumento de la prima de riesgo. Así, en este caso, se esperaría que el aumento del volumen de posición abierta en el mercado a plazo fuera directamente proporcional a incrementos en la prima de riesgo de los contratos a plazo (coeficiente de regresión positivo).

ASPECTOS REGULATORIOS

Hipótesis 9: El volumen subastado en OMIP y CESUR incrementan la prima de riesgo.

En las subastas OMIP y CESUR los comercializadores de último recurso adquirirían de manera precio-aceptante un volumen de contratación a plazo equivalente a la demanda de sus clientes acogidos a la tarifa regulada.

En este sentido, las subastas OMIP y CESUR supusieron un incremento de la demanda de contratación a plazo, lo que pudo verse reflejado en una presión al alza del precio de dicha contratación. Por lo tanto, se espera que variaciones en el volumen de contratación a plazo a través de subastas reguladas por el lado de la compra tengan un efecto directamente proporcional sobre variaciones en la prima de riesgo (coeficiente de regresión positivo).

2.4.2 ANÁLISIS EMPÍRICO DE LA PRIMA DE RIESGO EX-POST EN ESPAÑA

En este apartado se estudia, a través de un análisis de regresión múltiple, los determinantes de la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo mensuales en el mercado español.

En el análisis se considera que la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo de electricidad en el mercado español viene determinada por la siguiente fórmula:

$$F_{i,T} - S_T = b_0 + b_1FPGas_{i-1,t} + b_2Margen_t + b_3DvT(S_t) + b_4\Delta Brent_t + b_5Ef_Dinámico_t + b_6Margen_T + b_7Vol_t + b_8Ol_t + b_9Reg_t + \varepsilon_{i,T}$$

- $F_{i,T} - S_T$: prima de riesgo ex -post de los contratos a plazo de electricidad con subyacente precio de contado en España en carga base (€/MWh).

- $F_{t,T}$: precio de referencia del último día de cotización (t) en OMIP del contrato mensual con subyacente el precio de contado en España en carga base con liquidación en el mes (T) (€/MWh).
- t: mes anterior al de liquidación del contrato.
- T: mes de liquidación del contrato.
- S_T : precio medio de contado español en OMIE en el mes de liquidación del contrato (€/MWh).
- $FPGas_{t-1,t}$: prima de riesgo ex –post del contrato mensual de gas en el *hub* NBP⁸², calculada a partir del precio de referencia del último día de cotización (t-1) del contrato mensual con liquidación en el mes (t) (€/MWh).
- $Margen_t$: porcentaje medio de la demanda eléctrica peninsular cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (% demanda eléctrica peninsular).
- $DvT(S_t)$: desviación típica del precio de contado español en OMIE en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh).
- $\Delta Brent_t$: diferencia entre el precio medio diario de contado del Brent⁸³ en el mes (t) y en el mes (t-1) (€/MWh).
- $Ef_Dinámico_t$: Diferencia entre el precio de referencia del último día de cotización (t) en OMIP y el precio medio de contado español en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh).
- $Margen_T$: porcentaje medio de la demanda eléctrica peninsular cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes de liquidación del contrato (T) (% demanda eléctrica peninsular).
- Vol_t : cociente entre el volumen total negociado de los contratos mensual, trimestral y anual con subyacente el precio de contado en carga base con liquidación en el mes (T) en el mercado organizado de OMIP (continuo y OTC registrado en OMIClear) y en el mercado OTC, y la demanda eléctrica peninsular en el mes (T) (% demanda eléctrica).
- OI_t : cociente entre la posición abierta el último día de cotización de los contratos mensual, trimestral y anual con subyacente el precio de contado en carga base con liquidación en el mes (T) en el mercado organizado de OMIP (subastas, continuo y OTC registrado en OMIClear) (como proxy de la posición abierta) y la demanda eléctrica peninsular en el mes (T) (% demanda eléctrica).
- Reg_t : Para el análisis de las primas de riesgo del mercado eléctrico español, cociente entre el volumen de contratos con subyacente el precio de contado en carga base con liquidación en el mes (T),

⁸² NBP (*National Balance Point*) es el hub virtual europeo de gas natural con mayor liquidez, con una ratio entre volumen de negociación y demanda física que se sitúa en los últimos años entre 10 y 15. Fuente ICE Intercontinental.

⁸³ Fuente Reuters.

subastados en OMIP y/o en CESUR, y la demanda eléctrica peninsular en el mes (T) (% demanda eléctrica).

Cuadro 26. Determinantes de las primas de riesgo de los contratos a plazo mensuales

Resumen de los factores explicativos		
	Coef. Regresión**	Variable utilizada
Fundamentales*		
Prima de riesgo del gas	-	Prima de riesgo del contrato a plazo mensual en NBP en el último día de negociación
Margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato	-	% de demanda cubierta con energías renovables
Comportamiento del precio de contado*		
Volatilidad del precio de contado eléctrico	+ / -	Desviación típica del precio de contado diario eléctrico
Precio de contado del Brent	+	Diferencia entre el precio de contado diario medio del Brent en el mes (t) y el precio de contado en el mes (t-1)
Poder de mercado*		
Margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato	-	% de demanda cubierta con energía renovables
Efectos dinámicos*		
Precio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato	+	Diferencia entre el precio del contrato a plazo mensual en el último día de negociación y el precio medio del mercado diario durante el último mes de negociación
Shocks de oferta / demanda		
Margen de generación en el mes de liquidación del contrato	+	% de demanda cubierta con energía renovables
Liquidez del mercado a plazo*		

Volumen negociado	-	Volumen negociado de contratos a plazo M, Q y Y, con liquidación en el mes en OMIP y en OTC
Posición abierta	+ / -	Posición abierta en OMIP de contratos a plazo M, Q y Y, con liquidación en el mes
Aspectos regulatorios*		
Subastas reguladas	+	Volumen de contratos subastados en OMIP o en CESUR con liquidación en el mes

* Las variables son observadas por los participantes el último día de negociación del contrato a plazo mensual.

** Coeficiente de regresión positivo: variaciones en la variable explicativa son directamente proporcionales a variaciones sobre la prima de riesgo ex post. Coeficiente de regresión negativo: variaciones en la variable explicativa son inversamente proporcionales a variaciones sobre la prima de riesgo ex post.

Fuente: *Elaboración propia a partir del trabajo de Redl y Bunn (2013)*

En los siguientes apartados se describen las variables utilizadas en el análisis de regresión múltiple.

Demanda eléctrica peninsular y producción con energía procedente de fuentes renovables

- *Margen_t*: porcentaje medio de la demanda cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t).
- *Margen_T*: porcentaje medio de la demanda cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes de liquidación del contrato (T).

A efectos del análisis, se consideran fuentes renovables las siguientes: eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Para el periodo objeto de análisis, desde enero de 2010 hasta diciembre de 2018, se tiene en consideración la demanda horaria media (MW) mensual, que ascendió a 28.659 MW, con un valor máximo de 32.698 MW (registrado en febrero de 2012) y un valor mínimo de 26.019 MW (contabilizado en abril de 2015).

Cuadro 27. Estadísticos descriptivos de la media mensual de la demanda eléctrica peninsular (MW). Enero de 2010 - diciembre de 2018

Año	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Típica
2010	29.719	29.676	32.415	27.351	1.791
2011	29.042	29.056	31.764	26.775	1.572
2012	28.651	28.615	32.698	26.521	1.747
2013	28.179	28.020	30.717	26.273	1.460
2014	27.816	27.811	30.315	26.064	1.331
2015	28.325	28.071	31.540	26.019	1.815
2016	28.443	28.718	29.891	26.401	1.095
2017	28.771	29.063	30.987	26.117	1.499
2018	28.982	28.962	31.677	26.966	1.378
2010-2018	28.659	28.612	32.698	26.019	1.570

Fuente: REE

Entre enero de 2010 y diciembre de 2018, la producción media de energía procedente de fuentes renovables ascendió a 11.006 MW, con un valor máximo 15.474 MW (registrado en marzo de 2018) y un valor mínimo 8.129 MW (contabilizado en septiembre de 2014) (véase Cuadro 28).

Por tanto, en el periodo considerado, el porcentaje medio de la demanda de energía eléctrica cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables ascendió a un 38,4%. La producción mediante fuentes de energía renovables mostró una tendencia ascendente hasta el año 2013, en el que dichas tecnologías alcanzaron un máximo en su contribución a la cobertura de la demanda del 45,4%.

**Cuadro 28. Estadísticos descriptivos de la media mensual de energía renovable peninsular.
Enero de 2010 - diciembre de 2018**

Año	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Típica	Energía Renovable sobre Demanda (%)
2010	10.340	10.520	12.078	8.352	1.232	34,8%
2011	10.496	10.521	11.846	8.866	1.004	36,1%
2012	11.677	11.458	13.701	10.003	1.238	40,8%
2013	12.781	12.820	14.867	10.542	1.673	45,4%
2014	10.707	10.645	13.543	8.129	1.486	38,5%
2015	10.540	10.038	13.390	8.992	1.253	37,2%
2016	10.579	10.693	13.221	8.151	1.507	37,2%
2017	10.892	10.694	12.613	9.557	925	37,9%
2018	11.041	10.841	15.474	9.042	1.707	38,1%
2010-2018	11.006	10.757	15.474	8.129	1.501	38,4%

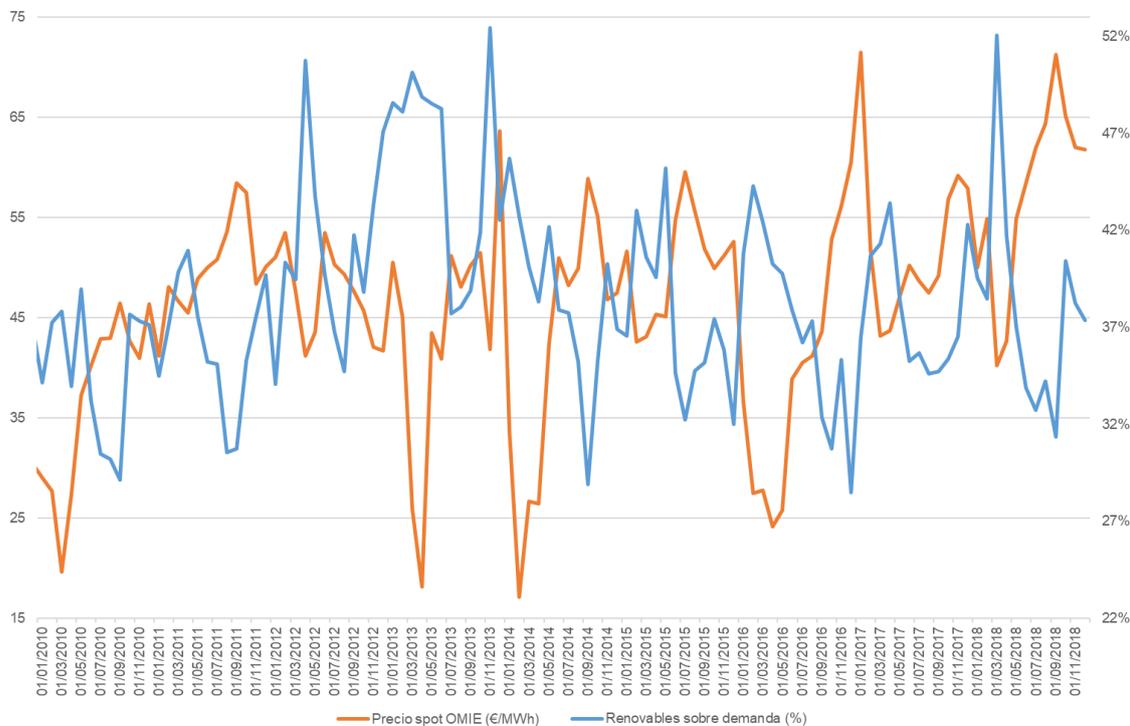
Fuente: REE

El Gráfico 60 muestra la evolución del precio medio mensual del mercado diario y el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables. En dicho gráfico puede observarse la relación negativa existente entre ambas variables, lo que explicaría, a modo de ejemplo, la incidencia que sobre los precios reducidos del mercado de contado en abril de 2013 y febrero de 2014 habría tenido la elevada producción de energía mediante fuentes renovables.

De acuerdo con las hipótesis de partida (recogidas en el apartado 2.3.1) se espera:

- Un coeficiente de regresión negativo entre el porcentaje de demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables en el mes previo a la liquidación del contrato ($Margen_t$) y la prima de riesgo.
- Un coeficiente de regresión positivo entre el porcentaje de demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables en el mes de liquidación del contrato ($Margen_T$) y la prima de riesgo.

Gráfico 60. Precio medio mensual del mercado diario y porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables, en el mercado español. Enero de 2010 - diciembre de 2018



Fuente: OMIE y REE

Liquidez de los mercados a plazo (subastas, mercado organizado y mercado OTC)

Como medida de liquidez se utilizan las siguientes variables:

- $Ol_{bis,t}$: cociente entre la posición abierta en el mercado organizado de OMIP (subastas, continuo y OTC registrado en OMIClear) el último día de cotización del contrato mensual⁸⁴ con subyacente el precio de contado en carga base y liquidación en el mes (T), y el volumen total negociado de los contratos mensual, trimestral y anual, con subyacente el precio de contado en carga base con liquidación en el mes (T), en el mercado organizado de OMIP (subasta, continuo y OTC registrado en OMIClear).
- Vol_t : cociente entre el volumen total negociado del contrato mensual, trimestral y anual con subyacente el precio de contado en carga base con liquidación en el mes (T) en el mercado

⁸⁴ Dicha posición abierta incluye la posición de contratos mensuales, junto con la de contratos trimestrales y anuales con liquidación en el mes correspondiente. En concreto, las posiciones abiertas de estos dos últimos contratos se suman con las del contrato mensual mediante el proceso de fraccionamiento que acontece cuando deja de negociarse cada uno de ellos. Al concluir el periodo de cotización de los contratos mensuales, la posición abierta de dichos contratos no se suma a la de los contratos con horizonte de liquidación inferior.

organizado de OMIP (continuo y OTC registrado en OMIClear) y en el mercado OTC, y la demanda eléctrica peninsular en el mes (T).

- *Reg_i*: cociente entre el volumen de contratos con subyacente el precio de contado en carga base con liquidación en el mes (T), subastados en OMIP y/o en CESUR, y la demanda eléctrica peninsular en el mes (T).

El volumen de negociación medio en los mercados OTC, OMIP y EEX de contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación entre enero de 2010 y diciembre de 2018 se situó en torno a 25.523 MW. Como referencia de la liquidez de estos mercados, cabe mencionar que el volumen de negociación medio entre enero de 2010 y diciembre de 2018 sobre contratos mensuales, trimestrales y anuales con liquidación en dicho periodo representó el 89,1% de la demanda eléctrica peninsular media de dicho periodo (28.659 MW).

Cuadro 29. Estadísticos descriptivos del Volumen negociado en los mercados OTC, OMIP y EEX (MW), sobre subyacente español, por mes de liquidación. Enero de 2010 - diciembre de 2018

Año	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Típica	% Contratación a plazo sobre demanda
2010	26.640	28.354	39.952	13.850	7.594	89,6%
2011	29.441	28.706	40.355	20.705	5.704	101,4%
2012	31.802	31.038	44.130	25.544	5.655	111,0%
2013	32.461	32.213	42.895	23.173	6.279	115,2%
2014	35.877	35.964	41.433	28.502	3.548	129,0%
2015	24.758	25.300	27.467	21.644	1.897	87,4%
2016	16.540	15.953	21.566	10.465	3.528	58,1%
2017	17.981	18.145	19.912	15.574	1.487	62,2%
2018	14.208	13.838	16.540	12.492	1.420	49,0%
2010-2018	25.523	25.582	44.130	10.465	8.576	89,0%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, EEX y Agencias Intermediadoras

Hasta el año 2013, el porcentaje del volumen de contratación a plazo con liquidación entre enero de 2010 y diciembre de 2018 sobre la demanda fue creciente y con un patrón estacional (véase Gráfico 61). El porcentaje máximo de negociación, en el periodo considerado, se registró en diciembre de 2012, en el que la contratación a plazo representó el 155% (44.130 MW⁸⁵) de la demanda de electricidad y el porcentaje

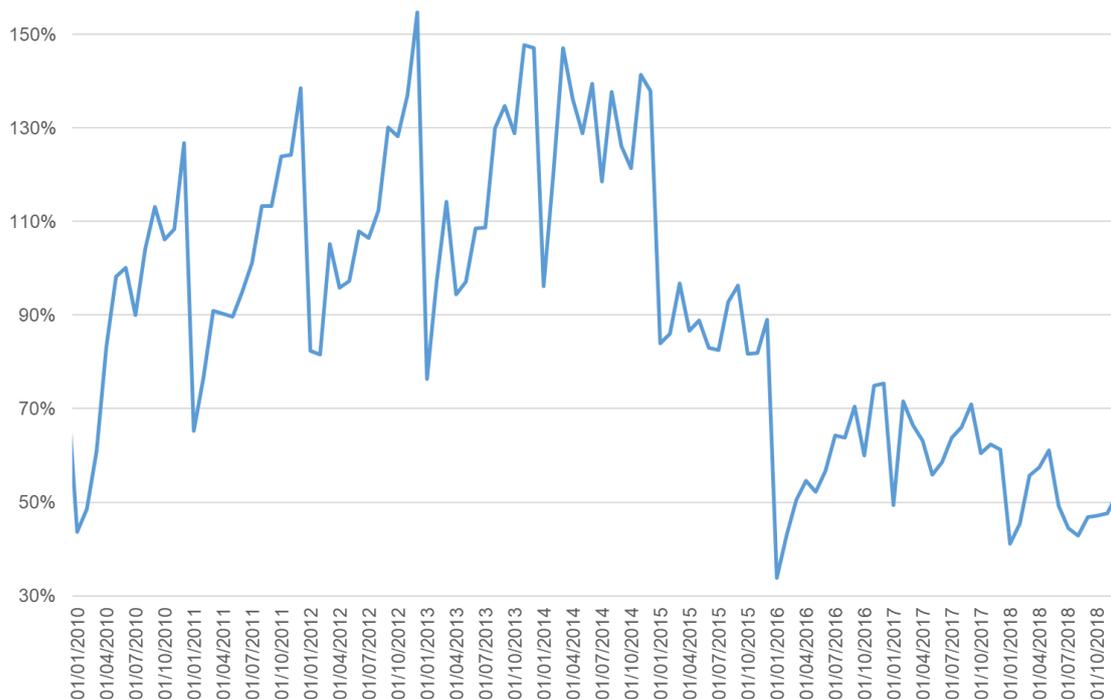
⁸⁵ Volumen total de negociación, en los mercados a plazo, sobre los contratos mensual, trimestral y anual con liquidación en diciembre de 2012 (dic-12, Q4-12 y anual 2012).

mínimo de negociación, en el periodo considerado, se registró en enero de 2016, en el que la contratación a plazo representó el 33,8% de la demanda.

Teóricamente, en los mercados relativamente líquidos⁸⁶, la cotización promedio de un contrato a plazo debe tender al valor del precio medio de contado en el periodo de liquidación del contrato, lo que generaría primas de riesgo reducidas.

En el análisis de regresión que se efectúa se espera, por tanto, que incrementos en el volumen de contratos negociados en el mercado a plazo sean inversamente proporcionales a reducciones en la prima de riesgo ex post de dichos contratos (coeficiente de regresión negativo).

Gráfico 61. Cociente entre el volumen total negociado, en los mercados organizados de OMIP y de EEX y en el mercado OTC, del contrato mensual, trimestral y anual sobre subyacente español, y la demanda eléctrica peninsular. Enero de 2010 - diciembre de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, Agencias Intermediadoras y REE

La posición abierta del volumen negociado en el mercado OTC que no se registra en cámaras de contrapartida central (CCPs) no es conocida. No obstante, sí se conoce el volumen de posición abierta correspondiente a las transacciones registradas en las CCPs.

⁸⁶ La variable Vol_t se utiliza en este análisis como proxy de la liquidez del mercado.

En este sentido, del volumen medio de contratos negociados mensual, trimestral y anual, con liquidación entre enero de 2010 y diciembre de 2018, se registraron en media 6.140 MW en la CCP de OMIP (OMIClear). De este volumen medio total registrado, 4.455 MW (un 72,6%) correspondieron a posiciones que se cerraron durante el periodo de negociación de los contratos, mientras que 1.685 MW (el 27,4% restante) quedaron como posición abierta⁸⁷. Por tanto, el 72,6% del volumen registrado en OMIClear fue negociado por compradores⁸⁸ (vendedores) que vendieron (compraron) contratos con liquidación entre enero de 2010 y diciembre de 2018.

El porcentaje del volumen de contratos negociados mensual, trimestral y anual registrados en OMIClear que se mantuvo abierto al inicio de la liquidación de los contratos muestra una tendencia creciente (véase Gráfico 62). En el periodo 2010-2018, el porcentaje máximo del volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales registrados en OMIClear que quedó abierto fue del 53%, correspondiendo a los contratos negociados con liquidación en abril de 2018. En tanto en cuanto los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio de contado de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados de EEX⁸⁹), si son miembros negociadores de las mismas, la suma del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario.

La variable $O_{bis,t}$ se puede utilizar como proxy de la naturaleza de los agentes que participan en los mercados a plazo, concluyéndose que, a menor posición abierta, mayor heterogeneidad de los agentes.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que, si los agentes que participan en los mercados a plazo no toman posiciones de compra o venta por razones de cobertura, llegado el vencimiento del contrato éste no se liquida contra el precio de contado, toda vez que las posiciones se han cerrado previamente. Así, únicamente el volumen de negociación que queda abierto al inicio del periodo de vencimiento del contrato se liquida contra el precio de contado.

Por tanto, un volumen de posición abierta reducido sería indicativo de un mercado a plazo de naturaleza más especulativa que coberturista, siendo asimismo un posible indicador de participación heterogénea de

⁸⁷ Suma de la posiciones abiertas compradoras o vendedoras por agente.

⁸⁸ Que habían adquirido (vendido) previamente dichos contratos bien en OMIP, bien en el mercado OTC para registrarlos en OMIClear.

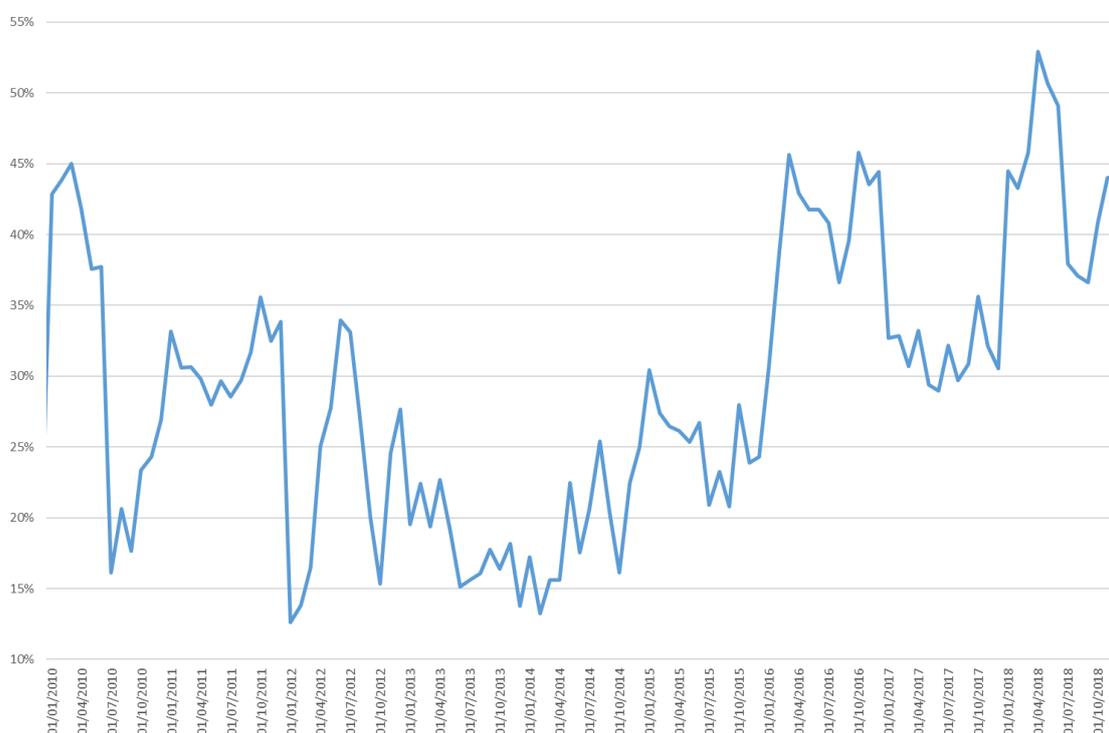
⁸⁹ EEX-ECC acordó con OMIP-OMIClear cooperar en el registro de derivados de energía y listar algunos de sus productos. En este sentido desde principios de 2014, EEX-ECC ofrece a sus agentes negociadores el registro de futuros con liquidación financiera con subyacente el precio de contado español para que puedan ser compensados por ECC. Análogamente, OMIP-OMIClear ofrece a sus participantes la posibilidad de registrar futuros con liquidación financiera con subyacente el precio de contado francés y el precio de contado alemán. Asimismo, desde el 16 de febrero de 2015 se pueden negociar contratos con subyacente español en el mercado organizado de futuros de EEX y desde el 13 de mayo de 2016 se pueden negociar contratos con subyacente francés y alemán en el mercado organizado de OMIP.

agentes en el mercado, ya que estarían interviniendo en el mismo no solo agentes con posiciones físicas sino también agentes de carácter financiero. Por el contrario, un volumen de posición abierta alta sería indicativo de un mercado a plazo de carácter más coberturista y, por tanto, con elevada participación de agentes con posiciones físicas (menor heterogeneidad de agentes).

Tal y como se ha descrito en la hipótesis 8, del apartado 2.3.1, en el análisis que se efectúa, se espera:

- Un coeficiente de regresión negativo entre el incremento de la posición abierta y la prima de riesgo, en el caso de que se registrara un incremento de las posiciones de venta en el mercado a plazo (presión a la baja sobre los precios a plazo), para la cobertura de posiciones físicas por generadores.
- Un coeficiente de regresión positivo entre el incremento de la posición abierta y la prima de riesgo, en el caso de que se registrara un incremento de las posiciones de compra en el mercado a plazo (presión al alza sobre los precios a plazo), para la cobertura de posiciones físicas por comercializadores.

Gráfico 62. Cociente entre la posición abierta del contrato mensual, trimestral y anual en OMIClear, y el volumen registrado en OMIClear de estos contratos sobre subyacente español. Enero de 2010 – diciembre de 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, Agencias Intermediadoras y REE

En las subastas CESUR y OMIP actuaban como compradores precio aceptantes los comercializadores de último recurso designados, utilizándose el precio resultante de estas subastas para la fijación de la tarifa regulada para los consumidores domésticos.

El precio de las subastas CESUR se utilizó para la fijación de dicha tarifa regulada desde julio de 2007 hasta diciembre de 2013, subastándose productos trimestrales en carga base y carga punta, así como productos semestrales en carga base. La última subasta CESUR se celebró en diciembre de 2013 para la fijación de la tarifa del primer trimestre de 2014.

En el análisis de regresión que se efectúa se considera también el volumen subastado para el primer trimestre de 2014⁹⁰, debido a la interrelación que existe entre las transacciones efectuadas en los mercados OTC y OMIP previas a la subasta y la subasta CESUR.

El precio de las subastas OMIP se utilizó para la fijación de la tarifa regulada para los consumidores domésticos desde agosto de 2006 hasta diciembre de 2010, subastándose productos mensuales, trimestrales y anuales, en carga base y en carga punta.

El volumen medio subastado en las subastas CESUR de productos de carga base, con liquidación entre enero de 2010 y marzo de 2014, ascendió a 3.471 MW, mientras que en las subastas de OMIP de productos de carga base, con liquidación de enero a diciembre de 2010, dicho volumen se situó en 1.270 MW.

Las subastas reguladas incorporan demanda inelástica en el mercado a plazo, por lo que se espera que las variaciones en el volumen subastado en las mismas sean directamente proporcionales a las variaciones registradas en la prima de riesgo ex post de dichos contratos (coeficiente de regresión positivo).

En los siguientes cuadros (Cuadro 30 y Cuadro 31) se recoge la matriz de correlaciones entre las variables Vol_t , OI_t y Reg_t , diferenciando entre el periodo comprendido entre enero de 2010 y marzo de 2014 (fin del periodo de liquidación del último contrato subastado en las subastas CESUR) y el periodo entre abril de 2014 y diciembre de 2018.

De acuerdo con los resultados del análisis de correlación efectuado entre dichas variables, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Correlación nula entre las variables Vol_t y OI_t en el periodo enero 2010-marzo 2014: no se observa relación entre el volumen negociado en los mercados a plazo (Vol_t) y el volumen de posición abierta en OMIP (OI_t).

⁹⁰ No obstante, cabe mencionar que la CNMC no validó la subasta CESUR celebrada en diciembre de 2013, en la que se subastó el contrato para el primer trimestre de 2014.

- Correlación positiva entre las variables Vol_t y Oi_t en el periodo abril 2014-diciembre 2018: se observa que, en el periodo considerado, variaciones en el volumen negociado en los mercados a plazo (Vol_t) están directamente relacionadas con variaciones en la posición abierta en OMIP (Oi_t). De ello podría deducirse que la actividad coberturista se ha incrementado durante los últimos años en detrimento de la actividad especulativa.
- Correlación negativa entre Vol_t y Reg_t : se concluye que a mayor volumen subastado en las subastas reguladas (Reg_t), menor volumen negociado en los mercados a plazo (Vol_t), lo que sería indicativo de que se habría producido una cierta sustitución entre mercados (los mercados a plazo y las subastas).
- Correlación positiva entre Reg_t y Oi_t : a mayor volumen subastado en las subastas reguladas (Reg_t), mayor volumen de posición abierta (Oi_t). Esto podría sugerir que los participantes que mantenían posiciones abiertas de compra en el mercado a plazo las cerraban en las subastas reguladas (en particular, en las subastas CESUR que se celebraban en las semanas previas al inicio de liquidación de los contratos).

Cuadro 30. Matriz de correlaciones de las variables de liquidez: Vol_t , Oi_t y Reg_t , en el mercado español. Enero de 2010 a marzo de 2014

	Vol_t	Oi_t	Reg_t
Vol_t	1		
Oi_t	-0,0645	1	
Reg_t	-0,5446*	0,5208*	1

*Significativas al 1%.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, agencias de intermediación y REE

Cuadro 31. Matriz de correlaciones de las variables de liquidez: Vol_t , Oi_t y Reg_t , en el mercado español. Abril de 2014 a diciembre de 2018

	Vol_t	Oi_t
Vol_t	1	
Oi_t	0,5337*	1

*Significativas al 1%.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, agencias de intermediación y REE

En el Cuadro 32 y Cuadro 33 se refleja la evolución del volumen negociado y de la posición abierta en los mercados a plazo, así como de la demanda eléctrica en el periodo comprendido entre enero de 2010 y

diciembre de 2014. En el Cuadro 33 se refleja esos mismos datos pero para el periodo comprendido entre enero de 2015 y diciembre de 2018.

Cuadro 32. Evolución del volumen negociado en los mercados a plazo, de la posición abierta en OMIClear y de la demanda eléctrica por mes de liquidación (MW), en el mercado español. Enero de 2010 a diciembre de 2014

Periodo de Liquidación	Subastas CESUR (MW)	OMIClear Posición Abierta (MW)	OMIClear OMIP Continuo (MW)	OMIClear Subasta (MW)	OMIClear OTC (MW)	OTC no reg OMIClear (MW)	Demanda (MW)
01/01/2010	4.800	2.109	1.299	2.057	1.562	12.551	31.674
01/02/2010	4.800	2.735	1.387	2.057	2.792	14.346	32.415
01/03/2010	4.800	3.041	1.591	2.072	3.092	17.079	30.599
01/04/2010	4.800	2.449	1.711	1.700	2.437	21.401	27.764
01/05/2010	4.800	2.359	2.157	1.700	2.422	24.892	27.550
01/06/2010	4.800	2.575	2.359	1.700	2.766	26.247	28.545
01/07/2010	4.000	969	2.359	707	2.950	25.743	31.214
01/08/2010	4.000	1.311	2.538	707	3.105	27.499	28.835
01/09/2010	4.000	1.133	2.698	707	3.012	29.756	28.666
01/10/2010	4.000	1.666	3.470	612	3.046	25.564	27.351
01/11/2010	4.000	1.956	3.762	612	3.681	29.316	30.518
01/12/2010	4.000	2.472	4.158	612	4.406	35.794	31.495
01/01/2011	4.000	1.674	2.566	0	2.480	18.139	31.764
01/02/2011	4.000	1.740	2.899	0	2.791	21.400	31.670
01/03/2011	4.000	2.081	3.400	0	3.394	23.659	29.731
01/04/2011	4.000	1.752	3.030	0	2.849	21.149	26.775
01/05/2011	4.000	1.623	2.741	0	3.061	21.869	27.425
01/06/2011	4.000	2.077	3.476	0	3.527	23.996	28.874
01/07/2011	3.600	1.821	3.191	0	3.187	26.748	29.578
01/08/2011	3.600	1.987	3.596	0	3.097	29.293	29.022
01/09/2011	3.600	2.294	3.771	0	3.466	29.178	29.090
01/10/2011	3.800	2.153	3.423	0	2.630	30.139	27.068
01/11/2011	3.800	2.214	3.954	0	2.859	31.322	28.397
01/12/2011	3.800	3.052	5.068	0	3.954	35.287	29.110
01/01/2012	4.000	650	2.622	0	2.534	22.922	30.991
01/02/2012	4.000	811	3.115	0	2.749	23.583	32.698
01/03/2012	4.000	1.050	3.433	0	2.937	26.801	28.717
01/04/2012	3.000	1.500	2.859	0	3.134	23.037	26.993
01/05/2012	3.000	1.620	2.746	0	3.089	23.609	27.081
01/06/2012	3.000	2.524	3.898	0	3.535	27.221	28.824
01/07/2012	3.000	2.263	3.757	0	3.083	27.199	29.087
01/08/2012	3.000	1.798	3.644	0	3.123	28.712	28.812
01/09/2012	3.000	1.552	4.535	0	3.227	31.232	27.479
01/10/2012	3.000	928	3.646	0	2.411	30.382	26.521
01/11/2012	3.000	1.857	4.361	0	3.196	34.182	28.100
01/12/2012	3.000	2.392	4.857	0	3.796	39.273	28.512
01/01/2013	3.000	1.090	2.931	0	2.656	20.242	30.367
01/02/2013	3.000	1.611	3.890	0	3.296	25.997	30.717
01/03/2013	3.000	1.510	4.034	0	3.751	28.769	28.715
01/04/2013	2.500	1.104	2.437	0	2.434	23.134	27.100
01/05/2013	2.500	1.078	3.156	0	2.509	22.379	26.273
01/06/2013	2.500	1.017	3.297	0	3.427	25.708	26.715
01/07/2013	2.500	1.011	3.274	0	3.214	28.348	29.082
01/08/2013	2.500	1.173	3.715	0	3.587	32.271	27.695
01/09/2013	2.500	1.558	4.562	0	4.222	32.241	27.311
01/10/2013	2.500	1.158	3.282	0	3.791	31.086	26.682
01/11/2013	2.500	1.600	4.925	0	3.887	36.962	28.346
01/12/2013	2.500	1.165	4.671	0	3.785	38.224	29.145
01/01/2014	2.500	1.218	3.848	0	3.220	24.654	29.642
01/02/2014	2.500	1.128	4.600	0	3.915	31.810	30.315
01/03/2014	2.500	1.381	4.606	0	4.253	36.827	28.156
01/04/2014	0	1.315	4.109	0	4.311	31.402	26.064
01/05/2014	0	1.835	3.913	0	4.262	29.827	26.181
01/06/2014	0	1.580	4.331	0	4.670	33.628	27.222
01/07/2014	0	1.789	3.776	0	4.893	29.867	28.391
01/08/2014	0	2.436	4.438	0	5.150	32.902	27.116
01/09/2014	0	1.862	3.946	0	5.189	31.571	28.142
01/10/2014	0	1.321	3.417	0	4.786	28.663	26.425
01/11/2014	0	2.494	5.145	0	5.953	33.698	27.480
01/12/2014	0	2.780	5.596	0	5.519	33.944	28.661

Fuente: OMIP, OMIE, Agencias Intermediadoras y REE

Cuadro 33. Evolución del volumen negociado en los mercados a plazo, de la posición abierta en OMIClear y de la demanda eléctrica por mes de liquidación (MW), en el mercado español. Enero de 2015 a diciembre de 2018

Periodo de Liquidación	Subastas CESUR (MW)	OMIClear Posición Abierta (MW)	OMIClear OMIP Continuo (MW)	OMIClear Subasta (MW)	OMIClear OTC (MW)	OTC no reg OMIClear (MW)	Demanda (MW)
01/01/2015	0	2.379	4.333	0	3.481	21.260	30.462
01/02/2015	0	1.916	3.387	0	3.605	23.391	31.132
01/03/2015	0	1.895	3.516	0	3.652	23.951	28.387
01/04/2015	0	1.731	3.015	0	3.611	19.551	26.019
01/05/2015	0	1.761	3.194	0	3.748	20.490	26.652
01/06/2015	0	1.900	3.348	0	3.771	20.133	28.292
01/07/2015	0	1.575	3.169	0	4.364	22.839	31.540
01/08/2015	0	1.728	3.165	0	4.259	22.901	28.061
01/09/2015	0	1.601	3.139	0	4.555	23.076	27.211
01/10/2015	0	1.693	2.200	0	3.856	19.444	26.472
01/11/2015	0	1.496	2.529	0	3.737	20.054	27.593
01/12/2015	0	1.686	2.971	0	3.973	22.036	28.082
01/01/2016	0	1.125	1.560	0	2.111	8.905	28.935
01/02/2016	0	1.278	938	0	2.357	11.033	29.852
01/03/2016	0	1.971	1.646	0	2.671	13.387	28.904
01/04/2016	0	1.902	1.660	0	2.774	12.946	27.642
01/05/2016	0	1.626	1.240	0	2.653	12.992	26.401
01/06/2016	0	1.652	1.044	0	2.911	14.328	28.046
01/07/2016	0	2.444	2.237	0	3.750	16.966	29.891
01/08/2016	0	2.079	2.282	0	3.395	16.741	28.821
01/09/2016	0	2.160	2.042	0	3.417	17.685	28.950
01/10/2016	0	1.952	1.001	0	3.259	15.532	26.647
01/11/2016	0	2.108	1.191	0	3.652	19.562	28.615
01/12/2016	0	2.285	1.297	0	3.848	20.269	28.609
01/01/2017	0	1.722	1.822	0	3.444	15.092	30.987
01/02/2017	0	1.847	1.977	0	3.649	17.190	29.588
01/03/2017	0	1.751	1.974	0	3.730	17.407	28.257
01/04/2017	0	1.463	1.434	0	2.974	14.536	26.117
01/05/2017	0	1.245	1.338	0	2.902	14.236	27.005
01/06/2017	0	1.282	1.434	0	2.988	16.236	30.136
01/07/2017	0	1.413	1.699	0	2.691	17.539	30.151
01/08/2017	0	1.341	1.770	0	2.746	17.555	29.238
01/09/2017	0	1.411	1.745	0	2.825	18.167	28.056
01/10/2017	0	1.548	1.585	0	2.763	14.752	27.012
01/11/2017	0	1.422	1.508	0	2.922	16.520	28.888
01/12/2017	0	1.318	1.412	0	2.904	16.849	29.819
01/01/2018	0	1.316	764	0	2.194	11.728	30.390
01/02/2018	0	1.289	765	0	2.214	13.631	31.677
01/03/2018	0	1.511	1.001	0	2.297	15.539	29.713
01/04/2018	0	1.687	849	0	2.337	14.997	27.613
01/05/2018	0	1.497	740	0	2.213	15.721	26.966
01/06/2018	0	1.481	795	0	2.222	13.056	28.142
01/07/2018	0	1.142	809	0	2.200	12.464	29.905
01/08/2018	0	1.090	753	0	2.186	11.946	29.667
01/09/2018	0	1.071	785	0	2.138	12.714	28.856
01/10/2018	0	1.100	773	0	1.923	12.095	27.283
01/11/2018	0	1.408	1.065	0	2.133	12.761	29.068
01/12/2018	0	1.291	918	0	2.015	13.827	28.507

Fuente: OMIP, OMIE, Agencias Intermediadoras y REE

Resultados de la regresión en el mercado español (2010-2018)

Variables	Coefficientes (b)	Errores Estándares Robustos	t	P> t	[Intervalo de confianza 95%]	
Constante	-3,47	3,35	-1,04	0,3020	-10,12	3,17
$FPGas_{t-1,t}$	0,05	0,19	0,24	0,8120	-0,33	0,43
$Margen_t$	-32,61	9,30	-3,51	0,0010	-51,07	-14,15
$DvT(S_t)$	0,34	0,14	2,47	0,0150	0,07	0,61
$\Delta Brent_t$	-0,19	0,11	-1,73	0,0880	-0,41	0,03
$Ef_Dinámico_t$	0,08	0,11	0,68	0,4960	-0,15	0,30
$Margen_T$	42,63	8,35	5,1	0,0000	26,06	59,20
Vol_t	-2,75	1,38	-2	0,0480	-5,48	-0,02
OI_t	-28,28	23,50	-1,2	0,2320	-74,93	18,36
Reg_t	23,02	5,58	4,13	0,0000	11,95	34,09
Nº de observaciones	108					
F-statistic	8,86					
Prob>F	0,000					
R²	0.4843					

Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIP, Agencias Intermediadoras y REE

Todas las variables tienen el signo esperado excepto la “Prima de riesgo ex –post del contrato mensual de gas en el hub NBP” y la “Variación del precio de contado del Brent”.

La estimación obtenida (signo y coeficiente de los parámetros) es robusta a la eliminación de las observaciones de la prima de riesgo máxima y mínima en el periodo considerado (2010-2018).

Del análisis de regresión efectuado, se concluye que las **variables con incidencia significativa sobre la prima de riesgo**⁹¹ de los mercados a plazo son, en el caso del **mercado español**, las siguientes:

- a) **El margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato ($Margen_t$):** porcentaje medio de la demanda cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, las variaciones producidas en el porcentaje de producción procedente de fuentes renovables, en el mes anterior al de liquidación del contrato, son inversamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión negativo: -32,61).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018) la producción media procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación de los contratos del periodo considerado, esto es el comprendido entre diciembre de 2009 y noviembre de 2018, ascendió a 11.011 MW. Por su parte, la demanda

⁹¹ Significativas al 5%.

eléctrica media mensual en dicho periodo ascendió a 28.674 MW. Por tanto, el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato, esto es la variable Margen_t , se situó en un 38,4% en dicho periodo.

De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, en el supuesto de que dicho porcentaje (Margen_t) aumentara en un 1% en el mes previo al de liquidación del contrato (incremento de producción mediante fuentes de energía renovables en torno a 286 MW), la prima de riesgo de los contratos a plazo registraría una reducción de 0,3261 €/MWh.

- b) La volatilidad del precio de contado de la electricidad en el mes anterior al de liquidación del contrato ($DvT(S_t)$):** desviación típica del precio diario de contado de la electricidad. De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, el aumento de la volatilidad del precio de contado de la electricidad, en el mes anterior al de liquidación del contrato, es directamente proporcional a un incremento en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión positivo: 0,34).

La desviación típica media del precio diario de contado de la electricidad, en el periodo comprendido entre diciembre de 2009 y noviembre de 2018, ascendió a 13,40 €/MWh.

De acuerdo con el resultado de la regresión, un incremento de 1 €/MWh en la desviación típica del precio diario de contado, en el mes previo al de liquidación del contrato, aumentaría en 0,34 €/MWh la prima de riesgo.

- c) El margen de generación en el mes de liquidación del contrato (Margen_T):** porcentaje medio de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables diariamente en el mes de liquidación del contrato (T) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, las variaciones producidas en el porcentaje de producción procedente de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato, son directamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión positivo: 42,63).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018), la producción media procedente de fuentes renovables ascendió a 11.006 MW, mientras que la demanda eléctrica media mensual en dicho periodo se situó en 28.659 MW. Por tanto, el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato, esto es la variable Margen_T , ascendió a un 38,4% en el periodo considerado.

De acuerdo con el análisis de regresión, en el supuesto de que dicho porcentaje (Margen_T) aumentara en un 1% en el mes de liquidación del contrato (incremento de producción mediante fuentes de energía renovables en torno a 286 MW), la prima de riesgo de los contratos a plazo registraría un incremento de 0,4263 €/MWh.

- d) **El volumen negociado de contratos a plazo (liquidez del mercado) en el mes anterior al de liquidación del contrato (Vol_t):** cociente entre el volumen total negociado, en el mercado organizado de OMIP (continuo y OTC registrado en OMIClear) y en el mercado OTC, de los contratos mensual, trimestral y anual, con subyacente el precio de contado en carga base con liquidación en el mes (t), y la demanda eléctrica peninsular en el mes (t) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, las variaciones producidas en el volumen negociado en los mercados a plazo, en el mes anterior al de liquidación del contrato, son inversamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión negativo: -2,75).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018), el volumen medio negociado de los contratos mensual, trimestral y anual en los mercados a plazo (25.523 MW) representó, en media, el 89,1% (Vol_t) de la demanda eléctrica peninsular (28.659 MW).

De acuerdo con el análisis de regresión, en el supuesto de que dicho porcentaje (Vol_t) aumentara en un 1% en el mes anterior al de liquidación del contrato (incremento en el volumen medio negociado en los mercados a plazo en torno a 286 MW), la prima de riesgo de los contratos a plazo registraría un descenso de 0,0275 €/MWh.

- e) **El volumen negociado a través de subastas reguladas en el mes anterior al de liquidación del contrato (Reg_t):** cociente entre el volumen de contratos subastados en OMIP y/o en CESUR, con subyacente el precio de contado en carga base y liquidación en el mes (T), y la demanda eléctrica peninsular en el mes (T) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, los volúmenes asignados a plazo a través de las subastas OMIP y CESUR contribuyeron al incremento del precio de la contratación a plazo y, por tanto, de la prima de riesgo (coeficiente de regresión positivo: 23,02).

El volumen subastado en CESUR y OMIP (3.769 MW) representó en media el 13,2% de la demanda eléctrica peninsular (28.659 MW).

De acuerdo con el análisis de regresión, un incremento del 1% en el porcentaje del volumen subastado en CESUR y en OMIP (incremento en torno a 286 MW en el volumen subastado) se habría reflejado en un incremento de 0,23 €/MWh de la prima de riesgo.

2.4.3 ANÁLISIS EMPÍRICO DE LA PRIMA DE RIESGO EX-POST EN ALEMANIA

En este apartado se estudia, a través de un análisis de regresión múltiple, los determinantes de la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo mensuales en el mercado alemán.

En el análisis se considera que la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo de electricidad en el mercado alemán viene determinada por la siguiente fórmula:

$$F_{t,T} - S_T = b_0 + b_1 FPGas_{t-1,t} + b_2 Margen_t + b_3 DvT(S_t) + b_4 \Delta Brent_t + b_5 Ef_Dinámico_t + b_6 Margen_T + \varepsilon_{t,T}$$

- $F_{t,T} - S_T$: prima de riesgo ex –post de los contratos a plazo de electricidad (€/MWh) con subyacente el precio de contado en Alemania en carga base.
- $F_{t,T}$: precio de referencia del último día de cotización (t) en EEX del contrato mensual con subyacente el precio de contado en Alemania en carga base (Phelix Power Futures) con liquidación en el mes (T) (€/MWh).
- t: mes anterior al de liquidación del contrato.
- T: mes de liquidación del contrato.
- S_T : precio medio de contado alemán en EPEX Spot en el mes (T) (€/MWh).
- $FPGas_{t-1,t}$: prima de riesgo ex –post del contrato mensual de gas en el *hub* NBP⁹², calculada a partir del precio de referencia del último día de cotización (t-1) del contrato mensual con liquidación en el mes (t) (€/MWh).
- $Margen_t$: porcentaje medio de la demanda eléctrica en Alemania cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al mes de liquidación del contrato (t) (% demanda eléctrica en Alemania).
- $DvT(S_t)$: desviación típica del precio diario de contado alemán en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh).
- $\Delta Brent_t$: diferencia entre el precio medio diario de contado del Brent⁹³ en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) y dos meses antes al de liquidación del contrato (t-1) (€/MWh).
- $Ef_Dinámico_t$: Diferencia entre precio de referencia del último día de cotización (t) en EEX del contrato mensual, con subyacente el precio de contado en Alemania en carga base, y el precio medio de contado alemán en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh).

⁹² NBP (National Balance Point) es el hub virtual europeo de gas natural con mayor liquidez, con una ratio entre volumen de negociación y demanda física que se sitúa en los últimos años entre 10 y 15. Fuente ICE Intercontinental.

⁹³ Fuente Reuters.

- $Margen_T$: porcentaje medio de la demanda eléctrica en Alemania cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes de liquidación del contrato (T) (% demanda eléctrica en Alemania).

Determinantes de las primas de riesgo de los contratos a plazo mensuales

Resumen de los factores explicativos		
	Coef. Regresión**	Variable utilizada
Fundamentales*		
Prima de riesgo del gas	-	Prima de riesgo del contrato a plazo mensual en NBP en el último día de negociación
Margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato	-	% de demanda cubierta con energías renovables
Comportamiento del precio de contado*		
Volatilidad del precio de contado eléctrico	+ / -	Desviación típica del precio de contado diario eléctrico
Precio de contado del Brent	+	Diferencia entre el precio de contado diario medio del Brent en el mes (t) y el precio de contado en el mes (t-1)
Poder de mercado*		
Margen de generación en el mes anterior al de liquidación de contrato	-	% de demanda cubierta con energía renovables
Efectos dinámicos*		
Precio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato	+	Diferencia entre el precio del contrato a plazo mensual en el último día de negociación y el precio medio del mercado diario durante el último mes de negociación
Shocks de oferta / demanda		
Margen de generación en el mes de liquidación del contrato	+	% de demanda cubierta con energía renovables

*Las variables son observadas por los participantes el último día de negociación del contrato a plazo mensual.

** Coeficiente de regresión positivo: variaciones en la variable explicativa son directamente proporcionales a variaciones sobre la prima de riesgo ex post. Coeficiente de regresión negativo: variaciones en la variable explicativa son inversamente proporcionales a variaciones sobre la prima de riesgo ex post.

Fuente: *Elaboración propia a partir del trabajo de Redl y Bunn (2013)*

Descripción de las variables

Demanda eléctrica y producción con energía procedente de fuentes renovables

- *Margen_t*: porcentaje medio de la demanda cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t).
- *Margen_T*: porcentaje medio de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables diariamente en el mes de liquidación del contrato (T).

Para la realización del análisis se considera la demanda horaria media (MW) mensual desde enero de 2010 hasta octubre de 2018.

En el periodo considerado, la demanda horaria media mensual ascendió a 61.313 MW, con un valor máximo de 73.689 MW (registrado en febrero de 2011) y un valor mínimo de 53.235 MW (contabilizado en mayo de 2015).

Cuadro 34. Estadísticos descriptivos de la media mensual de la demanda eléctrica (MW) en el mercado alemán. Enero de 2010 - octubre de 2018

Año	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Típica
2010	62.552	62.442	72.280	57.360	4.790
2011	62.201	60.797	73.689	56.337	5.309
2012	61.496	61.422	71.884	54.530	5.052
2013	60.624	59.564	69.085	56.122	4.256
2014	60.464	59.813	66.552	55.499	3.753
2015	59.486	58.847	67.869	53.235	4.913
2016	62.458	61.553	68.753	56.601	4.714
2017	61.530	59.605	71.388	56.169	5.001
2018*	60.946	58.568	71.363	54.974	5.457
2010-2018	61.313	60.298	73.689	53.235	4.731

* Datos hasta octubre de 2018.

Fuente: ENTSO-E

Entre enero de 2010 y octubre de 2018, la producción media procedente de fuentes renovables ascendió a 15.107 MW, con un valor máximo 25.680 MW (registrado en enero de 2017) y un valor mínimo 7.250 MW (contabilizado en junio de 2010) (véase Cuadro 35).

Por tanto, en el periodo considerado, el porcentaje medio de la demanda de energía eléctrica cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables ascendió a un 24,6%. La producción mediante fuentes de energía renovables mostró una tendencia ascendente en el periodo de análisis. La contribución de la producción renovable a la cobertura de la demanda en 2018 ascendió al 35,9%.

Cuadro 35. Estadísticos descriptivos de la media mensual de energía renovable en el mercado alemán. Enero de 2010 - octubre de 2018

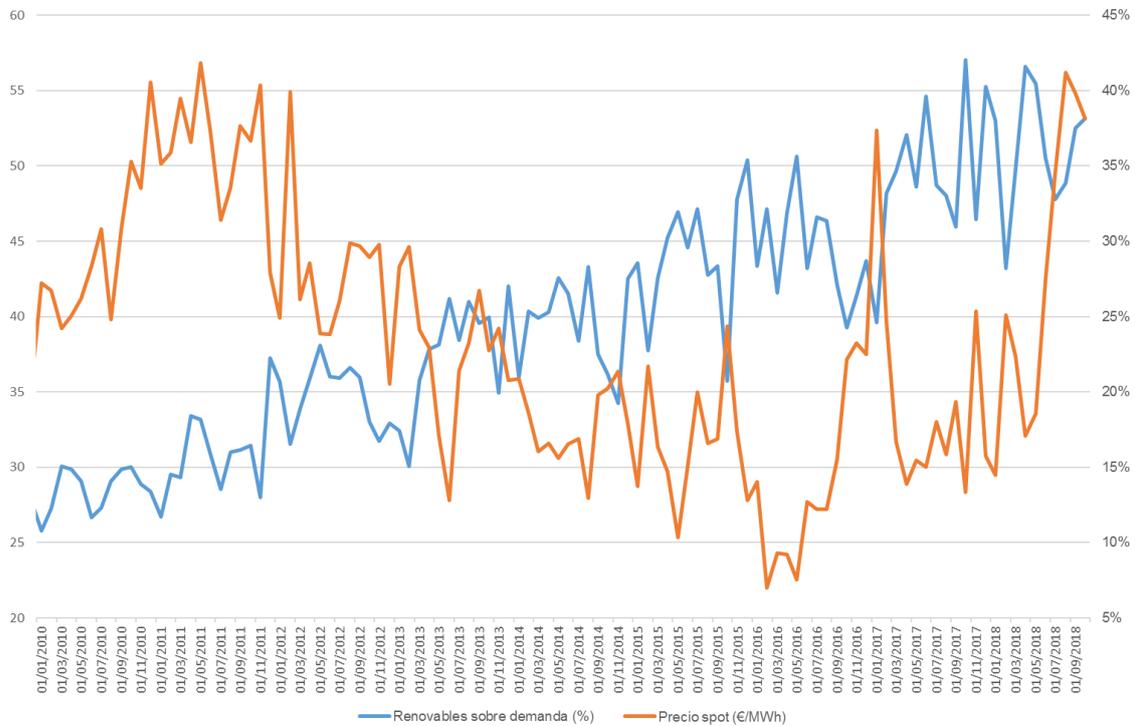
Año	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Típica	Energía Renovable sobre Demanda (%)
2010	8.428	8.541	9.863	7.250	828	13,5%
2011	9.835	9.417	14.468	7.884	1.790	15,8%
2012	12.081	12.033	13.737	10.425	842	19,6%
2013	13.584	13.486	16.290	10.403	1.626	22,4%
2014	14.702	14.685	17.247	12.178	1.592	24,3%
2015	17.175	17.065	21.527	12.715	2.472	28,9%
2016	18.267	18.085	21.871	15.215	1.826	29,2%
2017	21.131	21.438	25.680	17.561	2.639	34,3%
2018*	21.892	21.795	25.465	18.916	2.135	35,9%
2010-2018	15.107	14.768	25.680	7.250	4.785	24,6%

* Datos hasta octubre de 2018.

Fuente: ENTSO-E

El Gráfico 63 muestra la evolución del precio medio mensual del mercado diario y el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables. En dicho gráfico puede observarse la relación negativa existente entre ambas variables, lo que explicaría, a modo de ejemplo, la incidencia que sobre los precios reducidos del mercado de contado en los últimos meses de 2015 y primeros de 2016 habría tenido la elevada producción de energía mediante fuentes renovables.

Gráfico 63. Precio medio mensual del mercado diario y porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables, en el mercado alemán. Enero de 2010 - octubre de 2018



Fuente: EEX y ENTSO-E

Resultados de la regresión en el mercado alemán (2010-2018)

Variables	Coefficientes (b)	Errores Estándares Robustos	t	P> t	[Intervalo de confianza 95%]	
Constante	-1,32	1,41	-0,94	0,3490	-4,12	1,47
$FPGas_{t-1,t}$	-0,04	0,10	-0,41	0,6820	-0,25	0,16
$Margen_t$	-45,94	7,15	-6,42	0,0000	-60,13	-31,74
$DvT(S_t)$	0,19	0,12	1,63	0,1070	-0,04	0,42
$\Delta Brent_t$	-0,12	0,07	-1,68	0,0960	-0,26	0,02
$Ef_Dinámico_t$	0,25	0,09	2,77	0,0070	0,07	0,43
$Margen_T$	46,71	7,42	6,29	0,0000	31,98	61,44
Nº de observaciones	106					
F-statistic	9,23					
Prob>F	0,000					
R²	0,2865					

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EEX, Agencias Intermediadoras y ENTSO-E

Todas las variables tienen el signo esperado excepto la “Variación del precio de contado del Brent”. La estimación obtenida (signo y coeficiente de los parámetros) es robusta a la eliminación de las observaciones de la prima de riesgo máxima y mínima en el periodo considerado (2010-2018).

El estudio de Redl y Bunn (2013) analiza también los factores determinantes de la prima de riesgo de los contratos a plazo eléctricos mensuales con subyacente precio de contado en Alemania para el periodo comprendido entre octubre de 2003 y enero de 2010. En su regresión son significativas las siguientes variables de la prima de riesgo de los contratos a plazo de electricidad los siguientes: (i) los márgenes de generación entre la generación y la demanda en t y en T , (ii) la volatilidad del precio diario de la electricidad, (iii) la volatilidad del precio diario del Brent y (iv) el efecto dinámico. Todas las variables en su regresión tienen el signo esperado.

Del análisis de regresión efectuado, para el periodo comprendido entre 2010 y 2018, se concluye que las **variables con incidencia significativa sobre la prima de riesgo**⁹⁴ de los mercados a plazo son, en el caso del **mercado alemán**, las siguientes:

a) El margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato ($Margen_t$): porcentaje medio de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables diariamente en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, las variaciones producidas en el porcentaje de producción procedente de fuentes renovables, en el mes anterior al de liquidación del contrato, son inversamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión negativo: -45,94).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018) la producción media procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación de los contratos del periodo considerado, esto es el comprendido entre diciembre de 2009 y septiembre de 2018⁹⁵, ascendió a 14.963 MW. Por su parte, la demanda eléctrica media mensual en dicho periodo ascendió a 61.323 MW. Por tanto, el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato, esto es la variable $Margen_t$, se situó en un 24,4% en dicho periodo.

De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, en el supuesto de que dicho porcentaje ($Margen_t$) aumentara en un 1% en el mes previo al de liquidación del contrato (incremento de producción mediante fuentes de energía renovables en torno a 613 MW), la prima de riesgo de los contratos a plazo registraría una reducción de 0,4594 €/MWh.

b) Precio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato ($Ef_Dinámico_t$): diferencia entre el precio del contrato carga base mensual el último día de negociación del contrato en el mes (t)

⁹⁴ Significativas al 5%.

⁹⁵ Se dispone de datos de demanda y producción procedente de fuentes renovables hasta octubre de 2018.

y el precio medio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, los incrementos del precio de contado de la electricidad en el mes anterior al de liquidación del contrato, son directamente proporcionales a aumentos en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión positivo: 0,25).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018), la diferencia media entre el precio del contrato de carga base mensual, en el último día de negociación, y el precio medio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato, esto es el comprendido entre diciembre de 2009 y septiembre de 2018, fue de 1,05 €/MWh.

De acuerdo con el resultado de la regresión, un incremento de 1 €/MWh en esa diferencia aumentaría en 0,25 €/MWh la prima de riesgo.

- c) **El margen de generación en el mes de liquidación del contrato ($Margen_T$):** porcentaje medio de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables diariamente en el mes de liquidación del contrato (T) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, las variaciones producidas en el porcentaje de producción procedente de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato, son directamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión positivo: 46,71).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018⁹⁶), la producción media procedente de fuentes renovables ascendió a 15.107 MW, mientras que la demanda eléctrica media mensual en dicho periodo se situó en 61.313 MW. Por tanto, el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato, esto es la variable $Margen_T$, ascendió a un 24,6% en el periodo considerado.

De acuerdo con el análisis de regresión, en el supuesto de que dicho porcentaje ($Margen_T$) aumentara en un 1% en el mes de liquidación del contrato (incremento de producción mediante fuentes de energía renovables en torno a 613 MW), la prima de riesgo de los contratos a plazo registraría un incremento de 0,4671 €/MWh.

2.4.4 ANÁLISIS EMPÍRICO DE LA PRIMA DE RIESGO EX-POST EN FRANCIA

En este apartado se estudia, a través de un análisis de regresión múltiple, los determinantes de la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo mensuales en el mercado francés.

⁹⁶ Datos de 2018, tanto de producción procedente de fuentes de energía renovables como de demanda, hasta el mes de octubre.

En el análisis se considera que la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo de electricidad en el mercado francés viene determinada por la siguiente fórmula:

$$F_{t,T} - S_T = b_0 + b_1 FPGas_{t-1,t} + b_2 Margen_t + b_3 DvT(S_t) + b_4 \Delta Brent_t + b_5 Ef_Dinámico_t + b_6 Margen_T + \varepsilon_{t,T}$$

- $F_{t,T} - S_T$: prima de riesgo ex post de los contratos a plazo de electricidad en EEX con subyacente el precio de contado en Francia en carga base (€/MWh).
- $F_{t,T}$: precio de referencia del último día de cotización (t) en EEX del contrato mensual con subyacente el precio de contado en Francia en carga base (French Financial Base Month Future) con liquidación en el mes (T) (€/MWh).
- t: mes anterior al de liquidación del contrato.
- T: mes de liquidación del contrato.
- S_T : precio medio de contado francés en EPEX Spot en el mes de liquidación del contrato (T) (€/MWh).
- $FPGas_{t-1,t}$: prima de riesgo ex post del contrato mensual de gas en el hub NBP⁹⁷, calculada a partir del precio de referencia del último día de cotización (t-1) del contrato mensual con liquidación en el mes (t) (€/MWh).
- $Margen_t$: porcentaje medio de la demanda eléctrica diaria en Francia cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (% demanda eléctrica en Francia).
- $DvT(S_t)$: desviación típica del precio de contado diario francés en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh).
- $\Delta Brent_t$: diferencia entre el precio medio diario de contado del Brent⁹⁸ en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) y dos meses antes al de liquidación del contrato (t-1) (€/MWh).
- $Ef_Dinámico_t$: Diferencia entre el precio de referencia del último día de cotización (t) en EEX del contrato mensual con subyacente el precio de contado en Francia en carga base y el precio medio de contado francés en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh).
- $Margen_T$: porcentaje medio de la demanda eléctrica en Francia cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes de liquidación del contrato (T) (% demanda eléctrica en Francia).

⁹⁷ NBP (National Balance Point) es el hub virtual europeo de gas natural con mayor liquidez, con una ratio entre volumen de negociación y demanda física que se sitúa en los últimos años entre 10 y 15. Fuente ICE Intercontinental.

⁹⁸ Fuente Reuters.

Cuadro 36. Determinantes de las primas de riesgo de los contratos a plazo mensuales

Resumen de los factores explicativos		
	Coef. Regresión**	Variable utilizada
Fundamentales*		
Prima de riesgo del gas	-	Prima de riesgo del contrato a plazo mensual en NBP en el último día de negociación
Margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato	-	% de demanda cubierta con energías renovables
Comportamiento del precio de contado*		
Volatilidad del precio de contado eléctrico	+ / -	Desviación típica del precio de contado diario eléctrico
Precio de contado del Brent	+	Diferencia entre el precio de contado diario medio del Brent en el mes (t) y el precio de contado en el mes (t-1)
Poder de mercado*		
Margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato	-	% de demanda cubierta con energía renovables
Efectos dinámicos*		
Precio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato	+	Diferencia entre el precio del contrato a plazo mensual en el último día de negociación y el precio medio del mercado diario durante el último mes de negociación
Shocks de oferta / demanda		
Margen de generación en el mes de liquidación del contrato	+	% de demanda cubierta con energía renovables

*Las variables son observadas por los participantes el último día de negociación del contrato a plazo mensual.

** Coeficiente de regresión positivo: variaciones en la variable explicativa son directamente proporcionales a variaciones sobre la prima de riesgo ex post. Coeficiente de regresión negativo: variaciones en la variable explicativa son inversamente proporcionales a variaciones sobre la prima de riesgo ex post.

Fuente: Elaboración propia a partir del trabajo de Redl y Bunn (2013)

Descripción de las variables

Demanda eléctrica y producción con energía procedente de fuentes renovables

- *Margen_t*: porcentaje medio de la demanda cubierta diariamente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato (t).
- *Margen_T*: porcentaje medio de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables diariamente en el mes de liquidación de contrato (T).

Para la realización del análisis se considera la demanda horaria media (MW) mensual desde enero de 2010 hasta octubre de 2018.

En el periodo considerado, la demanda horaria media mensual ascendió a 55.226 MW, con un valor máximo de 78.270 MW (registrado en febrero de 2012) y un valor mínimo de 41.638 MW (contabilizado en abril de 2014).

Cuadro 37. Estadísticos descriptivos de la media mensual de la demanda eléctrica (MW) en el mercado francés. Enero de 2010 - octubre de 2018

Año	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Típica
2010	58.657	54.220	77.538	44.446	11.864
2011	54.774	50.117	72.454	43.981	9.839
2012	55.805	53.821	78.270	43.319	11.092
2013	56.625	52.829	73.991	42.526	11.362
2014	53.158	49.598	66.370	41.638	9.175
2015	54.372	51.875	72.290	42.449	9.955
2016	55.027	53.037	68.011	43.249	9.755
2017	55.036	50.037	77.185	43.163	11.096
2018*	53.255	48.093	75.109	43.524	11.201
2010-2018	55.226	50.967	78.270	41.638	10.330

*Datos hasta octubre de 2018

Fuente: ENTSO-E

Entre enero de 2010 y octubre de 2018, la producción media procedente de fuentes de energía renovables ascendió a 3.443 MW, con un valor máximo 6.650 MW (registrado en enero de 2018) y un valor mínimo 1.286 MW (contabilizado en julio de 2010) (véase Cuadro 38).

Por tanto, en el periodo considerado, el porcentaje medio de la demanda de energía eléctrica cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables ascendió a un 6,2%. La producción

mediante fuentes de energía renovables mostró una tendencia ascendente en el periodo de análisis. La contribución de la producción renovable a la cobertura de la demanda en 2018 ascendió al 9,7%.

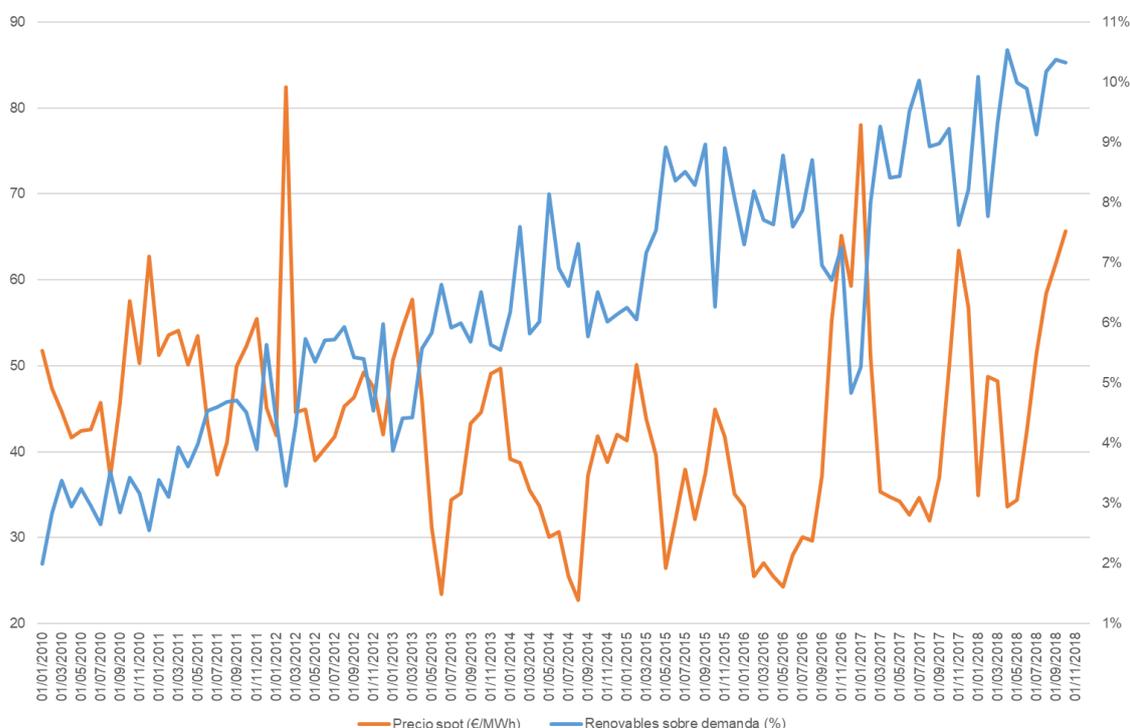
Cuadro 38. Estadísticos descriptivos de la media mensual de energía renovable en el mercado francés. Enero de 2010 - octubre de 2018

Año	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Típica	Energía Renovable sobre Demanda (%)
2010	1.712	1.603	2.198	1.286	306	2,9%
2011	2.287	2.188	3.659	1.779	475	4,2%
2012	2.809	2.628	3.987	2.502	428	5,0%
2013	3.043	2.995	3.741	2.551	359	5,4%
2014	3.487	3.279	5.033	2.667	657	6,6%
2015	4.156	4.117	5.074	3.294	509	7,6%
2016	4.065	3.935	5.466	3.213	733	7,4%
2017	4.572	4.474	5.691	3.853	581	8,3%
2018*	5.143	4.921	6.650	4.243	816	9,7%
2010-2018	3.443	3.338	6.650	1.286	1.170	6,2%

Fuente: ENTSO-E

El Gráfico 64 muestra la evolución del precio medio mensual del mercado diario y el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables. En dicho gráfico puede observarse la relación negativa existente entre ambas variables, lo que explicaría, a modo de ejemplo, la incidencia que sobre el precio elevado del mercado de contado en febrero de 2012 o diciembre de 2016 habría tenido la reducida producción de energía mediante fuentes renovables.

Gráfico 64. Precio medio mensual del mercado diario y porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables en el mercado francés. Enero de 2010 - octubre de 2018



Fuente: EEX y ENTSO-E

Resultados de la regresión en el mercado francés (2010-2018)

Variables	Coefficientes (b)	Errores Estándares Robustos	t	P> t	[Intervalo de confianza 95%]	
Constante	-3,58	2,95	-1,21	0,2270	-9,44	2,27
$FPGas_{t-1,t}$	-0,13	0,19	-0,65	0,5190	-0,51	0,26
$Margen_t$	-53,73	9,79	-5,49	0,0000	-73,16	-34,31
$DvT(S_t)$	0,44	0,11	4,02	0,0000	0,22	0,66
$\Delta Brent_t$	-11,92	6,65	-1,79	0,0760	-25,10	1,27
$Ef_Dinámico_t$	0,50	0,12	4,17	0,0000	0,26	0,74
$Margen_T$	53,67	12,49	4,3	0,0000	28,89	78,46
Nº de observaciones	106					
F-statistic	8,1					
Prob>F	0,000					
R²	0,37					

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Powernext, Agencias Intermediadoras y ENTSO-E

Todas las variables tienen el signo esperado excepto la "Variación del precio de contado del Brent".

La estimación obtenida (signo y coeficiente de los parámetros) es robusta a la eliminación de las observaciones de la prima de riesgo máxima y mínima en el periodo considerado (2010-2018).

Del análisis de regresión efectuado, para el periodo comprendido entre 2010 y 2018, se concluye que las **variables con incidencia significativa sobre la prima de riesgo**⁹⁹ de los mercados a plazo son, en el caso del **mercado francés**, las siguientes:

a) El margen de generación en el mes anterior al de liquidación del contrato ($Margen_t$): porcentaje medio de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables diariamente en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, las variaciones producidas en el porcentaje de producción procedente de fuentes renovables, en el mes anterior al de liquidación del contrato, son inversamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión negativo: -53,73).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018¹⁰⁰) la producción media procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación de los contratos del periodo considerado, esto es el comprendido entre diciembre de 2009 y septiembre de 2018, ascendió a 3.412 MW. Por su parte, la demanda eléctrica media mensual en dicho periodo ascendió a 55.400 MW. Por tanto, el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables en el mes anterior al de liquidación del contrato, esto es la variable $Margen_t$, se situó en un 6,2% en dicho periodo.

De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, en el supuesto de que dicho porcentaje ($Margen_t$) aumentara en un 1% en el mes previo al de liquidación del contrato (incremento de producción mediante fuentes de energía renovables en torno a 554 MW), la prima de riesgo de los contratos a plazo registraría una reducción de 0,5373 €/MWh.

b) La volatilidad del precio de contado de la electricidad en el mes anterior al de liquidación del contrato ($DvT(S_t)$): desviación típica del precio diario de contado de la electricidad. De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, los incrementos de la volatilidad del precio de contado de la electricidad, son directamente proporcionales a aumentos en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión positivo: 0,44).

En el mercado francés la desviación típica media del precio diario de contado de la electricidad en el mes anterior al de liquidación del contrato, esto es en el periodo comprendido entre diciembre de 2009 y septiembre de 2018, ascendió a 15,87 €/MWh.

⁹⁹ Significativas al 5%.

¹⁰⁰ Datos de producción y de demanda hasta octubre de 2018.

De acuerdo con el resultado de la regresión, un incremento de 1 €/MWh en la desviación típica del precio diario de contado, en el mes previo al de liquidación del contrato, aumentaría en 0,44 €/MWh la prima de riesgo.

- c) **Precio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato ($Ef_Dinámico_t$):** diferencia entre el precio del contrato carga base mensual el último día de negociación del contrato en el mes (t) y el precio medio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato (t) (€/MWh). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, los incrementos del precio de contado de la electricidad en el mes anterior al de liquidación del contrato, son directamente proporcionales a aumentos en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión positivo: 0,50).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018¹⁰¹), la diferencia media entre el precio del contrato de carga base mensual, en el último día de negociación, y el precio medio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato, esto es el comprendido entre diciembre de 2009 y septiembre de 2018, fue de 1,63 €/MWh.

De acuerdo con el resultado de la regresión, un incremento de 1 €/MWh en esa diferencia aumentaría en 0,50 €/MWh la prima de riesgo.

- d) **El margen de generación en el mes de liquidación del contrato ($Margen_T$):** porcentaje medio de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables diariamente en el mes de liquidación del contrato (T) (% demanda eléctrica). De acuerdo con el resultado del análisis de regresión, las variaciones producidas en el porcentaje de producción procedente de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato, son directamente proporcionales a variaciones en la prima de riesgo de la electricidad (coeficiente de regresión positivo: 53,67).

En el periodo objeto de análisis (2010-2018¹⁰²), la producción media procedente de fuentes renovables ascendió a 3.443 MW, mientras que la demanda eléctrica media mensual en dicho periodo se situó en 55.226. Por tanto, el porcentaje medio de la demanda cubierta mensualmente con energía procedente de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato, esto es la variable $Margen_T$, ascendió a un 6,2% en el periodo considerado.

De acuerdo con el resultado de la regresión, en el supuesto de que dicho porcentaje ($Margen_T$) aumentara en un 1% en el mes de liquidación del contrato (incremento de producción mediante fuentes de energía renovables en torno a 552 MW), la prima de riesgo de los contratos a plazo registraría un incremento de 0,5367 €/MWh.

¹⁰¹ Datos hasta octubre de 2018.

¹⁰² Datos hasta octubre de 2018.

2.4.5 PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS EX POST DE LAS PRIMAS DE RIESGO EN ESPAÑA, FRANCIA Y ALEMANIA E INVESTIGACIÓN FUTURA

De los análisis de regresión múltiple realizados para el mercado a plazo español, francés y alemán, destaca el impacto que tiene sobre la formación de las primas de riesgo ex post, de los contratos a plazo en los tres mercados, la evolución de la demanda cubierta con energía procedente de fuentes renovables, tanto en el último mes de negociación como en el mes de liquidación de los contratos a plazo.

Una investigación futura que permitiría avanzar en el estudio de la formación de la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo mensuales sería su análisis a partir de las cotizaciones diarias a lo largo de todo el periodo de cotización de dichos contratos. Este análisis permitiría analizar el mecanismo de transmisión de noticias en los precios a plazo. Asimismo, se podría plantear el análisis de la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo diarios.

3 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LOS MERCADOS DEL MIBEL, ALEMANIA Y FRANCIA

En este punto se recogen las principales conclusiones extraídas del análisis comparativo realizado entre los mercados mayoristas de la electricidad del MIBEL, Alemania y Francia, con especial atención a las variables explicativas del nivel de precios registrado y de las primas de riesgo ex-post.

3.1 SOBRE LA ESTRUCTURA DE GENERACIÓN Y LAS INTERCONEXIONES

De acuerdo con la potencia instalada por tecnología, existe similitud entre el parque de generación del MIBEL y el del mercado alemán, al destacar en 2017 las tecnologías fósiles y las tecnologías procedentes de fuentes renovables¹⁰³ como las de mayor potencia instalada. Asimismo, en 2017 ambos perfiles de tecnologías fueron las de mayor contribución a la cobertura de la demanda en los dos mercados. En 2017, el 48% y el 52,8% de la demanda en MIBEL y en Alemania, respectivamente, fue cubierta con energía procedente de tecnologías fósiles, seguida por el 26% y el 30,9% de la demanda en MIBEL y Alemania, respectivamente, que fue cubierta con energía procedente de fuentes renovables.

Por su parte, en el mercado francés el 48,3% de la potencia instalada en 2017 correspondió a la tecnología nuclear, seguida de las tecnologías de fuentes de energía renovables con el 19% del total de la potencia instalada¹⁰⁴. En cuanto a la cobertura de la demanda, en 2017 el 71,7% de la demanda eléctrica en Francia fue cubierta con tecnología nuclear, seguida por un 10,7% de la demanda que fue cubierta por tecnología fósil¹⁰⁵.

No obstante, hay una diferencia sustancial entre el MIBEL y los mercados francés y alemán, que es el grado de interconexión de sus sistemas eléctricos. Así, de acuerdo con la información facilitada por ENTSO-E, la previsión de la ratio de interconexión¹⁰⁶ por países para el año 2020 es del 10-15% para los mercados portugués, francés y alemán, mientras que sería inferior, del 5-10% para el mercado español, lo que condiciona la ratio de interconexión global del MIBEL.

¹⁰³ En 2017, en el mercado alemán las tecnologías basadas en fuentes de energía renovables pasaron a acaparar el mayor porcentaje de potencia instalada (con el 50,6%) seguidas de las tecnologías fósiles con el 40%. En MIBEL, en 2017, la mayor potencia instalada siguió correspondiendo a las tecnologías fósiles, con el 42,3%, seguidas de las tecnologías de fuentes de energía renovables (29,8%).

¹⁰⁴ Seguida de la hidráulica con el 18,2% del total de la potencia instalada en 2017.

¹⁰⁵ Muy seguida por la hidráulica, que contribuyó en 2017 a cubrir el 10,1% de la demanda.

¹⁰⁶ Sobre la capacidad instalada de generación.

3.2 SOBRE LOS PRECIOS DE CONTADO

Del análisis estadístico de los precios de contado en los tres mercados, realizado para el periodo 2010-2018, se concluye que el 75% de los precios medios de contado en los tres mercados se situaron en el rango 48-55 €/MWh. Si bien en términos medios, los precios del mercado diario en España fueron para el periodo considerado un 7,3% y 20,7% superiores a los precios en los mercados francés y alemán, respectivamente.

Cabe mencionar que, aun cuando la capacidad de interconexión entre España y Francia todavía es limitada, y aunque la correlación entre los precios de contado en Francia y Alemania¹⁰⁷ es mayor que la existente con los precios de contado de España¹⁰⁸, también existe correlación entre los precios de contado españoles y los de los países de nuestro entorno. De hecho, con la implementación de la iniciativa Price Coupling of Regions (PCR), los coeficientes de correlación del precio del mercado diario español con los precios de los mercados francés y alemán han pasado de 0,16 y de 0,21, respectivamente, en el periodo 2010-2015, a unos valores de 0,63 y de 0,61, en 2018, respectivamente.

Por otro lado, se observa que en MIBEL y en el mercado alemán la desviación de los precios de contado tiende hacia valores inferiores respecto a la media (asimetría negativa), lo que podría justificarse por la presencia en sus respectivos mix de generación de un porcentaje elevado de tecnologías procedentes de fuentes renovables¹⁰⁹. Por el contrario, en el mercado francés la asimetría del precio de contado en el periodo considerado es positiva, es decir, la desviación de precios tiende hacia valores superiores a su media, lo que podría justificarse por el elevado peso que es su mix de generación tiene la energía nuclear¹¹⁰.

Asimismo, para el conjunto del periodo analizado (2010-2018), se observa una mayor volatilidad media en el precio de contado del mercado francés que en los precios de los mercados español y alemán (que es el que registra la volatilidad de precios más baja). No obstante, si se analiza la volatilidad media de cada uno de los años del periodo considerado, se concluye que para los años 2013 y 2014 la mayor volatilidad media correspondió al precio de contado del mercado español.

De las reuniones mantenidas por el Comité Técnico del MIBEL (CT MIBEL) con los diferentes participantes en el mercado eléctrico a lo largo de 2018, se destaca el hecho de que la mayor participación en el mix de

¹⁰⁷ Coeficiente de correlación de 0,7372 para el periodo 2010-2018.

¹⁰⁸ En el periodo 2010-2018 el coeficiente de correlación de los precios españoles de contado con los precios franceses fue 0,40 y con los precios alemanes se situó en 0,35.

¹⁰⁹ Incrementos en la producción de tecnologías procedentes de fuentes renovables tienen un efecto descendente sobre los precios del mercado de contado, al desplazar a tecnologías de producción más caras. A modo de ejemplo, cabe citar que el descenso del precio medio de contado en el mercado español en 2016 respecto al año anterior (-27,1%) estaría justificado en gran medida por la gran participación de las energías renovables en los primeros meses del año.

¹¹⁰ Decrementos en la producción nuclear tienen un efecto ascendente sobre los precios del mercado de contado, al tener que sustituirse la energía no producida con tecnología nuclear por energía procedente de fuentes de producción más caras.

generación del MIBEL de tecnologías procedentes de fuentes renovables provocaría que los agentes tuvieran mayores dificultades para prever la evolución a plazo del precio de la electricidad, por lo que en su estrategia de participación en los mercados optarían por la realización de una negociación más próxima al periodo de entrega de los contratos. En este sentido, en los informes de supervisión del mercado a plazo que realiza mensualmente la CNMC¹¹¹, se observa que aumenta la negociación a plazo a medida que se reduce el número de días hasta el inicio del vencimiento de los contratos.

3.3 SOBRE LA LIQUIDEZ DE LOS MERCADOS A PLAZO

En el Gráfico 65 se refleja la evolución del volumen negociado (en TWh) de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales), con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en ECC), y con subyacente el precio de contado en España (negociados en OMIP, EEX y OTC¹¹²), en el periodo 2014-2018.

Se observa que la liquidez del mercado español es significativamente inferior a la de los mercados alemán y francés. Así, en el año 2018 la negociación en el mercado español de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales) con subyacente el precio de contado de dicho mercado (negociados en OMIP, EEX y OTC) fue 13 y 1,9 veces inferior al volumen de negociación de los contratos equivalentes con subyacente el precio de contado alemán y francés (registrados en ECC), respectivamente, y que dicho diferencial de liquidez fue creciente en el periodo analizado (2010-2018).

Otra medida indicativa de la menor liquidez del mercado español se obtiene de la comparativa, entre los tres mercados, de la ratio entre el volumen de negociación¹¹³ a plazo en cada uno de los tres mercados y la demanda de cada mercado. Así, en el año 2018, esta ratio se situó en 55,2% para el caso de España y en 361,1% y 60% para el caso de Alemania (datos a noviembre de 2018) y Francia, respectivamente¹¹⁴.

Cabe destacar que en el año 2015 se produjo una significativa caída de la liquidez en el mercado español (-52,2%), que contrasta con la subida registrada en la liquidez de los mercados alemán y francés. Entre los factores que podrían haber incidido en el descenso de la negociación en el mercado a plazo español durante 2015 cabría mencionar la desaparición desde enero de 2014 de las subastas CESUR, como mecanismo para la fijación del coste mayorista de la energía para el cálculo de la tarifa de último recurso,

¹¹¹ Informes de Supervisión de los mercados a plazo de energía eléctrica: https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_informes_de_seguimiento/block/250.

¹¹² Los datos de negociación OTC consideran tanto el OTC registrado como el OTC no registrado.

¹¹³ Volumen negociado (en TWh) de contratos de carga base con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes (contratos mensuales, trimestrales y anuales), con subyacente el precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en ECC), y con subyacente el precio de contado en España (negociados en OMIP, EEX y OTC).

¹¹⁴ Los porcentajes correspondientes a Alemania y Francia serían incluso mayores, puesto que para estos países no se está contabilizando el volumen de mercado a plazo negociado en los mercados OTC.

lo que se tradujo en un cambio en la tipología de los agentes intervinientes en el mercado a plazo, reduciéndose la participación de aquellos con fines especulativos en favor de agentes con objetivos coberturistas, más moderados en cuanto al volumen de contratos negociados, tendencia que se acentuó en 2015 con la marcha de agentes financieros internacionales por la caída de la liquidez del mercado a plazo.

Tras la evolución positiva de la negociación de contratos a plazo (mensuales, trimestrales y anuales) en los tres mercados considerados en el año 2016, se produjo una caída de la liquidez en 2017 que afectó a todos ellos. Entre los factores que podrían haber incidido en esta caída de la liquidez, cabría mencionar, entre otros, la incertidumbre generada por la revisión de la Directiva relativa a los mercados de instrumentos financieros (MiFID II¹¹⁵) y su posible impacto para las empresas no financieras que negocian derivados sobre commodities, que habría incidido en la adopción de estrategias de posicionamiento en derivados más conservadoras por parte de los agentes energéticos.

Por el contrario, en 2018 aumentaron los volúmenes negociados de los contratos a plazo (contratos mensuales, trimestrales y anuales), tanto en el mercado español, como en los mercados alemán y francés. El volumen de contratos con liquidación financiera y horizonte temporal mayor o igual a un mes ascendió, en 2018, a 148.326 GWh, 1.928.277 GWh y 287.267 GWh, para los productos con subyacente español, alemán y francés, respectivamente. Esto supone un incremento, respecto a 2017, de un 15,2% (subyacente español), 7,5% (subyacente alemán) y 13,2% (subyacente francés).

Adicionalmente a los factores comentados en relación con la caída de la liquidez del mercado español en 2015, así como respecto a la caída generalizada de la liquidez en 2017, habría otros que estarían incidiendo en el menor volumen negociado en el mercado:

- El cambio en la estructura de las mesas de trading: desaparición de los traders especializados por mercados y paso a un modelo de negociación multimercado y productos. Esto lleva a que los traders tiendan a negociar en los mercados más líquidos, en los que es más fácil abrir o deshacer las posiciones tomadas y que implican una menor exposición al riesgo de su cartera (menor consumo de VaR¹¹⁶). De este modo, en los últimos años se observa que se está drenando liquidez de los mercados más pequeños (con menor volumen de negociación) hacia los mercados de mayor tamaño. Así, en el caso de los contratos con subyacente el precio de contado en España se observa un aumento de liquidez en la plataforma de negociación alemana, mucho más diversificada.

¹¹⁵ Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de mayo de 2014 relativa a los mercados de instrumentos financieros, que entró en vigor el 3 de enero de 2018.

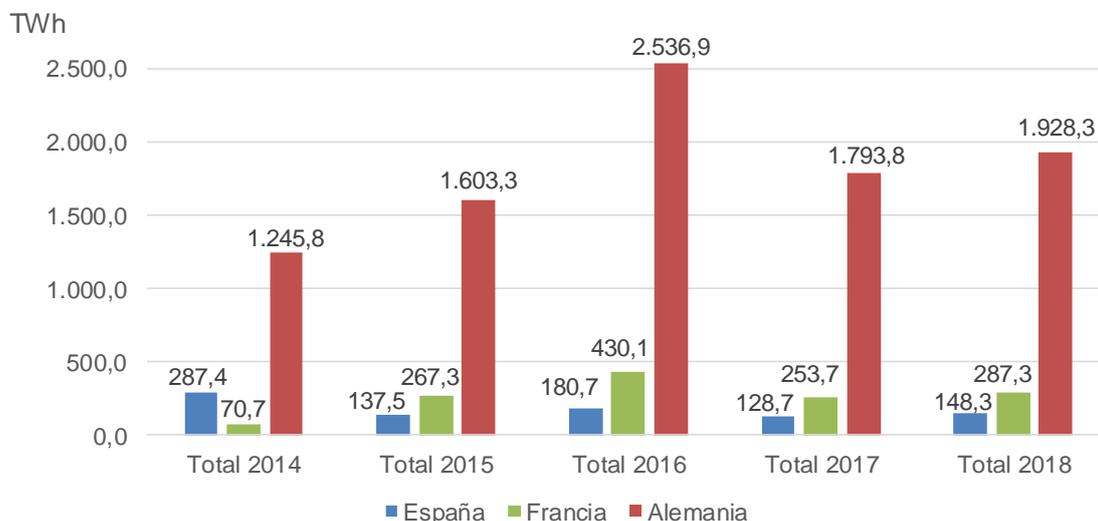
¹¹⁶ Value at Risk (VaR): método utilizado para medir el nivel de exposición al riesgo de una cartera (máxima pérdida esperada en un intervalo de tiempo, con un determinado nivel de confianza).

- La percepción de riesgo regulatorio en MIBEL¹¹⁷, que afecta principalmente a los agentes extranjeros, reduce su participación en el mercado a plazo ibérico.
- Los costes asociados a la participación en los mercados a plazo (garantías, comunicación de datos, compliance, etc.). Por un lado, dichos costes suponen una barrera de entrada a los participantes de menor tamaño y desincentivan a los consumidores de mayor tamaño no incumbentes. Por otro lado, al objeto de optimizar dichos costes asociados a la negociación en los mercados a plazo, los agentes tienen incentivo a focalizar su participación en aquellos mercados más diversificados (en países y productos).
- La tendencia hacia la cobertura del riesgo de precio del mercado diario mediante la firma de contratos bilaterales a precio fijo en lugar de negociar en los mercados a plazo. Esta afirmación estaría apoyada en la opinión manifestada por los agentes del mercado eléctrico del MIBEL, particularmente de los consumidores, sobre las mayores dificultades que encuentran a la hora de prever la evolución a futuro del precio de la electricidad en un mercado en el que tiene una relevante participación la generación procedente de fuentes renovables.
- La falta de incentivo a la participación en los mercados a plazo de los grupos verticalmente integrados, ya que disponen de una cobertura natural sobre el riesgo del precio del mercado diario.
- La falta de incentivo a la participación en los mercados a plazo por parte de las instalaciones de fuentes renovables, mientras se mantuvo en vigor el marco normativo de retribución e incentivos económicos a la producción con estas tecnologías. La aprobación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, supuso un cambio normativo en la retribución de las instalaciones de fuentes renovables, incentivándolas a la participación en los mercados diario e intradiarios. No obstante, la evolución del marco normativo de las instalaciones de fuentes renovables, que ha llevado asociado una mayor exposición al riesgo de precio del mercado de contado de estas instalaciones, no se ha visto reflejado en una mayor participación de este tipo de generación en los mercados a plazo.
- La existencia en España de una tarifa de último recurso, indexada al precio del mercado de contado y que incluye un margen a la comercialización, que eventualmente podría no incentivar económicamente a los comercializadores de último recurso a cubrir su exposición al riesgo de precio del mercado diario en los mercados a plazo¹¹⁸.

¹¹⁷ En las reuniones mantenidas a lo largo de 2018 con los agentes participantes en el mercado, se señala, de forma generalizada, la complejidad y los cambios normativos en MIBEL, destacándose como ejemplo, por su impacto en la participación y liquidez del mercado a plazo, la eliminación de las subastas CESUR.

¹¹⁸ En 2018, la cuota de los comercializadores de último recurso, en el mercado español, se situó en torno al 11% de la demanda total.

Gráfico 65. Volumen de contratos mensuales, trimestrales y anuales con subyacente precio de contado en Alemania y en Francia (registrados en EEX y OMIClear) y con subyacente el precio de contado en España negociados en (OMIP, EEX y OTC) (TWh). 2014 - 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de agencias de intermediación, OMIP-OMIClear y EEX-ECC

3.4 SOBRE LA POSICIÓN ABIERTA EN LOS MERCADOS A PLAZO

Un volumen de posición abierta positiva e inferior al volumen negociado, al inicio del periodo de liquidación del contrato, sería indicativo de que los agentes participantes en los mercados a plazo compran más de lo que venden (o viceversa) a lo largo de la negociación del contrato y que en la negociación del contrato estarían participando agentes heterogéneos, esto es, tanto agentes especuladores (que cierran posiciones a lo largo de la negociación del contrato) como agentes coberturistas (que dejan su posición abierta hasta la liquidación del contrato).

En términos medios, la posición abierta del volumen registrado en la cámara de contrapartida central (CCP) de EEX (ECC)¹¹⁹ de contratos, mensuales, trimestrales y anuales, con liquidación en 2018 y subyacente español (83,4%) fue superior al porcentaje de posición abierta en dicha CCP (ECC) sobre contratos equivalentes en los mercados alemán (68,4%) y francés (78,3%).

¹¹⁹ Los participantes en el mercado a plazo pueden registrar también sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio de contado de la zona española en OMIP-OMIClear o en BME Clearing. Por tanto, los participantes en el mercado pueden registrar indistintamente sus posiciones de contratos a plazo con subyacente el precio de contado de la zona española en OMIClear, en BME Clearing o en ECC, si son miembros negociadores de las mismas. La suma del volumen de posición abierta en cada una de las CCPs podría sobrestimar el volumen de la posición abierta registrada en el subyacente, toda vez que los volúmenes de posición abierta que mantienen los participantes en cada CCP podrían compensarse si son de signo contrario. Por tanto, nótese que en la comparativa de los tres mercados se utiliza el porcentaje de posición abierta sobre el volumen total registrado en ECC, que probablemente infraestima el porcentaje de posición abierta sobre el volumen total negociado de contratos a plazo con subyacente el precio de contado de la zona española.

La mayor posición abierta registrada en la CCP de EEX de contratos con subyacente español podría ser indicativo de un mercado a plazo de carácter más coberturista y, por tanto, con elevada participación de agentes con posiciones físicas (menor heterogeneidad de agentes). Por su parte, el menor porcentaje de posición abierta registrado en esa misma CCP respecto a contratos con subyacente alemán y francés, podría ser indicativo de un mercado a plazo de naturaleza más especulativa que coberturista, así como un posible indicador de participación heterogénea de agentes en el mercado, ya que estarían interviniendo en el mismo no solo agentes con posiciones físicas sino también agentes de carácter financiero.

Cabe mencionar que de las reuniones mantenidas con los agentes participantes en el mercado eléctrico del MIBEL se concluye que, entre otros aspectos, la caída de la liquidez del mercado español habría motivado una salida de este mercado de los agentes con perfil más especulador (bancos de inversión y fondos), que habrían centrado sus operaciones en mercados más diversificados, en los que, como se ha comentado en el apartado sobre liquidez del mercado, es más fácil deshacer las posiciones tomadas.

3.5 SOBRE LAS PRIMAS DE RIESGO

Del análisis realizado en el periodo 2010-2018 se observa que, en los tres mercados, las primas de riesgo calculadas ex post¹²⁰ para los contratos a plazo mensuales con subyacente el precio del mercado de contado español, francés y alemán fueron en media positivas, por lo que las posiciones netas compradoras (vendedoras) se liquidaron con pérdidas (beneficios). Así, en el periodo considerado, la prima de riesgo ex post de los contratos con liquidación mensual se situó, en media, en 1,5 €/MWh para el mercado español, en 1,5 €/MWh para el mercado francés y en 0,9 €/MWh para el mercado alemán.

En el caso del mercado español, la mayor prima de riesgo media ex post de los contratos mensuales con subyacente el precio de contado en dicho mercado se registró en el año 2013 (+3,5 €/MWh). Cabe mencionar que ese fue el último año en el que se celebraron las subastas CESUR¹²¹, a través de las cuales se incorporaba al mercado a plazo un volumen de demanda inelástica elevado (procedente de los comercializadores de último recurso) que podría haberse reflejado en una presión al alza sobre los precios del mercado a plazo.

Por otro lado, en el mercado español es destacable que en el año 2015, a pesar de la reducción de la liquidez del mercado a plazo¹²², se produjo un cambio de tendencia en la prima de riesgo ex post de los contratos mensuales con subyacente el precio de contado español, que pasó a ser negativa y se redujo

¹²⁰ Se define la prima de riesgo como la diferencia entre el precio a plazo del contrato con liquidación mensual (el último día de cotización del contrato) y el precio medio (media aritmética) del mercado diario.

¹²¹ La última subasta CESUR (25ª subasta CESUR) se celebró el 19 de diciembre de 2013, para la fijación de la tarifa regulada de los consumidores domésticos del primer trimestre de 2014, si bien la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) decidió que no procedía validar dicha subasta ante la concurrencia de circunstancias atípicas en el desarrollo de la misma y en un contexto de precios elevados en el mercado diario durante las semanas previas.

¹²² Que podría haberse reflejado en un incremento de los precios a plazo.

respecto al valor medio contabilizado en 2014¹²³. Esta evolución de la prima de riesgo ex post podría justificarse por un shock de oferta (o de demanda) medio en 2015 negativo, en tanto en cuanto el porcentaje de demanda cubierta con energía renovable en media durante el mes de liquidación de los contratos fue decreciente, dado el crecimiento de la demanda eléctrica en 2015 (+1,9%) y el menor despacho de las centrales de producción de energía procedente de fuentes renovables (especialmente de la gran hidráulica, -30%)¹²⁴.

¹²³ En 2014 la prima de riesgo ex post de los contratos con liquidación mensual se situó, en media, en unos 2 €/MWh, frente a una media de -1,6 €/MWh en 2015.

¹²⁴ Con el consecuente incremento del hueco térmico.

Cuadro 39. Valor máximo, mínimo y promedio, en el último día de negociación, de las cotizaciones de los contratos a plazo con liquidación mensual y subyacente español, alemán y francés; precio medio aritmético de contado español, alemán y francés, y prima de riesgo ex post de los tres mercados. 2010-2018

€/MWh	España	Alemania	Francia
2010 Precio máximo del último día de cotización	45,90	49,53	56,50
Precio mínimo del último día de cotización	26,88	36,00	37,64
Promedio precios del último día de cotización	39,44	44,49	48,30
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	36,95	44,46	47,47
Prima de riesgo ex post	2,49	0,03	0,82
2011 Precio máximo del último día de cotización	58,25	57,48	62,00
Precio mínimo del último día de cotización	45,70	46,88	35,50
Promedio precios del último día de cotización	51,65	53,55	53,28
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	49,91	51,14	48,94
Prima de riesgo ex post	1,74	2,41	4,34
2012 Precio máximo del último día de cotización	56,38	52,22	57,38
Precio mínimo del último día de cotización	43,90	39,90	38,95
Promedio precios del último día de cotización	49,91	44,14	46,91
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	47,26	42,67	47,10
Prima de riesgo ex post	2,65	1,47	-0,19
2013 Precio máximo del último día de cotización	54,50	43,77	61,35
Precio mínimo del último día de cotización	37,20	30,75	26,50
Promedio precios del último día de cotización	47,70	37,48	43,39
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	44,19	37,82	43,30
Prima de riesgo ex post	3,50	-0,35	0,09
2014 Precio máximo del último día de cotización	53,75	39,49	54,70
Precio mínimo del último día de cotización	26,30	29,72	22,37
Promedio precios del último día de cotización	43,92	33,54	37,52
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	41,97	32,78	34,67
Prima de riesgo ex post	1,95	0,76	2,86
2015 Precio máximo del último día de cotización	55,03	36,00	48,95
Precio mínimo del último día de cotización	38,53	27,80	28,07
Promedio precios del último día de cotización	48,66	31,80	37,47
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	50,27	31,66	38,56
Prima de riesgo ex post	-1,60	0,14	-1,09
2016 Precio máximo del último día de cotización	56,90	42,99	98,33
Precio mínimo del último día de cotización	27,50	22,59	22,45
Promedio precios del último día de cotización	41,78	29,04	40,52
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	39,61	28,95	36,71
Prima de riesgo ex post	2,17	0,08	3,80
2017 Precio máximo del último día de cotización	62,80	48,25	71,50
Precio mínimo del último día de cotización	41,85	30,45	31,00
Promedio precios del último día de cotización	52,28	36,41	46,01
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	52,22	34,22	44,98
Prima de riesgo ex post	0,07	2,18	1,02
2018 Precio máximo del último día de cotización	69,50	59,33	68,33
Precio mínimo del último día de cotización	39,83	31,40	31,54
Promedio precios del último día de cotización	57,76	45,87	52,28
Precio medio de contado en el periodo de liquidación	57,29	44,45	50,20
Prima de riesgo ex post	0,47	1,42	2,08

Fuente: elaboración propia a partir de datos OMI, EEX, OMIE y EPEX Spot

Precios de cotización tomados el último día de cotización

De la comparativa de la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo con liquidación mensual en los tres mercados se concluye que la prima de riesgo ex post del mercado español es en general superior, en el periodo 2010-2018; situándose, en media, los precios a plazo con subyacente español un 6% por encima del precio medio aritmético de contado, frente al 3,7% del mercado francés y al 2,8% del mercado alemán. Asimismo, en el periodo considerado, se observa una mayor volatilidad de la prima de riesgo ex post del mercado español¹²⁵ y una menor correlación de dicha prima con las registradas en los mercados francés y alemán (más correlacionadas entre ellas¹²⁶), que estaría justificada por la menor interconexión del MIBEL con el resto de mercados europeos.

Por otro lado, de las reuniones mantenidas a lo largo de 2018 con los agentes participantes en el mercado eléctrico se concluye que, para dichos participantes el hecho de que históricamente los precios a plazo españoles se hayan situado sistemáticamente por encima del precio de contado, y con una prima de riesgo alta, es un factor que desincentiva la participación en dichos mercados a plazo, drenando liquidez a los mismos, y que favorece la realización de estrategias alternativas como la firma de contratos de suministro a precio fijo.

3.6 SOBRE LAS VARIABLES CON INCIDENCIA SIGNIFICATIVA SOBRE LA PRIMA DE RIESGO EX POST

Del análisis de regresión efectuado, para el periodo 2010-2018, se concluye que hay variables que inciden de manera significativa sobre la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo con liquidación mensual en los tres mercados considerados (España, Francia y Alemania) que se conforman a partir de la información disponible en el mercado en el mes previo al de liquidación del contrato. Esto pone de manifiesto que sobre la prima de riesgo ex post en dicho mercado influyen variables respecto a las que los agentes realizan previsiones no a partir de expectativas racionales de evolución (considerando el conjunto de información disponible en el momento de realizar la previsión), sino asumiendo expectativas miopes o adaptativas, es decir, influidos por los acontecimientos pasados y presentes ocurridos en el mercado de contado. Esto supone que los agentes realizan sus previsiones sobre la prima de riesgo futura a partir de los valores registrados por las variables explicativas en el pasado.

Asimismo, es destacable que sobre la prima de riesgo ex post de los tres mercados tiene una incidencia significativa la evolución del porcentaje de demanda cubierto con energía procedente de fuentes renovables, y que la incidencia significativa de esta variable se observa tanto en el mes anterior a la liquidación del contrato (t) como en el mes de liquidación del mismo (T).

¹²⁵ En el periodo 2010-2018, la desviación típica de la prima de riesgo ex post del mercado español se sitúa en un 18,9%, frente al 14,6% del mercado francés y al 9,2% del mercado alemán.

¹²⁶ La correlación, en el periodo 2010-2018, de la prima de riesgo francesa y alemana se situó en 0,71. La correlación de la prima de riesgos española, en dicho periodo, se situó alrededor del 0,2 tanto con la prima de riesgo francesa como con la prima de riesgo alemana.

Cuadro 40. Porcentaje medio de demanda mensual cubierto con energía procedente de fuentes renovables en España, Alemania y Francia, y efecto (aumento o disminución) sobre la prima de riesgo de la evolución de la energía procedente de fuentes renovables en dichos mercados. 2010-2018

España	Alemania	Francia
% medio demanda cubierta mensualmente energía f. renovables		
38,40%	24,60%	6,20%
Aumento (€/MWh) de la prima de riesgo por incrementos en el % de demanda cubierto con energía fuentes renovables en el mes T		
0,4263	0,4671	0,5367
Disminución (€/MWh) de la prima de riesgo por incrementos en el % de demanda cubierto con energía fuentes renovables en el mes t		
0,3261	0,4594	0,5373

Fuente: elaboración propia a partir de datos REE, OMIP y agencias de intermediación

En el caso del mercado español, en el que la cobertura media de la demanda mensual con energía procedente de fuentes renovables se situó en el periodo 2010-2018 en un 38,4%:

- Un incremento del 1% en el (%) de demanda cubierta con energía de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato (T), habría incrementado la prima de riesgo en 0,4263 €/MWh.
- Un aumento del 1% en el (%) de demanda cubierta con energía de fuentes renovables, en el mes anterior al de liquidación del contrato (t), habría reducido la prima de riesgo en 0,3261 €/MWh.

En el caso del mercado alemán:

- Un incremento del 1% en el (%) de demanda cubierta con energía de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato (T), habría incrementado la prima de riesgo en 0,4671 €/MWh.
- Un aumento del 1% en el (%) de demanda cubierta con energía de fuentes renovables, en el mes anterior al de liquidación del contrato (t), habría reducido la prima de riesgo en 0,4594 €/MWh.

En el caso del mercado francés:

- Un incremento del 1% en el (%) de demanda cubierta con energía de fuentes renovables, en el mes de liquidación del contrato (T), habría incrementado la prima de riesgo en 0,5367 €/MWh.
- Un aumento del 1% en el (%) de demanda cubierta con energía de fuentes renovables, en el mes anterior al de liquidación del contrato (t), habría reducido la prima de riesgo en 0,5373 €/MWh.

Por tanto, la incidencia sobre la prima de riesgo ex post de las variaciones del porcentaje medio de demanda mensual cubierta con energía procedente de fuentes renovables tanto en el mes anterior al de liquidación (t) del contrato a plazo mensual como en el mes de liquidación del mismo (T) está inversamente relacionada con el porcentaje medio de demanda mensual cubierta con energía procedente de fuentes renovables, lo que podría indicar que la previsión de la producción renovable es mejor cuanto mayor es su contribución sobre la generación. Así, en el mercado francés, en el que el porcentaje medio de demanda mensual cubierta con energía procedente de fuentes renovables es significativamente inferior (5,70%) al registrado en los mercados español (38,50%) y alemán (22,10%), la incidencia sobre la prima de riesgo ex post de las variaciones en dicho porcentaje de cobertura es mayor, tanto en el mes anterior al de liquidación del contrato a plazo mensual como en el mes de liquidación del mismo.

Además, en el mercado francés debe tenerse en cuenta que el incremento de producción de energía renovable se efectúa sobre una base significativa de energía nuclear (en 2018 el 71,7% de la producción total fue nuclear) y que dicha tecnología incide sobre el precio de contado en el mismo sentido que la energía procedente de fuentes renovables, esto es, un incremento de la producción nuclear tendría un efecto descendente sobre los precios del mercado de contado.

Por otro lado, del análisis de regresión efectuado se identifican otras variables con incidencia significativa en cada uno de los tres mercados considerados. Así, en el mercado español, destacan dos variables relacionadas con la liquidez del mercado a plazo:

- El volumen negociado en el mercado a plazo en el mes anterior al de liquidación del contrato (t). Un incremento del 1% en dicho volumen, en el mes anterior al de liquidación del contrato, habría reducido la prima de riesgo en 0,0275 €/MWh en el periodo 2010-2018.
- El volumen subastado a través de subastas reguladas (CESUR y OMIP), en el mes anterior al de liquidación del contrato (t). Un aumento del 1% en dicho volumen subastado, en el mes anterior al de liquidación del contrato, habría incrementado la prima de riesgo en 0,23 €/MWh en el periodo considerado.

Por su parte, en el mercado francés destaca la incidencia significativa que sobre la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo, con liquidación mensual y subyacente el precio de contado en dicho mercado, tiene:

- La volatilidad del precio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato (t). Así, un incremento de 1 €/MWh en la volatilidad (desviación típica) del precio de contado, en el mes anterior al de liquidación del contrato, habría aumentado la prima de riesgo en 0,44 €/MWh en el periodo 2010-2018.
- Variaciones en el diferencial de precio entre la última cotización del contrato y el precio medio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato (t). Un aumento de 1 €/MWh en dicho diferencial de precio, en el mes anterior al de liquidación del contrato, habría aumentado la prima de riesgo en 0,5050 €/MWh, en el periodo considerado.

Por último, en Alemania destaca por su incidencia significativa sobre la prima de riesgo ex post de los contratos a plazo mensuales con subyacente alemán el diferencial entre el precio del contrato de carga base mensual el último día de negociación del contrato (t) y el precio medio de contado en el mes anterior al de liquidación del contrato (t). Así, un incremento de 1 €/MWh en ese diferencial de precio habría incrementado la prima de riesgo en 0,25 €/MWh en el periodo 2010-2018.

4 MEDIDAS SUSCEPTIBLES DE IMPLEMENTACIÓN PARA EL DESARROLLO DEL MIBEL

[CONFIDENCIAL]