

ESTUDO SOBRE COMPARAÇÃO DOS PREÇOS MIBEL (À VISTA E A PRAZO) COM OUTROS MERCADOS EUROPEUS E A SUA RELAÇÃO COM O MERCADO ÚNICO

Julho 2019

Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do 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	CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO À VISTA DO MIBEL. COMPARAÇÃO COM ALEMANHA E FRANÇA.....	5
1.1	Organização do mercado à vista e principais resultados em 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018	5
1.1.1	Descrição da organização do mercado à vista do MIBEL	5
1.1.2	Valores do mercado de eletricidade: volumes de negociação no mercado diário.....	6
1.1.3	Caracterização e evolução dos preços do mercado à vista	7
1.1.4	Acoplamento do MIBEL e os mercados centro-europeus	14
1.2	Estrutura da potência instalada e produção por tecnologias.....	25
1.3	Capacidade de interligação e fluxos internacionais	33
1.4	Evolução da procura de energia elétrica	39
2	CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO A PRAZO NO MIBEL. COMPARAÇÃO COM ALEMANHA E FRANÇA.....	45
2.1	Normativa europeia que regula a organização e estabelecimento de mercados a prazo.....	45
2.1.1	MiFID - Markets in Financial Instruments Directive.....	45
2.1.2	EMIR - European Market Infrastructure Regulation	48
2.2	A estrutura do mercado a prazo: mercado organizado e mercado não organizado (OTC), e contrapartes centrais (CCPs).....	51
2.2.1	Tipologia de contratos	54
2.2.2	Os principais resultados do mercado: volumes e preços negociados, valor económico da negociação, tipologia do contratos, tipologia de agentes negociadores, assim como outros rácios de liquidez de mercado.	56
2.2.2.1	Estrutura da negociação no Mercado a Prazo MIBEL	56
2.2.2.2	Evolução do volume negociado no Mercado a Prazo do MIBEL	57
2.2.2.3	Comparação do volume negociado no mercado a prazo do MIBEL com os mercados a prazo alemão e francês	60
2.2.2.4	Evolução do valor económico da negociação no mercado a prazo do MIBEL	60
2.2.2.5	Evolução dos preços negociados no mercado a prazo do MIBEL e nos mercados a prazo alemão e francês	61
2.2.3	Tipologia de agentes negociadores	62
2.2.4	Transparência na negociação dos contratos de derivados	62
2.3	Principais determinantes dos preços a prazo da eletricidade	65
2.3.1	Preços à vista e a prazo no MIBEL, França e Alemanha	65
2.3.2	Preços dos combustíveis e das licenças de emissão de CO ₂	72
2.3.3	Indicador do custo variável médio a prazo estimado de um CCGT e de uma central térmica de carvão (preços internacionais)	94
2.3.4	Negociação nos mercados a prazo.....	95
2.4	Análise ex post dos prémios de risco (diferença entre os preços a prazo da eletricidade e o preço médio do mercado diário correspondente).....	100
2.4.1	Fatores explicativos do prémio de risco a prazo	105
2.4.2	Análise empírica do prémio de risco ex post em Espanha	112
2.4.3	Análise empírica do prémio de risco ex post na Alemanha	129
2.4.4	Análise empírica do prémio de risco ex post em França	137
2.4.5	Principais conclusões de análise ex post dos prémios de risco em Espanha, França e Alemanha e Investigação futura	145

3	CONCLUSÕES DA ANÁLISE DE COMPARAÇÃO ENTRE OS MERCADOS DO MIBEL, ALEMANHA E FRANÇA.....	146
3.1	Sobre a estrutura de produção e as interligações	146
3.2	Sobre os preços à vista.....	146
3.3	Sobre a liquidez dos mercados a prazo.....	148
3.4	Sobre a posição aberta nos mercados a prazo	151
3.5	Sobre os prémios de risco.....	152
3.6	Sobre as variáveis com incidência significativa sobre o prémio de risco ex post	154
4	MEDIDAS SUSCETÍVEIS DE IMPLEMENTAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO DO MIBEL [CONFIDENCIAL].....	158

1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO À VISTA DO MIBEL. COMPARAÇÃO COM ALEMANHA E FRANÇA

1.1 ORGANIZAÇÃO DO MERCADO À VISTA E PRINCIPAIS RESULTADOS EM 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 E 2018

1.1.1 DESCRIÇÃO DA ORGANIZAÇÃO DO MERCADO À VISTA DO MIBEL

Os princípios gerais de organização e funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) são estabelecidos no Acordo de Santiago de Compostela, de 1 de outubro de 2004¹.

De acordo com o artigo 1.2 do Acordo de Santiago de Compostela “O MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transações ou contratos de energia eléctrica e se negociam instrumentos financeiros que têm como referência essa mesma energia, bem como por outros que venham a ser acordados pelas Partes”.

No artigo 6.º do Acordo de Santiago de Compostela definem-se os mercados organizados de contratação do MIBEL e o correspondente modo de liquidação. Tais mercados são os seguintes:

- Mercados a prazo, que incluem transações referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física quer financeira.
- Mercado diário, que corresponde a transações referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, de liquidação necessariamente por entrega física [mercado à vista].
- Mercado intradiário, transações de liquidação necessariamente por entrega física [mercado à vista].

Adicionalmente, no número 2 do mencionado artigo faz-se referência a mercados não organizados que “(...) são compostos por contratos bilaterais entre as entidades do mercado MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como por diferenças.”

Por sua vez, de acordo com o disposto no artigo 4.º do Acordo de Santiago de Compostela, na redação dada pelo Acordo de Braga (n.º 2 do artigo único) as sociedades gestoras dos mercados do MIBEL serão o Operador de Mercado Ibérico– Polo Espanhol (OMIE), com sede em Espanha, e o Operador de Mercado Ibérico – Polo Português (OMIP), com sede em Portugal. OMIE atuará como sociedade gestora do mercado organizado à vista (diário e intradiários) e OMIP será a sociedade gestora do mercado organizado a prazo.

¹ Acordo Internacional relativo à constituição de um mercado ibérico de energia eléctrica entre o Reino de Espanha e a República Portuguesa, a 1 de outubro de 2004, firmado em Santiago de Compostela (Acordo de Santiago); e o Acordo que modifica o anterior, assinado em Braga a 18 de janeiro de 2008 (Acordo de Braga).

A Resolução de 9 de maio de 2018, do Secretário de Estado de Energia (SEE), que aprova as regras de funcionamento dos mercados diário e intradiário de produção de energia elétrica, inclui na primeira das suas regras que:

- As transações de compra e venda de energia elétrica são realizadas no mercado diário para o dia seguinte. As sessões de contratação do Mercado diário estão estruturadas em períodos de programação equivalentes a uma hora de calendário, considerando como horizonte de programação os 24 períodos de programação consecutivos da Hora Europeia Central (CET), ou 23, ou 25 nos dias de mudança de hora oficial. A entrega física da energia negociada nos mercados futuros organizados também pode ocorrer no mercado diário.
- O mercado intradiário (de leilões e contínuo) visa atender a oferta e a procura de energia que possa ocorrer, nas horas seguintes, após a definição do Programa Final Viável Diário (PDVD). Em conformidade com o disposto no artigo 63.º do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece uma orientação para a atribuição de capacidade e a gestão dos congestionamentos (MCCA), bem como na Resolução de 9 de maio de 2018 do Secretário de Estado da Energia, que aprova as regras de funcionamento dos mercados diário e intradiário para a produção de eletricidade, no MIBEL um modelo híbrido para o mercado intradiário, baseado na manutenção de leilões regionais intradiários entre Espanha e Portugal, de forma complementar e sincronizada com o mercado intradiário europeu (projeto XBID - Cross Border Intraday).

De acordo com o disposto na 2ª Regra de funcionamento dos mercados diário e intradiário, o operador de mercado (OMIE) é o responsável pela gestão económica do sistema referente aos mercados diário e intradiário. Neste sentido, é responsável por receber as ofertas de venda e aquisição de energia elétrica, realizando a gestão das mesmas, bem como a liquidação de todas as operações dos mercados diário e intradiário.

O Real Decreto 2019/1997, de 26 de dezembro, que organiza e regula o mercado de produção de energia elétrica, regula nos seis artigos 8.º e 9.º a apresentação de ofertas (de compra e de venda) no mercado diário.

1.1.2 VALORES DO MERCADO DE ELETRICIDADE: VOLUMES DE NEGOCIAÇÃO NO MERCADO DIÁRIO

Em Espanha, em 2018, a negociação no mercado diário (mercado organizado à vista) representou 33,6% da procura total de eletricidade, enquanto em 2017 essa negociação representou um percentual maior, 39,2% do total da procura de energia elétrica. No caso do mercado português, a negociação no mercado diário² representou 57,5% da procura total, enquanto em 2017 esse percentual também foi superior, 59,2%.

² Negociação no mercado diário inclui aquisições por unidades de bombagem.

No mercado francês, a negociação no mercado à vista representou 23,8% da procura do ano de 2018, tendo-se negociado uma parte mais significativa através de agentes de intermediação (ou mercado não organizado) e da contratação física bilateral (embora esta última não seja muito representativa em volume). Por outro lado, no mercado alemão, o percentual de negociação no mercado à vista organizado com relação à procura correspondeu a 53% em 2018.

No que respeita à evolução das transações no mercado à vista entre 2013 e 2018, note-se que nos mercados espanhol e português o volume à vista transacionado tem apresentado um decréscimo, passando de 49,5 % e 73,4% da procura de eletricidade em cada um dos dois países, respetivamente, em 2013, para 33,6% e 57,5% em cada um deles em 2018. Por outro lado, tanto no mercado francês como no mercado alemão, o volume negociado no mercado à vista mostrou tendência crescente, pelo menos nos primeiros anos considerados, embora com um percentual de volume de negócios inferior ao registado no mercado à vista do MIBEL³ (ver Tabela 1).

Tabela 1. Volume (em TWh) do mercado diário* Espanha, Portugal, França e Alemanha

Ano	Espanha			Portugal			França			Alemanha		
	TWh	Procura	Volume mercado diário / % Vol. mercado diário / Procura	Procura	Volume mercado diário	% Vol. mercado diário / Procura	Procura	Volume mercado diário	% Vol. mercado diário / Procura	Procura	Volume mercado diário	% Vol. mercado diário / Procura
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%

* No caso da Espanha, é considerada uma procura peninsular. O volume negociado não inclui contratação bilateral. No mercado espanhol, as contratações bilaterais totalizaram 63,0 TWh em 2013, 67,4 TWh em 2014, 71,3 TWh em 2015, 66,2 TWh em 2016, 93,1 TWh em 2017 e 97,4 TWh em 2018. No caso do mercado português, a contratação bilateral realizada no mercado diário foi de 13,7 TWh em 2013, 17,2 TWh em 2014, 19,4 TWh em 2015, 20,5 TWh em 2016, 20,9 TWh em 2017 e 21,6 TWh em 2018. Não há informação completa disponível para o período considerado para a contratação bilateral nos mercados francês e alemão. O volume do mercado diário alemão inclui a Alemanha, a Áustria e o Luxemburgo (embora, a partir de 1 de outubro de 2018, o mercado austríaco funcione de forma independente, a sua energia foi considerada para efeitos de comparação).

Fonte: OMIE, ERSE, REE e REN (Espanha e Portugal), EPEX Spot e ENTSO-E (França e Alemanha)

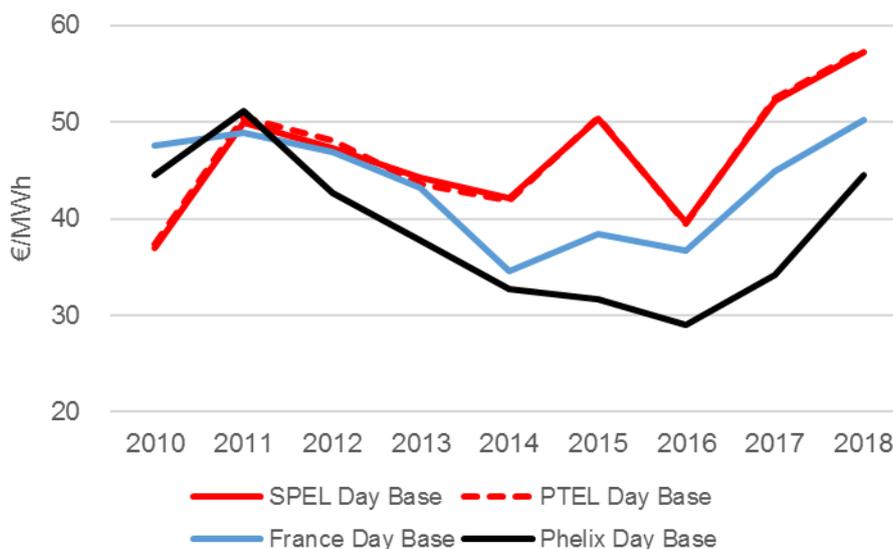
1.1.3 CARACTERIZAÇÃO E EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO MERCADO À VISTA

No que respeita ao nível dos preços à vista e à sua evolução no período considerado, observa-se, em termos gerais, que desde 2012 (ver Figura 1) os preços médios do mercado diário⁴ do MIBEL (Espanha e Portugal) estão acima dos preços registados em Alemanha e em França.

³ Cabe recordar que, ao contrário da França e da Alemanha, os agentes do MIBEL são obrigados a apresentar propostas ao mercado diário.

⁴ O termo subjacente para contratos a prazo é o preço diário de mercado, e é por isso que a referida referência de preço à vista é a que deve ser considerada para a avaliação de contratos a prazo.

Figura 1. Evolução dos preços médios do mercado diário. Janeiro 2010 - Dezembro de 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIE e EPEX Spot

Entre 1 de janeiro de 2010 e 31 de dezembro de 2018 (3.287 observações), o intervalo de variação⁵ dos preços diários do mercado grossista foram maiores na Alemanha e em França⁶ do que os registados no MIBEL⁷ (ver Tabela 2). Quanto ao desvio padrão, no caso de França, foi superior ao do MIBEL, enquanto no caso da Alemanha, o desvio padrão foi inferior ao do MIBEL. No entanto, observa-se que 75% dos preços médios do mercado diário, nos quatro mercados considerados, se situavam em torno de 48-55 €/MWh.

No período considerado, o preço médio diário de mercado em Espanha e Portugal foi de 46,67 €/MWh e 46,79 €/MWh, respetivamente, enquanto que nos mercados alemão e francês, esse preço foi de 38,67 €/MWh e 43,51 €/MWh, respetivamente. Assim, enquanto os preços médios do mercado diário em Espanha e Portugal estiveram em linha, estes preços foram superiores aos preços médios registados nos mercados diários alemão e francês (cerca de 21% e 7%, respetivamente).

⁵ Diferença entre o preço máximo e o preço mínimo do período considerado.

⁶ No período 2010-2018, o percentual de variação dos preços do mercado diário em relação ao seu valor médio (desvio padrão) foi de 29% no MIBEL, em comparação com 34% e 36% registados na Alemanha e França, respetivamente.

⁷ As ofertas apresentadas ao mercado à vista do MIBEL podem variar entre 0 e 180,3 €/MWh, enquanto que em França e na Alemanha podem estar dentro de uma gama mais ampla de preços, entre -500 e +3000 €/MWh.

**Tabela 2. Estatística descritiva dos preços do mercado diário. Janeiro 2010 – dezembro 2018
(3.287 observações)**

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Média	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
Desvio Padrão	13,40	13,43	15,87	13,03
Assimetria*	-0,73	-0,75	3,10	-0,37
Achatamento**	4,43	4,43	57,38	5,82

* Coeficiente de assimetria: este indicador caracteriza o grau de assimetria de uma distribuição em relação à sua média. A assimetria positiva indica uma distribuição unilateral que se estende a valores superiores à média. A assimetria negativa indica uma distribuição unilateral que se estende a valores inferiores à sua média.

*Grau de achatamento ou curtose: este indicador descreve as características de uma distribuição, comparada com a distribuição normal. Uma curtose positiva indica uma distribuição relativamente pontuda, enquanto que uma curtose negativa indica uma distribuição relativamente plana.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIE e EPEX Spot

Outra característica observada na análise da estatística descritiva para o período 2010-2018 é que, enquanto nos mercados espanhol, português e alemão a dispersão de preços tende a valores inferiores à sua média (assimetria negativa), no mercado francês, por outro lado, a dispersão em relação ao preço médio ocorre em direção a valores mais altos (assimetria positiva). Do mesmo modo, a distribuição de preços no mercado francês revia um enfoque maior do que o dos outros três mercados (curtose para o período 2010-2018 de 57,38 no mercado francês).

As tabelas 3 a 8, refletem as estatísticas descritivas para os anos 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018 respetivamente.

Tabela 3. Estatísticas descritivas dos preços do mercado diário, 2013 (365 observações)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Média	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
Desvio Padrão	17,46	17,62	16,07	11,48
Assimetria*	-0,43	-0,41	-0,43	-0,4
Achatamento**	4,06	3,92	4,29	3,45

Ver nota de rodapé da Tabela 2

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e EPEX Spot

Tabela 4. Estatísticas descritivas dos preços do mercado diário, 2014 (365 observações)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Média	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
Desvio Padrão	15,66	15,86	10,45	8,74
Assimetria*	-0,86	-0,83	-0,2	-0,68
Achatamento**	3,11	3,03	2,37	4,95

Ver nota de rodapé da Tabela 2.

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e EPEX Spot

Tabela 5. Estatísticas descritivas dos preços de mercado diário, 2015 (365 observações)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Média	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
Desvio Padrão	9,26	9,16	9,81	8,94
Assimetria*	-0,84	-0,8	-0,2	-0,6
Achatamento**	3,84	3,7	2,75	3,91

Ver nota de rodapé da Tabela 2.

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e EPEX Spot

Tabela 6. Estatísticas descritivas dos preços de mercado diário, 2016 (366 observações)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Média	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
Desvio Padrão	13,49	13,58	17,15	9,65
Assimetria*	-0,15	-0,13	1,72	-0,2
Achatamento**	2,72	2,66	7,36	5,53

Ver nota de rodapé da Tabela 2.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIE e EPEX Spot

Tabela 7 . Estatísticas descritivas dos preços do mercado diário, 2017 (365 observações)

	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Média	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
Desvio Padrão	10,23	9,91	17,51	14,02
Assimetria*	0,71	1	1,29	-0,19
Achatamento**	5,25	4,82	5,12	10,33

Ver nota de rodapé da Tabela 2.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIE e EPEX Spot

Tabela 8. Estatísticas descritivas dos preços de mercado diário, 2018 (365 observações)

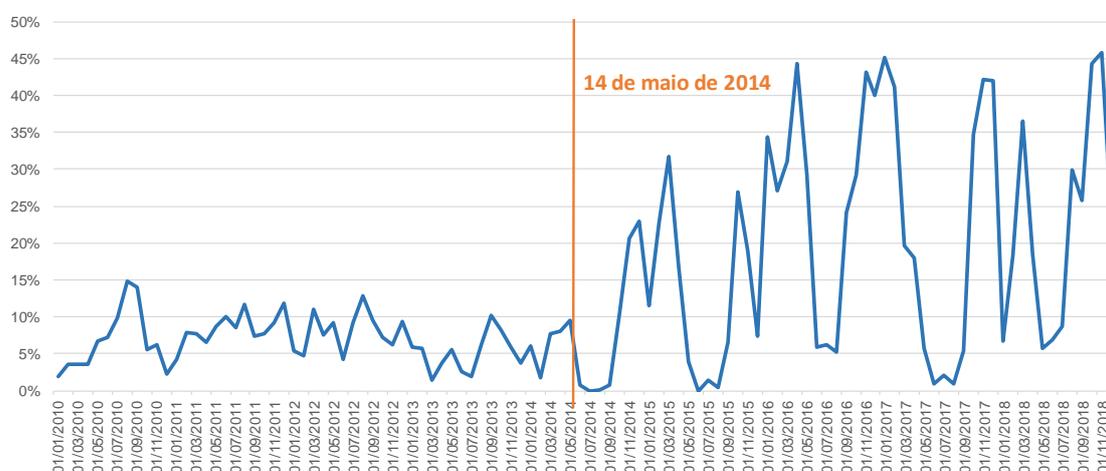
	SPEL Day Base	PTEL Day Base	France Day Base	Phelix Day Base
Média	57,29	57,45	50,2	44,47
Mediana	60,04	60,04	50,37	45,57
Máximo	75,93	75,93	115,13	80,33
Mínimo	4,5	4,5	2,66	-25,3
Desvio Padrão	11,05	10,76	15,1	14,31
Assimetria*	-1,47	-1,38	0,14	-0,67
Achatamento**	6,61	6,28	4,01	4,6

Ver nota de rodapé da Tabela 2.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIE e EPEX Spot

Por outro lado, cabe mencionar que a partir da implementação no ano 2014 do acoplamento do mercado diário do MIBEL com os mercados diários do noroeste de Europa (que se detalha no seguinte subcapítulo 1.1.4), observou-se nos anos seguintes um aumento da convergência de preços na região sudoeste de Europa (SWE), integrada por Espanha, Portugal e França. Assim, a Figura 2 reflete o nível de convergência registado nos preços nesta região nos meses posteriores ao pleno acoplamento da mesma, atingindo até à data um máximo em novembro de 2018 (45,8%), onde havia incidido, entre outros fatores⁸, o acoplamento dos mercados.

Figura 2. Evolução da convergência de preços horários de mercado diário na região SWE (% horas). 2010-2018*



* Antes da entrada em funcionamento do algoritmo EUPHEMIA (sistema que calcula os preços da eletricidade de forma comum nos diferentes mercados europeus de eletricidade), considera-se que existe um acoplamento entre os três mercados quando a diferença entre os preços horários é inferior a 1 €/MWh. Com a entrada em funcionamento do algoritmo EUPHEMIA, considera-se que existe um acoplamento entre os três mercados quando os preços horários são os mesmos.

Fonte: Elaboração própria a partir do EEX e OMIE

Na Figura 3 é refletida a Evolução (em % de horas) da convergência de preços do mercado diário em cada uma das regiões da Europa, no período compreendido entre 2008 e 2017.

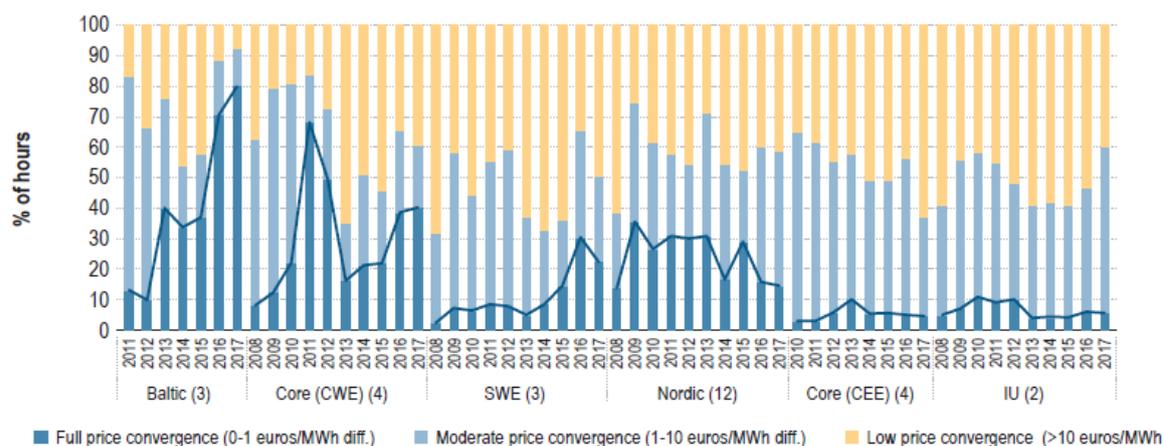
É de salientar o aumento da convergência de preços do mercado diário observado, entre 2015 e 2017, nas regiões do Báltico e centro-oeste da Europa (CWE). Assim, em 2017, o acoplamento dos preços diários na região do Báltico atingiu 80% das horas, enquanto que na região do CWE situou-se em 41% das horas. Nesta evolução positiva teria incidido o aumento da capacidade de interligação em todas as fronteiras da região báltica, assim como a implementação nessas regiões do mecanismo de cálculo de

⁸ Entre os fatores que terão influenciado, adicionalmente, numa maior convergência de preços entre Espanha e França cabe mencionar a entrada em operação comercial da nova linha de interconexão com França, em outubro de 2015, ou a elevada produção renovável no mercado espanhol no primeiro semestre de 2016, com o conseqüente deslocamento do procura dirigida à produção de eletricidade de origem térmica, juntamente com a indisponibilidade do parque nuclear francês no último trimestre do ano, que se refletiu num incremento do preço médio no mercado à vista naquele mercado.

capacidade regional (CCRs) previsto no Regulamento (UE) 2015/1222, de 24 de julho de 2015, estabelecendo uma diretriz sobre alocação de capacidade e gestão de congestionamentos (CACM GL).

Por outro lado, na região SWE houve uma diminuição na convergência de preços do mercado diário entre 2016 e 2017 (após o aumento registado desde 2014) em que teria influenciado particularmente a dissociação de preços entre o mercado espanhol e o francês no segundo e terceiro trimestres de 2017 (com um diferencial de preço médio de 13,1 €/MWh), comparando com uma convergência de preços de 93% das horas entre Espanha e Portugal. Este diferencial de preço com a França pode ser explicado pelo aumento significativo do preço médio do mercado diário que ocorreu no MIBEL naquele ano.

Figura 3. Convergência de preços de mercado diário por regiões de cálculo de capacidade (CCRs⁹) de Europa (% horas). 2008-2017



Nota: o número entre parênteses refere-se às áreas de oferta consideradas em cada região para realizar o cálculo da capacidade.

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

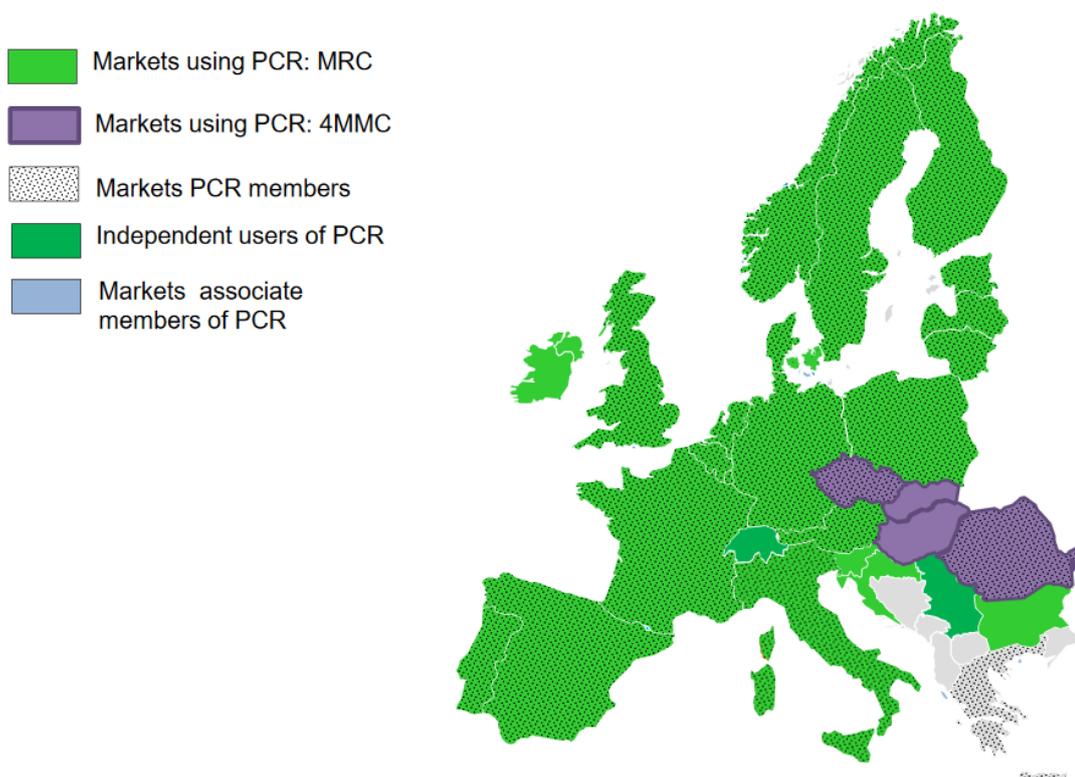
⁹ Área geográfica em que se aplica o cálculo coordenado da capacidade de interligação, de acordo com o Regulamento 2015/1222, de 24 de julho de 2015, que estabelece uma diretriz sobre alocação de capacidade e gestão do congestionamento.

1.1.4 ACOPLAMENTO DO MIBEL E OS MERCADOS CENTRO-EUROPEUS

No âmbito das medidas tomadas para alcançar o mercado único europeu da energia, em 4 de fevereiro de 2014, o MIBEL foi acoplado aos mercados da região NWE (Nordeste da Europa, que agrupa os mercados França, Bélgica, Holanda, Alemanha, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia). A partir deste dia, o processo de adequação ao mercado diário é feito através da aplicação de um algoritmo comum (EUPHEMIA) desenvolvido por vários operadores do mercado através da iniciativa Price Coupling of Regions (PCR).

Vale a pena mencionar que, em 2018, os mercados da Eslovénia e da Croácia estavam ligados ao projeto de PCR, bem como o acoplamento dos mercados da Irlanda e da Irlanda do Norte ao mercado do Reino Unido (ver Figura 4).

Figura 4. Usuários e membros da iniciativa Price Coupling of Regions (PCR) no final de 2018

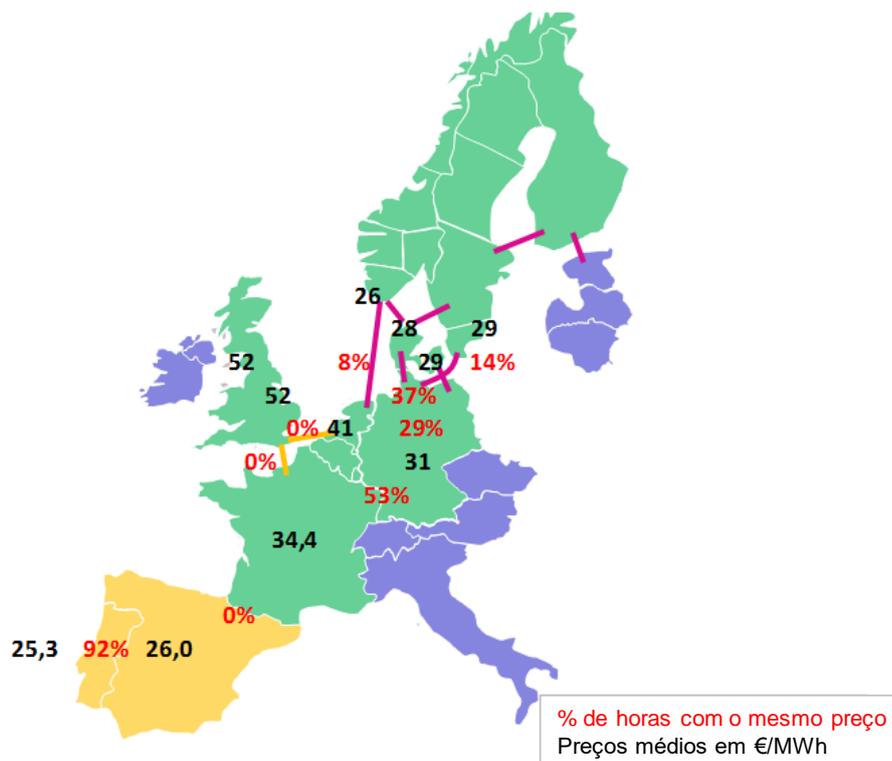


Fonte: EPEX Spot

Numa primeira fase, o acoplamento ocorreu como condição uma capacidade de interligação nula na interligação, de forma que, transitoriamente, a execução dos leilões explícitos diários foi mantida em paralelo. Como se observa na Figura 5, no período compreendido entre 5 de fevereiro e 13 de maio de 2014 o preço médio horário no mercado espanhol foi de 26 €/MWh, comparado a 34,4 €/MWh no mercado

francês. Nesse período, o acoplamento de preços entre Espanha e Portugal ocorreu em 92% das horas, com um diferencial médio, nas restantes horas, de 0,7 €/MWh.

Figura 5. Preços médios (€/MWh) e % de horas com mesmo preço horário. De 5 de fevereiro a 13 de maio de 2014



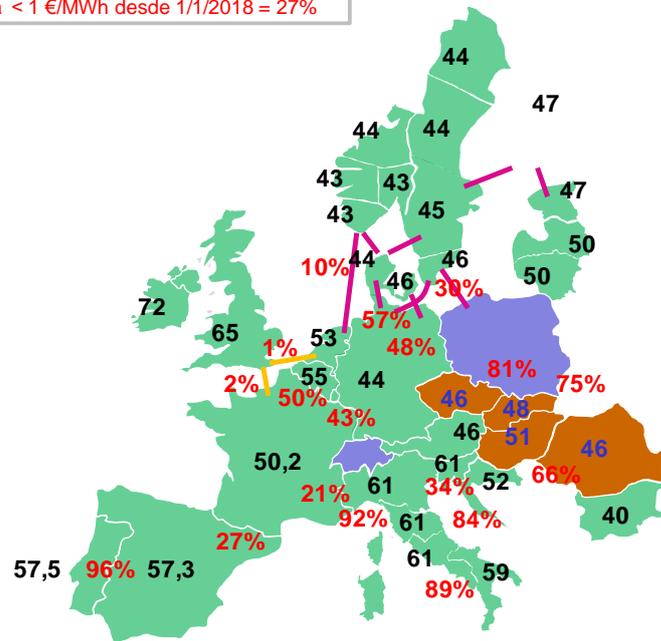
Nota: a verde os mercados totalmente acoplados no período de 5 de fevereiro a 13 de maio de 2014

Fonte: OMIE, sobre dados dos webs públicos dos PXs

A partir de 14 de maio de 2014 deixou de se aplicar a condição de capacidade de interligação nula, resultando no acoplamento completo do mercado diário do MIBEL com os mercados diários do noroeste da Europa (NWE). No ano 2018, o acoplamento de preços entre o mercado espanhol e o francês subiu para 27% das horas do período, enquanto que o acoplamento no MIBEL foi de 96% das horas.

Figura 6. Preços médios (€/MWh) e % de horas com mesmo preço horário. De 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2018

% de horas com diferença de preço < 1 €/MWh
% de horas França/Espanha < 1 €/MWh desde 1/1/2018 = 27%

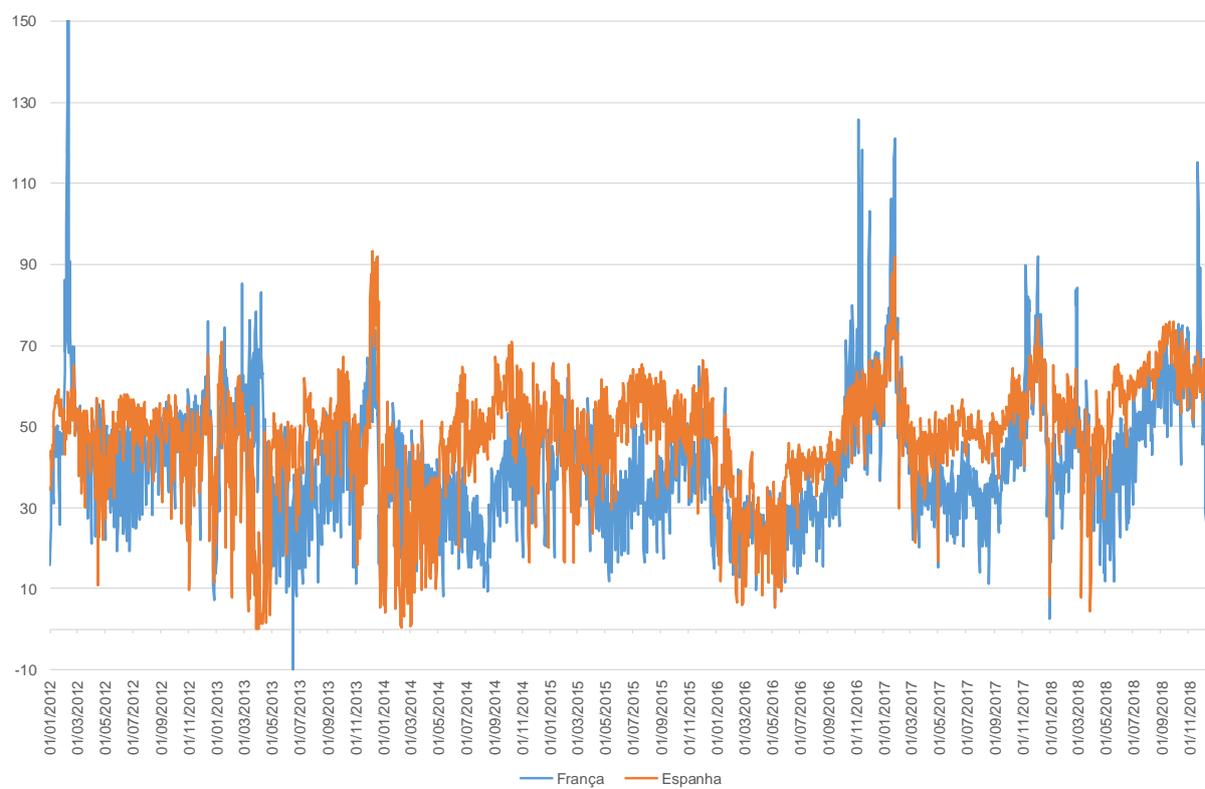


Nota: a verde os mercados totalmente acoplados a dezembro de 2018

Fonte: OMIE, sobre dados dos webs públicos dos PXs

A Figura 7 mostra evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Espanha e em França.

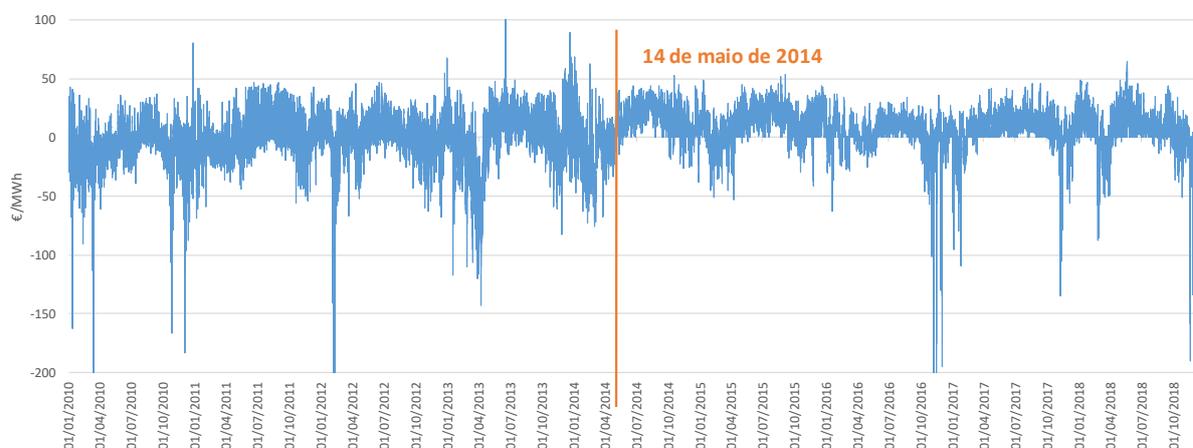
Figura 7. Preço médio aritmético do mercado diário espanhol e francês (€/MWh). Janeiro 2010 – dezembro 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e EPEX Spot

Como mostra a Figura 7 e a Figura 8, desde a entrada em vigor do acoplamento completo do mercado diário do MIBEL com os mercados da região NWE, a diferença de preço entre os mercados espanhol e francês reduziu a sua amplitude, passando de um diferencial máximo de preço horário de -1.874,33 €/MWh (registrado a 9 de fevereiro de 2012) a um diferencial máximo de -810,96 €/MWh (contabilizado em 7 de novembro de 2016). Por outro lado, após 14 de maio de 2014 e até 31 de dezembro de 2018, em 8.585 horas o preço de ambos os mercados (espanhol e francês) foi o mesmo; enquanto que entre 1 de janeiro de 2010 e 13 de maio de 2014 o número de horas em que coincidiu o preço, em ambos os mercados, foi de 193 horas.

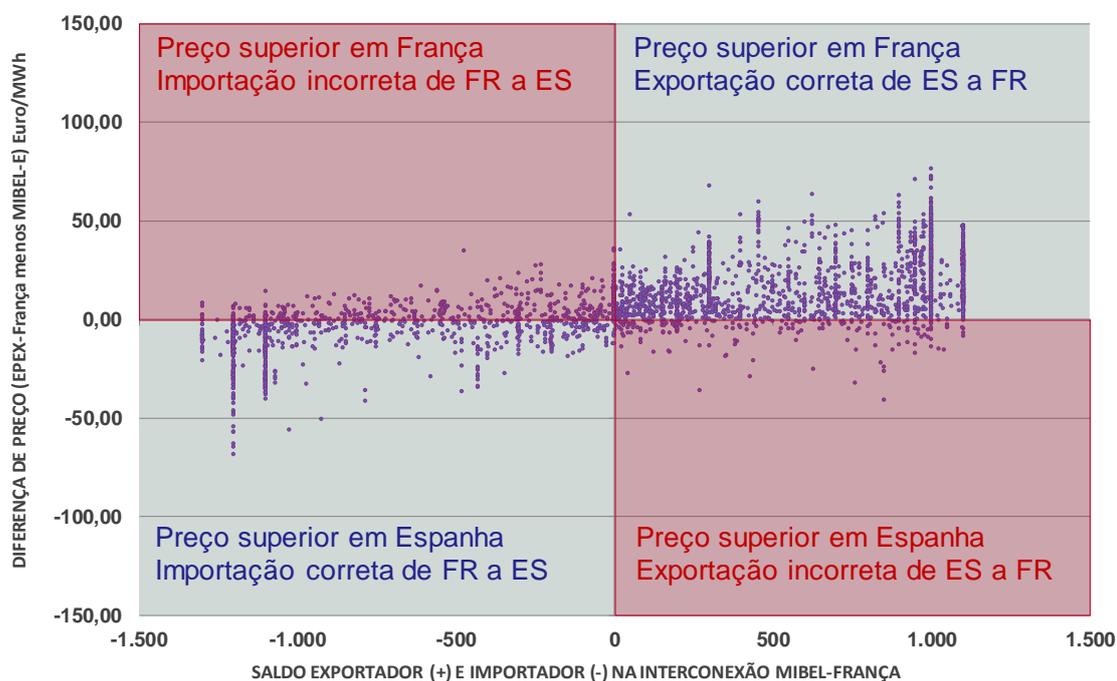
Figura 8. Diferença horária de preço do mercado diário entre mercados espanhol e francês (ES-FR). Janeiro 2010 – dezembro 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados de REE

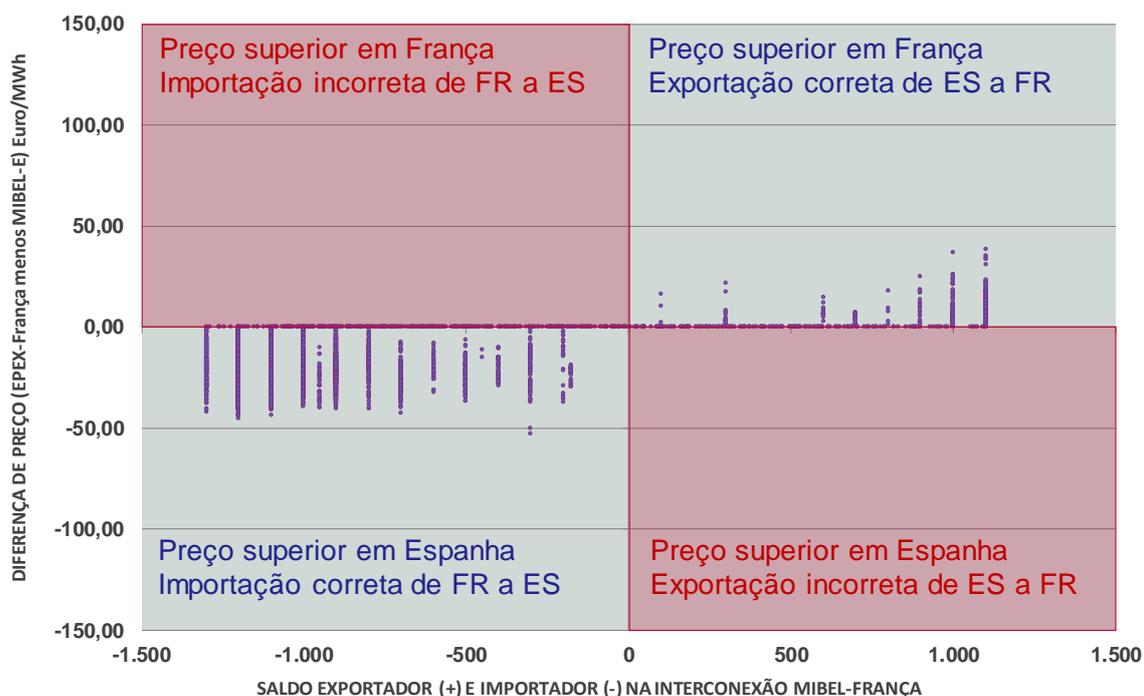
No entanto, e sem prejuízo do acima exposto, o principal efeito observado no mercado diário do acoplamento do MIBEL com a França não é a aproximação dos preços de ambos os mercados, mas a garantia de uma utilização adequada da interligação. Isso ocorre porque a programação diária da interligação é realizada como um fluxo líquido entre sistemas, que é sempre no sentido crescente de preço, e não composto de transações individuais, embora estas últimas possam ocorrer em horizontes de longo prazo ou no mercado intradiário. Na Figura 9, na Figura 10 e na Figura 11 está representado o grau de eficiência na utilização da interligação Espanha-França no período imediatamente anterior ao acoplamento do MIBEL com os mercados da região NWE (de 1 de janeiro a 13 de maio de 2014), e no período após o referido acoplamento (de 14 de maio a 31 de dezembro de 2014) e, finalmente, no ano de 2018 (de 1º de janeiro a 31 de dezembro).

Figura 9. Diferencial de preço entre mercados espanhol e francês (FR-ES) e utilização da interligação. De 1 de janeiro a 13 de maio 2014



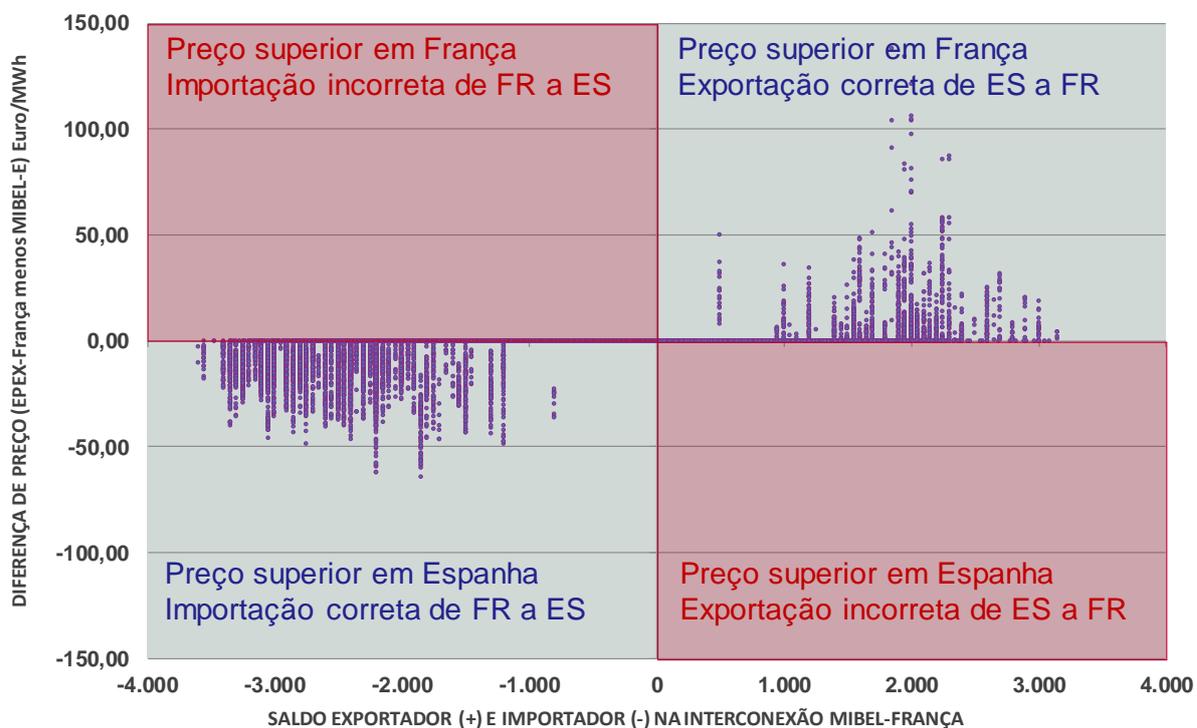
Fonte: OMIE

Figura 10. Diferencial de preço entre mercados espanhol e francês (FR-ES) e utilização da interligação. De 14 de maio a 31 de dezembro de 2014



Fonte: OMIE

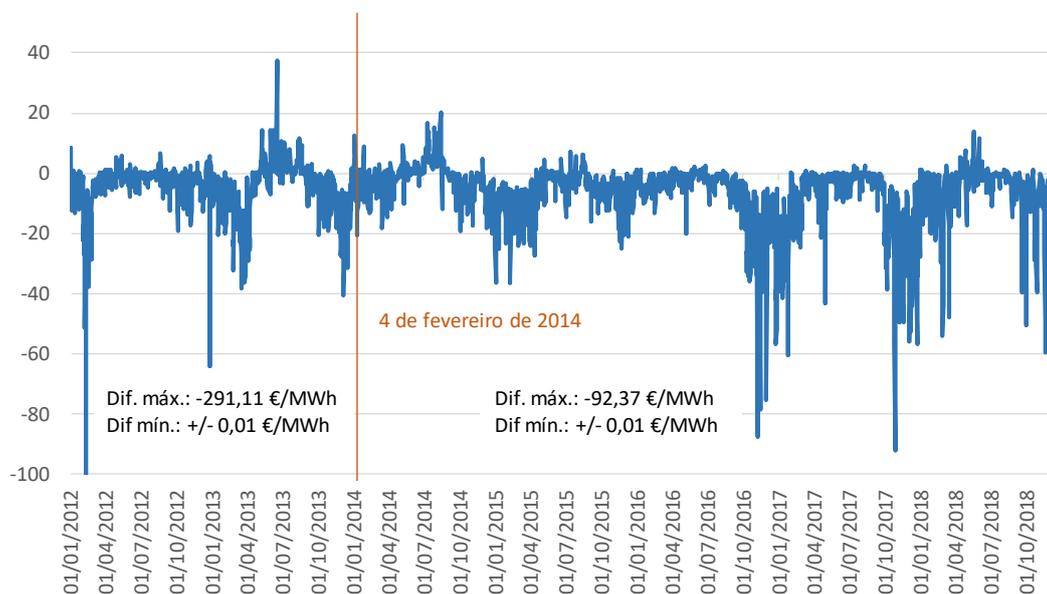
Figura 11. Diferencial de preço entre mercados espanhol e francês (FR-ES) e uso da interligação.
De 1 de janeiro ao 31 de dezembro de 2018



Fonte: OMIE

Na Figura 12 é refletida a evolução do diferencial dos preços médios diários entre os mercados alemão e francês no período compreendido entre 1 de janeiro de 2012 e 31 de dezembro de 2018. Esta figura mostra a maior convergência de preços a partir de 4 de fevereiro de 2014, quando os mercados da região NWE (Nordeste da Europa) estavam totalmente acoplados. Observa-se, como no caso do diferencial de preços entre o MIBEL e a França, um estreitamento do diferencial de preços entre a França e a Alemanha após a implementação da PCR, num contexto de utilização mais eficiente da interligação.

Figura 12. Diferencial dos preços médios diários entre mercados alemão e francês. Janeiro 2012-Dezembro 2018



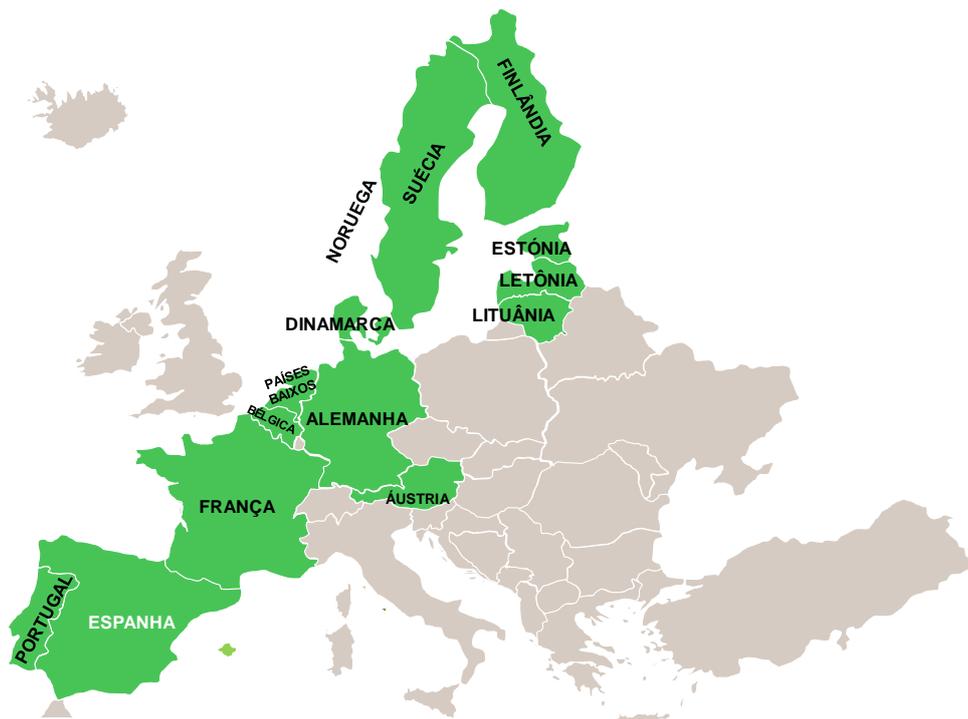
Fonte: elaboração própria a partir de dados de EPEX Spot

Adicionalmente, no contexto do mercado único europeu, em 12 de junho de 2018, o mercado contínuo intradiário europeu (projeto XBID - Cross-Border Intraday entrou em operação no MIBEL, de acordo com as disposições do Regulamento (UE) 2015/1222, de 24 de julho de 2015, estabelecendo uma diretriz de alocação de capacidade e gestão de congestionamentos (CACM GL)¹⁰. Com este projeto, através da plataforma europeia de comércio transfronteiriço intradiário, a compra e a venda de energia são facilitadas a qualquer momento do dia da entrega (até uma hora antes do tempo real) entre contrapartes localizadas em qualquer país europeu, desde que haja capacidade de interligação disponível. Desta forma, contribuiu-se para a otimização de interligações e o uso de capacidade de produção excedente, facilitando aos agentes de mercado o equilíbrio dos seus portfólios de energia num mercado mais líquido¹¹ e de forma mais eficiente (embora com a limitação, já comentada, da capacidade das interligações).

¹⁰ Este mecanismo é complementado, no caso do MIBEL, com leilões intradiários regionais entre Espanha e Portugal, em conformidade com o disposto no artigo 63.º do Regulamento (UE) 2015/1222, de 24 de julho de 2015, acima mencionado.

¹¹ Os agentes podem beneficiar não só da liquidez do mercado a nível regional (neste caso do MIBEL), mas também da liquidez disponível noutros mercados europeus.

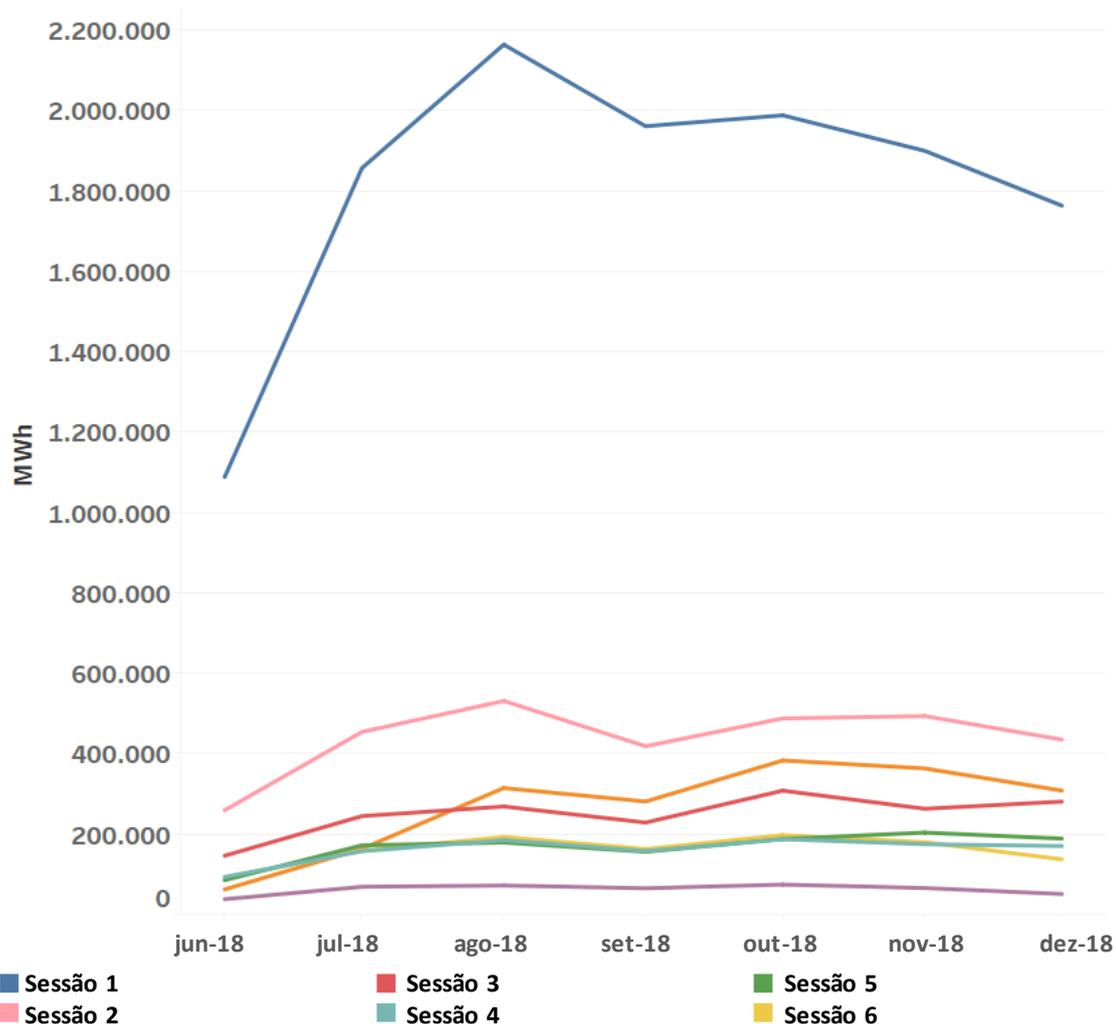
Figura 13. Países acoplados no XBID a 13 de junho de 2018



Fonte: OMIE

Desde a entrada em funcionamento do mercado intradiário contínuo no MIBEL, a 12 de junho de 2018, para energia com entrega em 13 de junho, houve um aumento geral da liquidez do mercado (ver Figura 14).

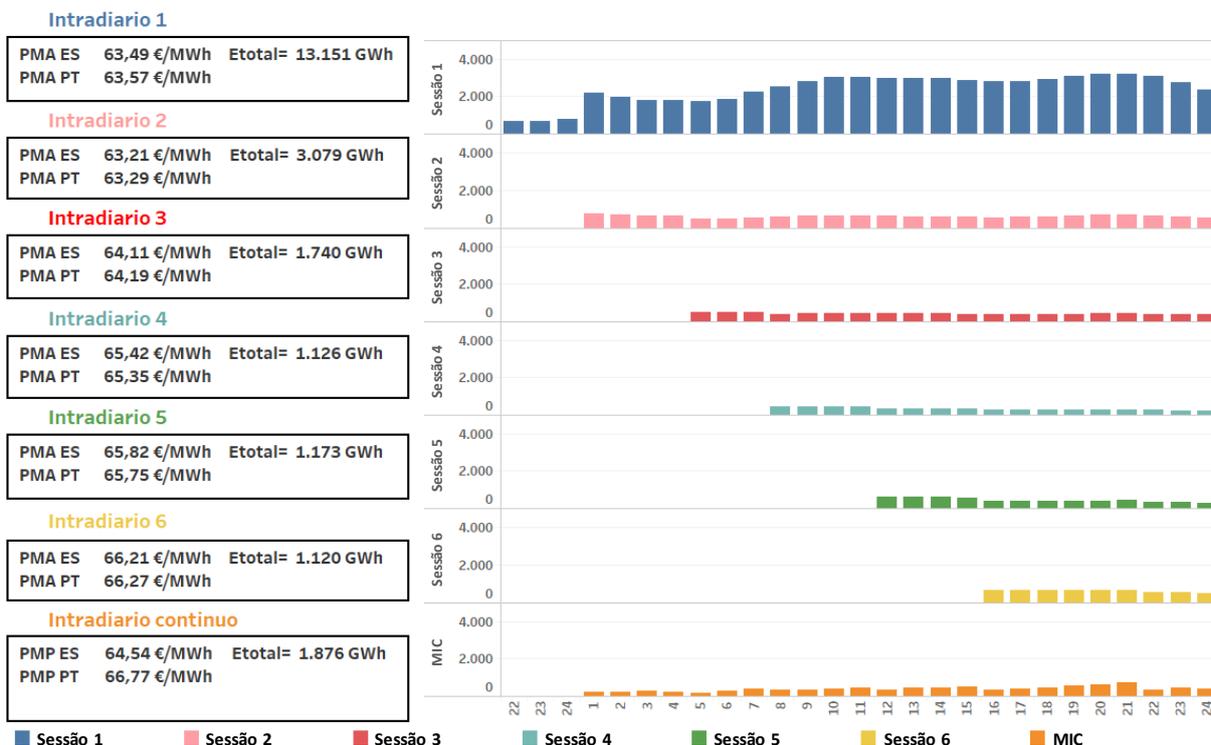
Figura 14. Volumes mensais de mercado intradiário do MIBEL (leilões e contínuo). De 13 de junho a 31 de dezembro de 2018.



Fonte: OMIE

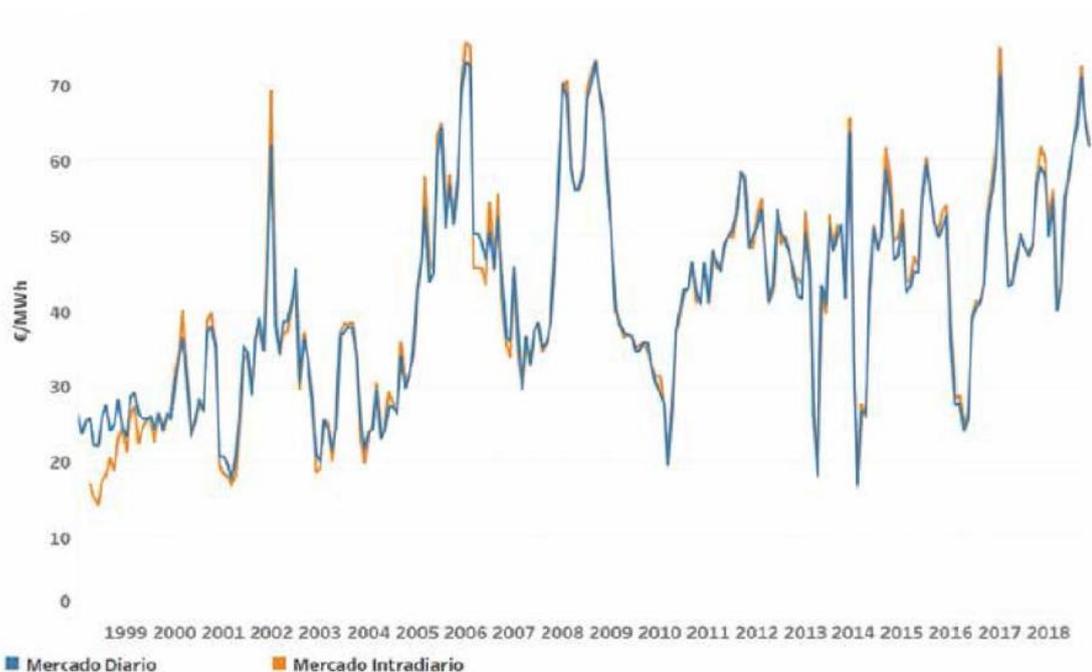
Na Figura 15 é refletido para o período compreendido entre 13 de junho e 31 de dezembro de 2018, a energia horária acumulada (GWh) negociada em cada uma das sessões do mercado intradiário através de leilões, bem como no mercado contínuo intradiário, e os preços médios aritméticos resultantes para a zona espanhola e a zona portuguesa. Por outro lado, na Figura 16 mostra-se uma comparação dos preços médios mensais aritméticos dos preços do mercado diário e do mercado intradiário no sistema espanhol.

Figura 15. Energia horaria negociada em cada sessão de mercado intradiário contínuo e preço médio aritmético (Espanha e Portugal). De 13 de junho a 31 de dezembro de 2018.



Fonte: OMIE

Figura 16. Comparação de preços médios aritméticos mensais do mercado diário e do mercado intradiário no MIBEL. (janeiro 1998-novembro 2018)



Fonte: OMIE

1.2 ESTRUTURA DA POTÊNCIA INSTALADA E PRODUÇÃO POR TECNOLOGIAS

No mercado espanhol, a capacidade instalada no final de 2017 era de 104.526 MW, dos quais 44,2% correspondiam a tecnologias fósseis¹², seguido por tecnologias de fontes renováveis¹³ que representaram 29,5% da capacidade instalada total (entre os quais se destaca a eólica, com 23.005 MW).

No caso do mercado português, a capacidade instalada no final de 2017 era de 19.799 MW, dos quais 32,3% correspondiam a tecnologias fósseis e 31,3% a tecnologias de fontes renováveis, entre as quais, como no caso espanhol, a tecnologia eólica com 5.090 MW. Em Portugal, destaca-se o maior peso da tecnologia hidráulica, face ao mercado espanhol, que representou naquele ano cerca de 36,3% da capacidade total instalada (19,5% em Espanha), bem como a ausência de tecnologia nuclear, enquanto na Espanha essa tecnologia representava, no final de 2017, 6,8% do total de energia instalada.

Entre 2016 e 2017 houve uma queda de 0,6% na capacidade instalada no território espanhol, devido quase inteiramente ao fecho da central nuclear de Santa María de Garoña. Por outro lado, em Portugal houve um aumento de 1,4% na capacidade instalada, devido ao aumento da capacidade instalada hidroelétrica e renovável.

Tabela 9. Potência instalada (MW), por tecnologias, em Espanha, Portugal e MIBEL. 2015 – 2017

País	Ano	Hidráulica	Nuclear	Fóssil*	Renovável**	Total	% Variação
Espanha	2015	20 348	7 573	46 692	30 856	105 469	
	% quota	19,3%	7,2%	44,3%	29,3%	100%	
	2016	20 356	7 573	46 276	30 908	105 112	-0,3%
	% quota	19,4%	7,2%	44,0%	29,4%	100%	
	2017	20 332	7 117	46 229	30 847	104 526	-0,6%
% quota	19,5%	6,8%	44,2%	29,5%	100%		
Portugal	2015	6 156	-	6 519	5 889	18 564	
	% quota	33,2%	0,0%	35,1%	31,7%	100%	
	2016	6 945	-	6 473	6 100	19 518	5,1%
	% quota	35,6%	0,0%	33,2%	31,3%	100%	
	2017	7 193	-	6 403	6 204	19 799	1,4%
% quota	36,3%	0,0%	32,3%	31,3%	100%		
MIBEL	2015	26 504	7 573	53 211	36 745	124 033	
	% quota	21,4%	6,1%	42,9%	29,6%	100%	
	2016	27 302	7 573	52 748	37 007	124 630	0,5%
	% quota	21,9%	6,1%	42,3%	29,7%	100%	
	2017	27 525	7 117	52 632	37 051	124 325	-0,2%
% quota	22,1%	5,7%	42,3%	29,8%	100%		

*Fóssil: fuel, carvão, gás natural, resíduos não renováveis e outras não renováveis.

**Renovável: solar, eólica, biomassa, resíduos renováveis e outras renováveis.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de ENTSO-E

¹² Fósseis: fuel, carvão, gás natural, resíduos não renováveis e outras não renováveis.

¹³ Renováveis: solar, eólica, biomassa, resíduos renováveis e outras renováveis.

No final de 2017, a capacidade instalada no mercado francês era 130.835 MW, dos quais 48,3% correspondiam a energia nuclear, seguidos de tecnologia renovável com 19% da capacidade instalada total. Entre 2016 e 2017, destaca-se o aumento registado na potência instalada de tecnologias de fontes renováveis, que aumentou em 2.700 MW (dos quais 1.788 MW corresponderam à tecnologia eólica e 882 MW à tecnologia solar).

Tabela 10. Potência instalada (MW), por tecnologias, em França e Alemanha. 2015 – 2017

País	Ano	Hidráulica	Nuclear	Fóssil*	Renovável**	Total	% Variação
França	2015	23 703	63 130	22 333	19 952	129 118	
	% quota	18,4%	48,9%	17,3%	15,5%	100%	
	2016	23 751	63 130	21 806	22 187	130 874	1,4%
	% quota	18,1%	48,2%	16,7%	17,0%	100%	
	2017	23 793	63 130	19 028	24 884	130 835	-0,03%
	% quota	18,2%	48,3%	14,5%	19,0%	100%	
Alemanha	2015	10 366	10 793	83 975	91 000	196 134	
	% quota	5,3%	5,5%	42,8%	46,4%	100,0%	
	2016	10 172	10 793	84 767	97 936	203 669	3,8%
	% quota	5,0%	5,3%	41,6%	48,1%	100%	
	2017	10 212	9 516	84 062	106 425	210 216	3,2%
	% quota	4,9%	4,5%	40,0%	50,6%	100%	

*Fóssil: fuel, carvão, gás natural, resíduos não renováveis e outras não renováveis.

**Renovável: solar, eólica, biomassa, resíduos renováveis e outras renováveis.

Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E

Por outro lado, a capacidade instalada no mercado alemão era de 210.216 MW, com 50,6% de fontes renováveis (com destaque para a eólica, com 55.660 MW, e solar, com 42.090 MW¹⁴), e 40% das tecnologias fósseis (principalmente carvão: 45.755 MW). Entre 2016 e 2017, houve aumento da capacidade instalada (+ 3,2%), principalmente em função do aumento da potência eólica instalada (+6.130 MW).

Também deve ser assinalado que após o acidente nuclear de Fukushima (2011), o governo alemão decidiu encerrar algumas de suas centrais nucleares no mesmo ano e as restantes antes do ano 2022. Em particular, a capacidade nuclear instalada na Alemanha caiu de 20,4 GW em 2011 para 10,8 GW em 2015 (-47%), registando nova queda (-11,8%) em 2017. Essa queda foi compensada pelo aumento da capacidade instalada de tecnologias provenientes de fontes renováveis: em 2015 a potência solar instalada aumentou 17,2% (de 55,8 GW para 65,4 GW), e em 2017 a potência instalada eólica aumentou 12,4% (de 49,5 GW a 55,7 GW).

No que diz respeito à contribuição de cada tecnologia para a produção, deve-se mencionar, em primeiro lugar, que as quotas de produção por tecnologia permaneceram relativamente estáveis nos quatro mercados considerados no período de 2015-2018. Assim, tanto em Espanha como em Portugal, as

¹⁴ Cabe ressaltar que a Alemanha é o único dos quatro países analisados que conta com potencia instalada geotérmica, embora a sua participação seja pouco significativa (38 MW no final de 2017). (38 MW no fim de 2017).

tecnologias fósseis mantiveram o domínio da produção total anual, com uma quota no ano 2018 de 40,5% em Espanha e de 46,9% em Portugal; destacando o carvão com 22% e 43%, em Espanha e Portugal, respetivamente, sobre o resto dos combustíveis fósseis. Em seguida, situam-se as tecnologias renováveis com 25,3% e 28,9% da produção total em 2018 em Espanha e Portugal, respetivamente. Em ambos os casos, a tecnologia eólica foi a principal fonte renovável de produção, representando 49% e 44% respetivamente. No MIBEL, registou-se uma diminuição significativa da produção hidráulica (de 17,5% em 2016 para 8,8% em 2017), o que levou a um aumento da produção com tecnologias fósseis (+8%) num contexto de crescimento reduzido da tecnologia proveniente de fontes renováveis (+0,4%). No ano 2018 voltou-se a verificar uma contribuição da hidráulica da mesma ordem de anos anteriores.

Tabela 11. Produção (GWh), por tecnologias, em Espanha, Portugal e MIBEL. 2015 –2018

País	Ano	Hidráulica	Nuclear	Fóssil*	Renovável**	Total	% Variação
Espanha	2015	30 813	54 755	114 639	66 086	266 293	
	% quota	11,6%	20,6%	43,0%	24,8%	100,0%	
	2016	39 177	56 099	102 030	64 974	262 279	-1,5%
	% quota	14,9%	21,4%	38,9%	24,8%	100,0%	
	2017	20 613	55 609	120 282	66 142	262 645	0,1%
	% quota	7,8%	21,2%	45,8%	25,2%	100,0%	
Portugal	2018	36 062	53 291	105 685	66 077	261 115	-0,6%
	% quota	13,8%	20,4%	40,5%	25,3%	100,0%	
	2015	9 614	-	23 825	14 727	48 166	
	% quota	20,0%	0,0%	49,5%	30,6%	100,0%	
	2016	16 632	-	23 586	15 658	55 876	16,0%
	% quota	29,8%	0,0%	42,2%	28,0%	100,0%	
MIBEL	2017	7 339	-	31 566	15 639	54 544	-2,4%
	% quota	2,3%	0,0%	10,0%	5,0%	17,3%	
	2018	13 357	-	25 835	15 945	55 137	1,1%
	% quota	24,2%	0,0%	46,9%	28,9%	100,0%	
	2015	40 427	54 755	138 464	80 813	314 459	
	% quota	12,9%	17,4%	44,0%	25,7%	100,0%	
MIBEL	2016	55 809	56 099	125 616	80 632	318 155	1,2%
	% quota	17,5%	17,6%	39,5%	25,3%	100,0%	
	2017	27 952	55 609	151 848	81 781	317 189	-0,3%
	% quota	8,8%	17,5%	47,9%	25,8%	100,0%	
	2018	49 419	53 291	131 520	82 022	316 252	-0,3%
	% quota	15,6%	16,9%	41,6%	25,9%	100%	

*Fóssil: fuel, carvão, gás natural, resíduos não renováveis e outras não renováveis.

**Renovável: solar, eólica, biomassa, resíduos renováveis e outras renováveis.

Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E

Tal como no caso de Espanha e Portugal, a tecnologia fóssil é a principal fonte de produção no mercado alemão, representando 51,2% da produção total em 2018 (dos quais 23,82% corresponderam a carvão), seguido por tecnologias de fontes renováveis, que representaram 32,5% naquele ano (destacando a energia eólica, com 50% da produção total através de fontes renováveis). Entre 2017 e 2018, registou-se um aumento da produção com tecnologias renováveis (+1,6%) que, num contexto de relativa estabilidade

da contribuição das tecnologias nucleares e hidráulicas, provocou uma diminuição do gap térmico, conforme se tinha observado no ano anterior.

Em contrapartida, no mercado francês a principal fonte de produção é a nuclear (71,6% do total em 2018) com uma contribuição aproximadamente 6 vezes superior à segunda tecnologia, a hidráulica (12,4% em 2018). Entre 2017 e 2018, registou-se no mercado francês uma diminuição tanto da produção fóssil (-3,1%) como nuclear (-0,1%), que foi compensada com uma maior contribuição das tecnologias hidráulica (+2,3%) e renováveis (+0,8%).

Tabela 12. Produção (GWh), por tecnologias, em França e Alemanha. 2015 – 2018

País	Ano	Hidráulica	Nuclear	Fóssil*	Renovável**	Total	% Variação
França	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%	
Alemanha	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%	

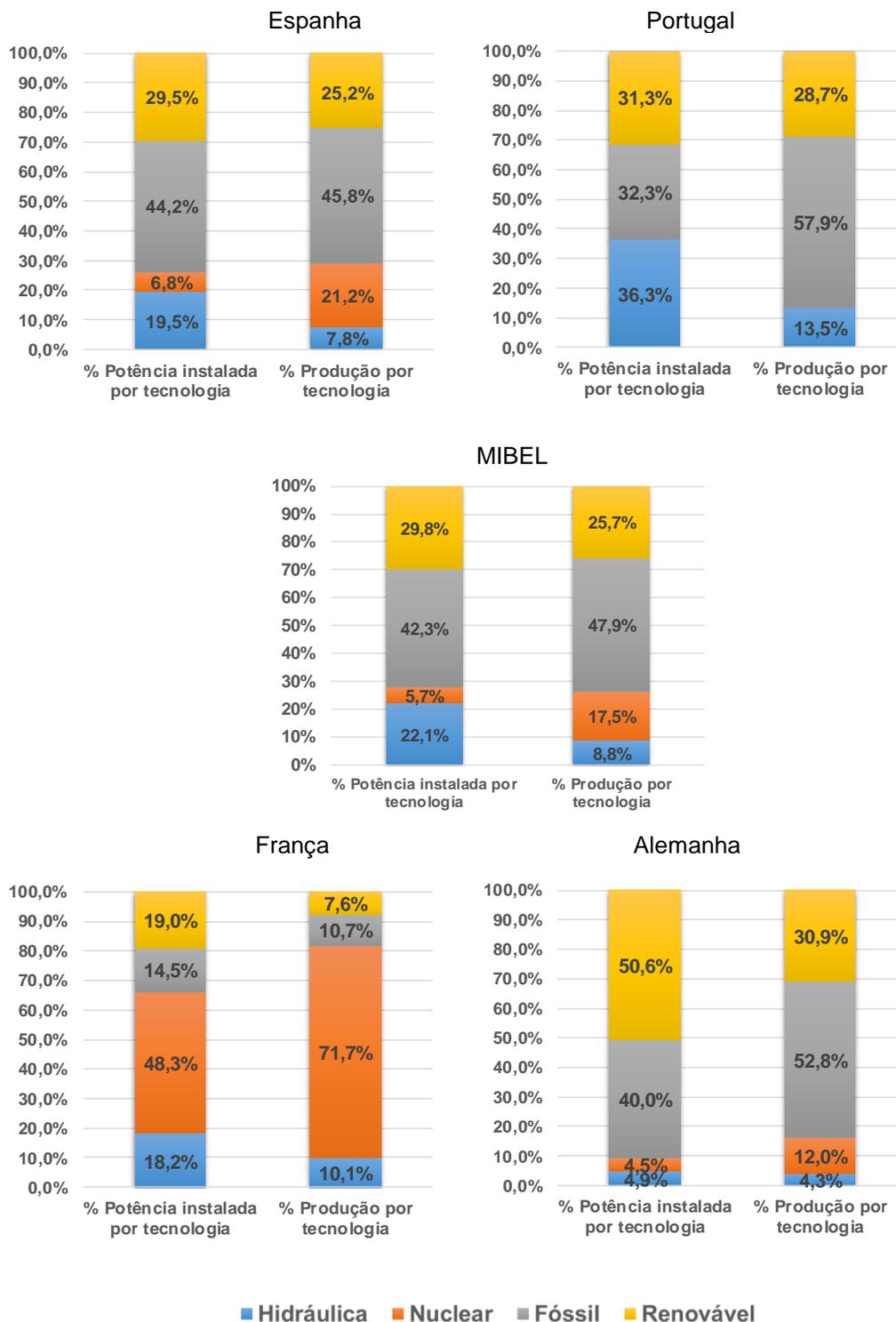
*Fóssil: fuel, carvão, gás natural, resíduos não renováveis e outras não renováveis.

**Renovável: solar, eólica, biomassa, resíduos renováveis e outras renováveis.

Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E

A Figura 17 compara, para o ano 2017, o percentual da contribuição de cada tecnologia na potência instalada e a produção de eletricidade em cada um dos quatro países objeto de estudo.

Figura 17. Comparativo da contribuição (%) de cada tecnologia na potência instalada e na produção em Espanha, Portugal, MIBEL, Alemanha e França. 2017



*Fóssil: fuel, carvão, gás natural, resíduos no renováveis e outras no renováveis.

**Renovável: solar, eólica, biomassa, resíduos renováveis e outras renováveis.

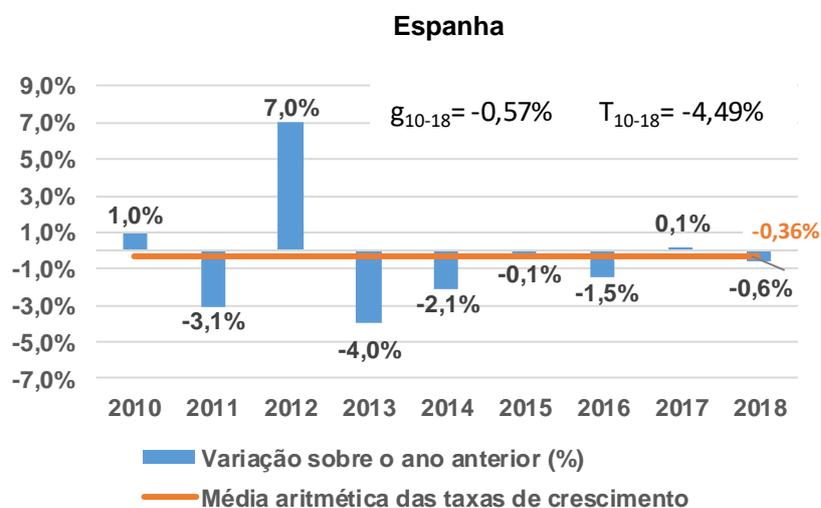
Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E

A partir dos gráficos acima, pode observar que a tecnologia hidráulica tem maior impacto sobre a produção de Portugal, Espanha e França do que no mercado alemão, em que a capacidade hidráulica é significativamente inferior.

A Figura 18 e a Figura 19 mostram, para o período compreendido entre 2010 e 2018, a evolução das taxas de crescimento da produção de eletricidade em Espanha e Portugal, e em França e Alemanha, respetivamente. Observa-se que, durante todo o período considerado, a produção de eletricidade diminuiu ligeiramente em Espanha e em França, com uma taxa média de crescimento acumulada de -0,57% e de -0,33%, respetivamente. Pelo contrário, em Portugal e na Alemanha a produção de eletricidade registou um certo aumento, com uma taxa média acumulada de crescimento de 1,21% e de 0,53%, respetivamente.

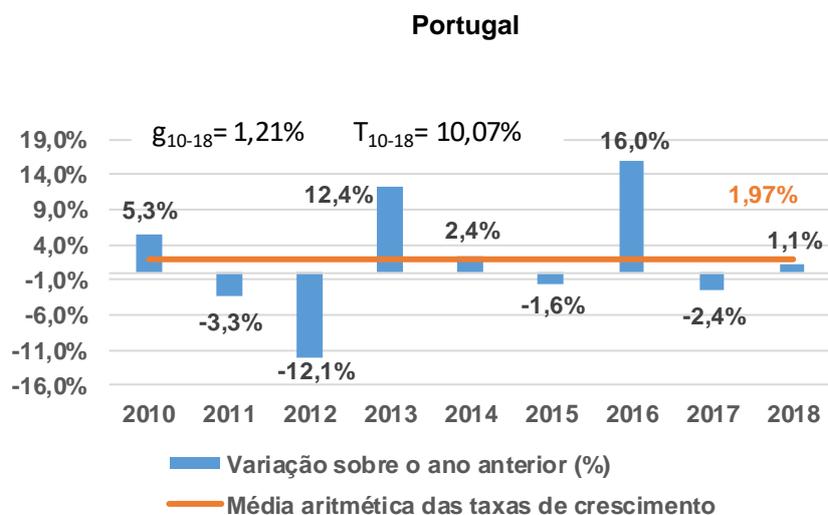
Estas tendências são mais pronunciadas quando se considera a taxa de crescimento acumulada entre 2010 e 2018. Assim, a queda na produção de eletricidade em Espanha e em França ascende a 4,49% e 0,25%, respetivamente, enquanto o aumento da produção em Portugal e na Alemanha foi de 10% e 4,32% respetivamente.

Figura 18. Evolução da produção de eletricidade (percentagem de crescimento sobre o ano anterior). Espanha e Portugal. 2010-2018



g= taxa média cumulativa de crescimento no período médio indicado

T= taxa acumulada de crescimento entre o período

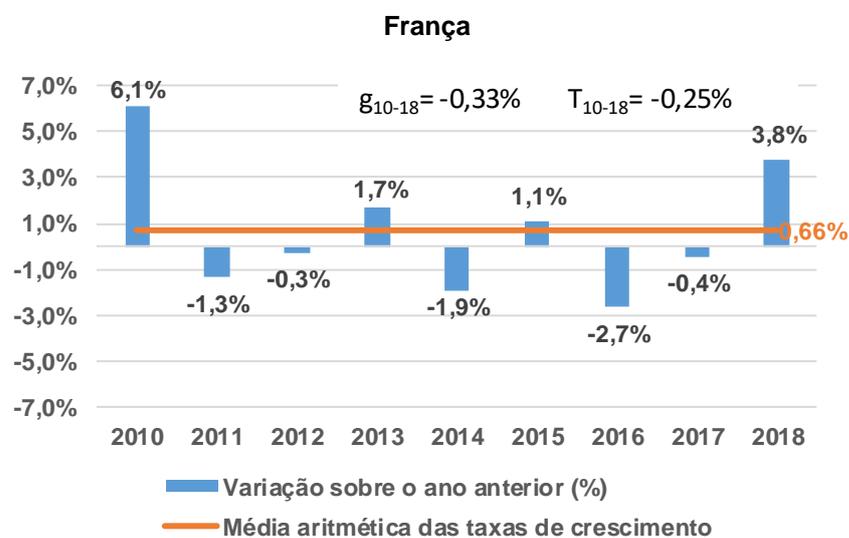


g= taxa média cumulativa de crescimento no período médio indicado

T= taxa acumulada de crescimento entre o período

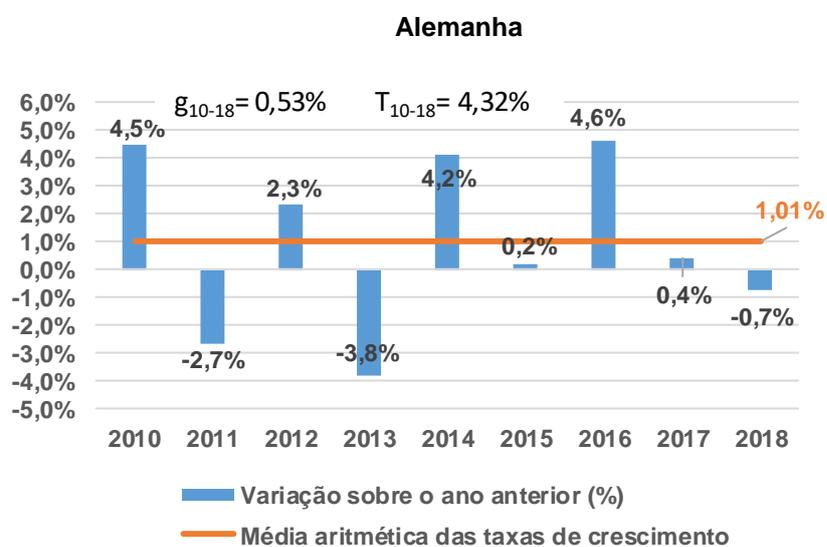
Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E

Figura 19. Evolução da produção de eletricidade (percentagem de crescimento sobre o ano anterior). França e Alemanha. 2010-2018



g= taxa média cumulativa de crescimento no período médio indicado

T= taxa acumulada de crescimento entre o período



g= taxa média cumulativa de crescimento no período médio indicado

T= taxa acumulada de crescimento entre o período

Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E

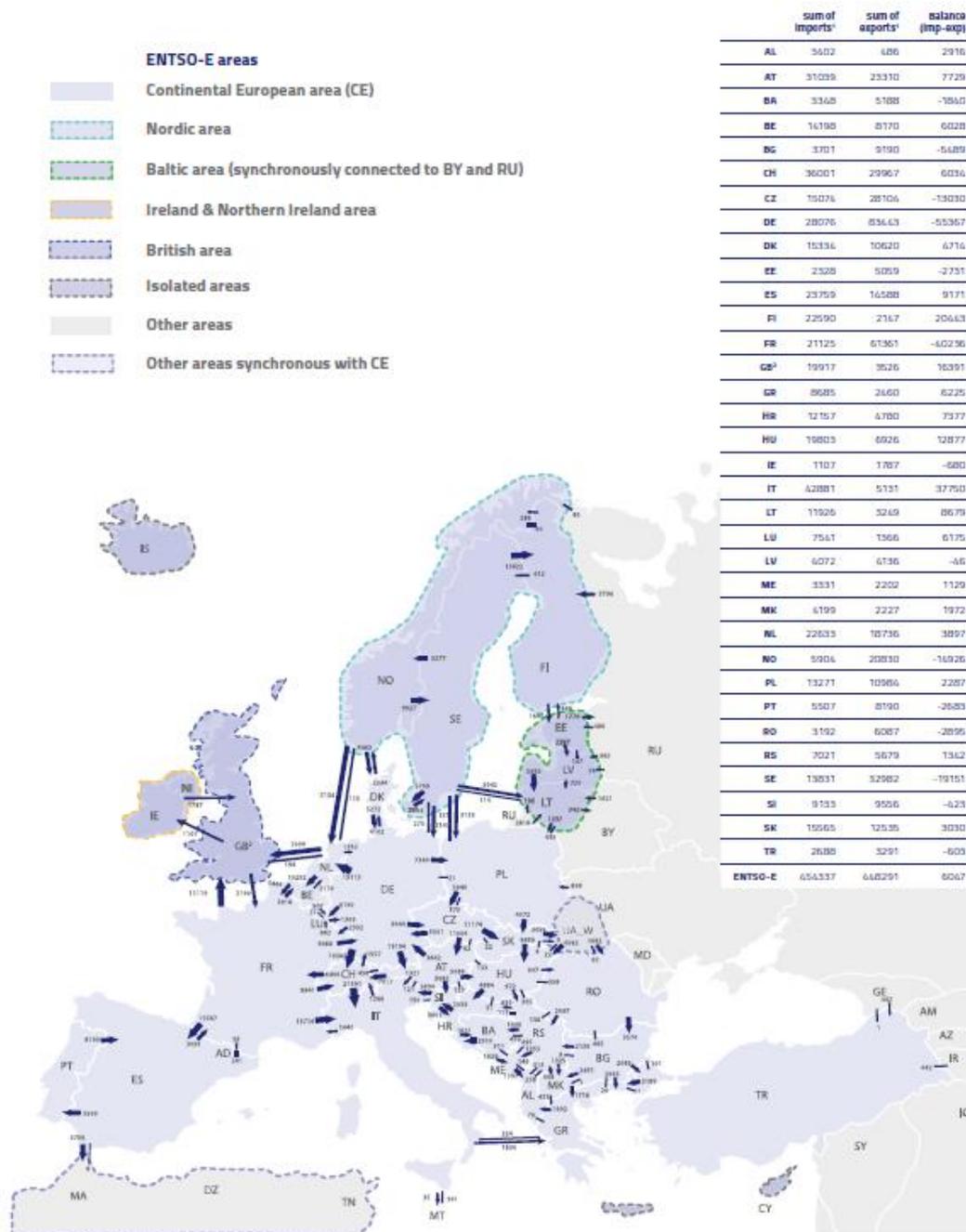
1.3 CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO E FLUXOS INTERNACIONAIS

Nesta secção analisa-se, no período compreendido entre os anos 2010 e 2017, a capacidade líquida de interligação dos mercados espanhol, português, francês e alemão. A secção é completada com os fluxos comerciais entre as interligações dos quatro países.

Na Figura 20 é apresentado um diagrama simplificado de interligações europeias, em 2017, onde se verifica a maior interligação elétrica dos mercados alemão e francês em relação a Espanha e Portugal. De facto, a Espanha pode ser considerada uma “ilha elétrica”, já que o reforço real da cobertura da procura através das interligações se encontra dependente da interligação com a Europa Central, através de França. A atual capacidade de interligação de Espanha com França representa 2,8%¹⁵ da capacidade de produção instalada em Espanha.

¹⁵ Capacidade de interligação em relação à capacidade de geração instalada.

Figura 20. Diagrama simplificado das interligações europeias em 2017



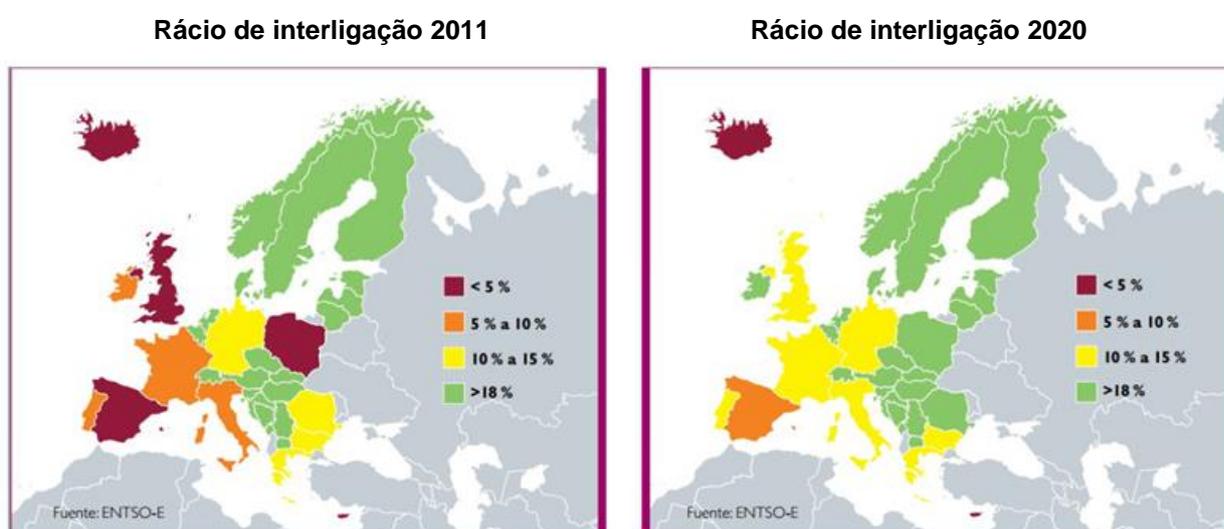
Fonte: "ENTSO-E Power Facts _2019"

O rácio de interligação de mercado espanhol está longe do objetivo mínimo de 10% (sobre a capacidade instalada de produção) que ficou estabelecido no ano 2002 pela União Europeia para o ano 2020, valor que se modificou em 2014 para 15% para o ano 2030. Na Figura 21 são refletidos os níveis alcançados no rácio de interligação nos diferentes mercados europeus em 2011 e sua comparação com a previsão para o ano 2020. No caso de Portugal e França, o rácio de interligação atingiu no ano 2011 um nível compreendido entre 5-10%, enquanto que no mercado alemão esse rácio ficou acima de 10%. As previsões para o ano 2020 mostram um rácio de interligação para os mercados português, francês e

alemão numa gama de 10-15%, enquanto que para o mercado espanhol as previsões são inferiores, situando-se numa gama entre 5% e 10%.

É importante mencionar que em setembro de 2017 deu-se início ao processo do projeto de interligação elétrica entre Espanha e França através do golfo de Bizcaia, através do qual se aumentará a capacidade de interligação até 5.000 MW, em comparação com os atuais 2.800 MW. No entanto, não é esperado a entrada em operação desta nova interligação até ao ano 2025.

Figura 21. Comparação do rácio de interligação dos mercados europeus entre o ano 2011 e a previsão para o ano 2020.



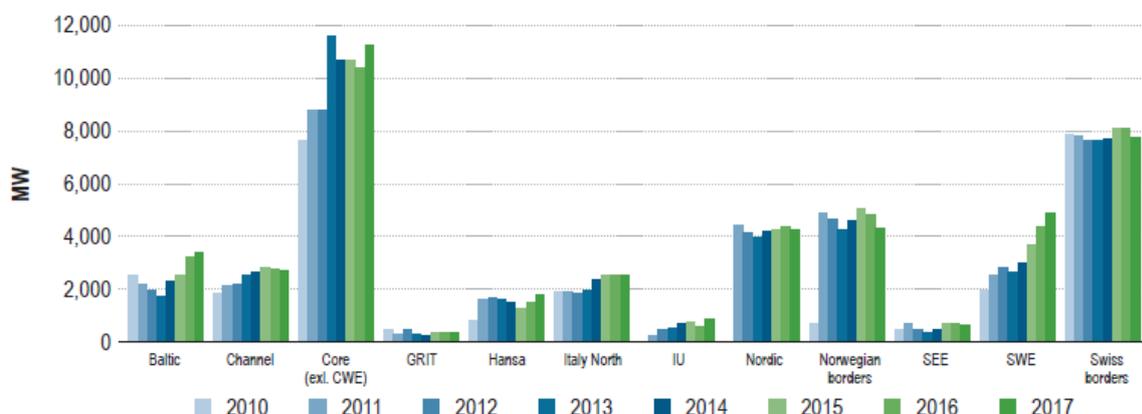
Fonte: ENTSO-E

Na Figura 22 é refletida a evolução da capacidade líquida de interligação agregada por regiões de cálculo de capacidade (CCRs^{16,17}), durante todo o período entre 2010 e 2017. Em geral, a capacidade líquida de interligação aumento ligeiramente entre 2017 e 2016 (+2,4%), correspondendo os maiores aumentos as regiões de cálculo de capacidade CORE (excluída as interligações de Central-West Europe - CWE) e SWE (Espanha, França e Portugal), seguidas das regiões de cálculo de capacidade Báltico e Hansa. A diminuição da capacidade líquida de interligação registou-se fundamentalmente nas fronteiras da Noruega e Suíça.

¹⁶ Área geográfica em que se aplica o cálculo coordenado da capacidade de interligação, de acordo com o Regulamento 2015/1222, de 24 de julho de 2015, que estabelece uma diretriz sobre alocação de capacidade e gestão do congestionamento.

¹⁷ As regiões de cálculo de capacidade definidas no documento ACER de 17 de novembro 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). "

Figura 22. Evolução da capacidade líquida agregada de interligação (MW) por regiões de cálculo de capacidade (CCRs) de mercado europeu. 2010-2017



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

Entre 2016 e 2017 o maior aumento da capacidade líquida de interligação registou-se nas fronteiras de Alemanha/Áustria/Luxemburgo para a República Checa (+970 MW) (ver Figura 23), assim como nas interligações entre Espanha e Portugal (+600 MW¹⁸). Da mesma forma, cabe mencionar o aumento na capacidade líquida de interligação observado entre as fronteiras do Reino Unido e Irlanda, da Dinamarca para a Alemanha/Áustria/Luxemburgo, e na fronteira entre França e Espanha¹⁹. Por outro lado, diminuiu a capacidade líquida de interligação nas fronteiras da Noruega²⁰, e nas interligações entre Dinamarca e Suécia²¹.

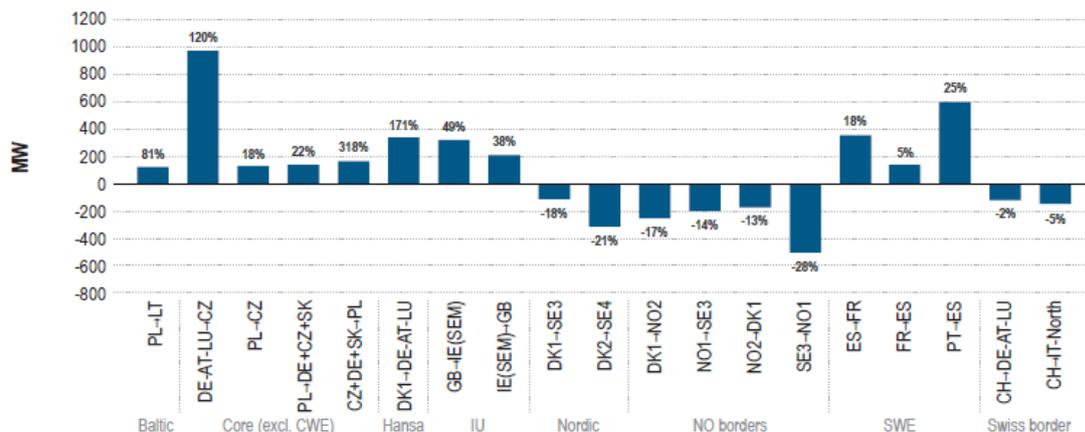
¹⁸ Devido ao trabalho realizado durante o verão de 2016 para aumentar a capacidade de interligação disponível.

¹⁹ Devido à entrada em operação da interligação de Santa Llogaia - Baixas, de 1.400 MW, nos Pireneus Orientais.

²⁰ Principalmente por causa das reduções de capacidade planejadas na rede norueguesa.

²¹ Devido a trabalhos de manutenção e congestionamento da rede interna.

Figura 23. Aumento da capacidade de interligação na Europa. (MW, %). 2016-2017.



Nota: a análise inclui 45 fronteiras, excluindo-se aquelas interligações (ou direções de interligação) nas que a variação da capacidade líquida de interligação entre 2016 e 2017 foi inferior a 100 MW (em valores absolutos).

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

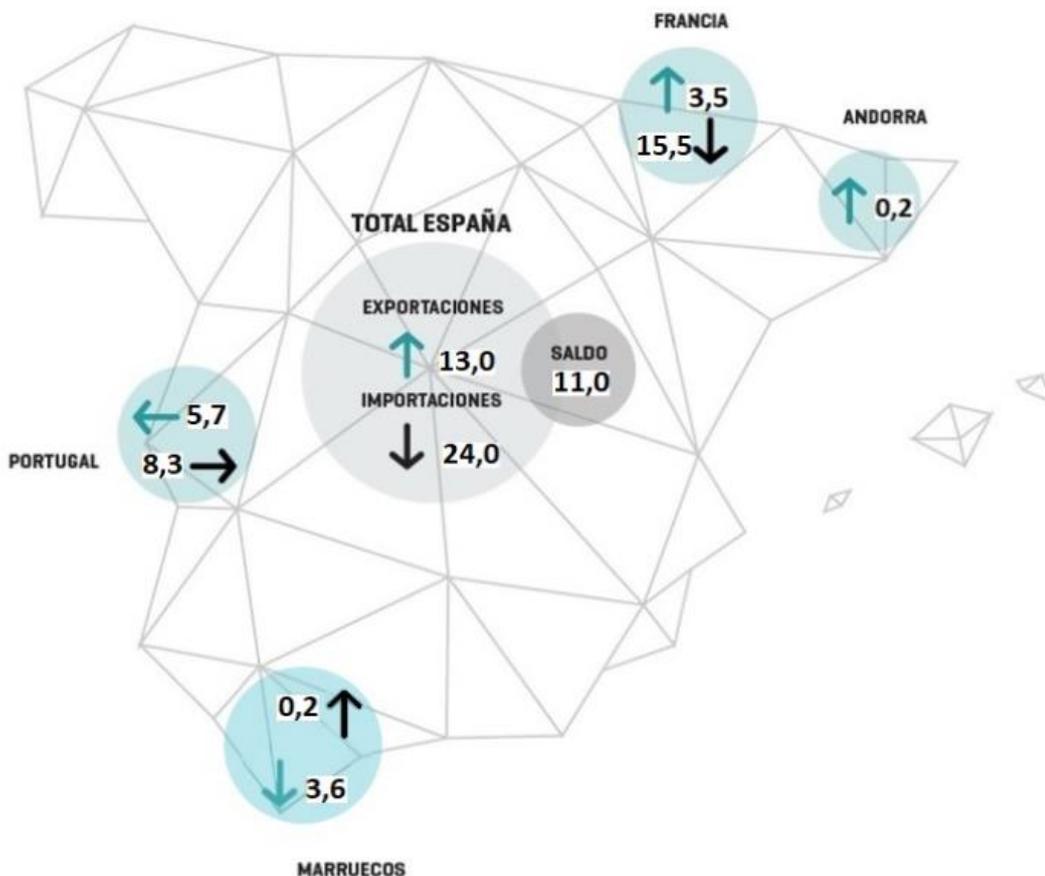
Em 2014 e 2015 é relevante destacar o impacto positivo que a implementação da iniciativa Price Coupling of Regions (PCR) teve na utilização da capacidade de interligação, juntamente com o acoplamento, no ano 2014, do MIBEL com os mercados do centro e norte de Europa (como explicado na secção 1.1.4). Assim como a implementação do mecanismo “Day-ahead flow based market coupling (FBMC)”²², a 20 de maio de 2015, na região Central-West Europe (CWE).

Na Figura 24 estão refletidos, para o ano 2018, os fluxos comerciais de eletricidade entre Espanha e Portugal (e outras fronteiras), e na Figura 25 os fluxos comerciais, em 2017, entre França e Alemanha (e outras fronteiras francesas).

O fluxo comercial de interligação entre Espanha e França foi, no ano 2018, 3,5 TWh no sentido exportador e 15,5 TWh no sentido importador, com um saldo líquido importador de 12 TWh. Por outro lado, o fluxo comercial com Portugal subiu no sentido importador atingindo 8,3 TWh e 5,7 TWh no sentido exportador, com um saldo líquido importador de 2,7 TWh.

²² A descrição e o funcionamento detalhado do mecanismo FBMC podem ser encontrados no seguinte 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>

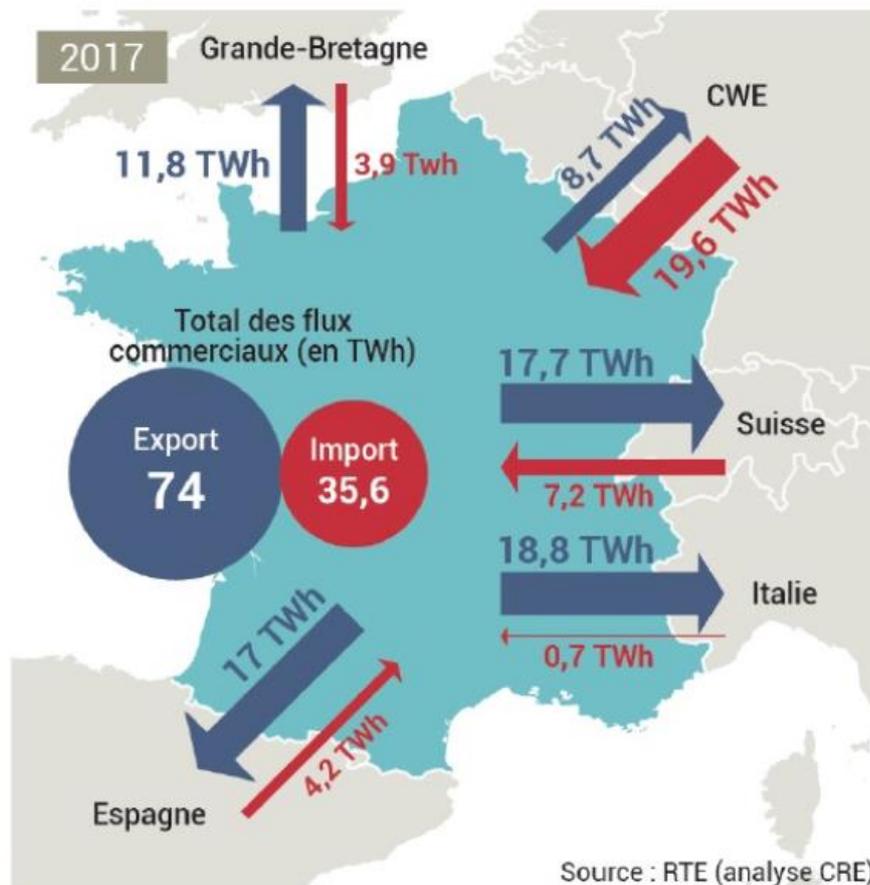
Figura 24. Fluxos comerciais nas interligações do mercado espanhol. 2018 (TWh)



Fonte: REE

Entre França e Alemanha o fluxo comercial de interligação atingiu, no ano 2015, 19,6 TWh no sentido importador, enquanto que no sentido exportador se limitou a 8,7 TWh, com um saldo líquido importador de 10,9 TWh.

Figura 25. Fluxos comerciais nas interligações do mercado francês. 2017 (TWh)



Fonte: CRE “Les interconnexions électriques et gazières en France”, de julho de 2018

1.4 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

No que diz respeito à procura de eletricidade, no ano 2018, o consumo em cada um dos quatro países objeto de estudo foi aproximadamente de 253,5 TWh (Espanha²³), 50,9 TWh (Portugal), 478,7 TWh (França) e 538,4 TWh (Alemanha). Portanto o consumo em Portugal representa em ordem de magnitude cerca de 20% do consumo de Espanha, enquanto que o consumo na Alemanha e em França foi cerca do dobro do mercado espanhol.

Entre 2013 e 2018 a procura em Espanha e Portugal manteve-se relativamente estável (com uma percentagem de variação entre 2013 e 2018 de 2,7% e de 3,5% em Espanha e Portugal, respetivamente). Pelo contrário, nesse mesmo período, a procura de energia elétrica em França e Alemanha registou uma redução, com uma taxa de variação negativa de cerca de 3,5% no caso do mercado francês e aproximadamente de 11% no caso de mercado alemão.

²³ Dados da procura peninsular.

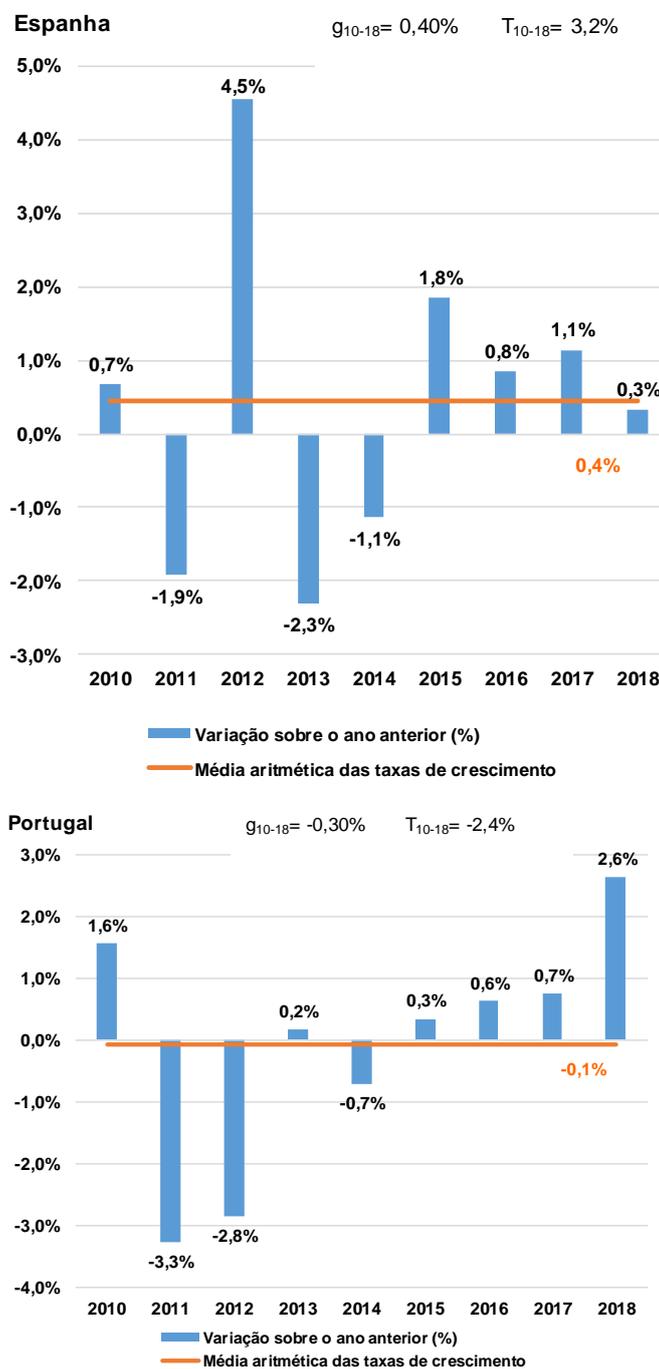
Tabela 13. Procura de energia elétrica (em TWh) em Espanha, Portugal, França e Alemanha. 2013-2018

Ano	Espanha	Portugal	França	Alemanha
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

Fonte: REE, ERSE, ENTSO-E.

Na Figura 26 e no Figura 27 mostra, para o período compreendido entre 2010 e 2018, a evolução das taxas de crescimento da procura de energia elétrica em Espanha e Portugal, e em França e Alemanha, respetivamente.

Figura 26. Evolução da procura de energia elétrica (percentagem de crescimento sobre o ano anterior). Espanha e Portugal. 2010-2018

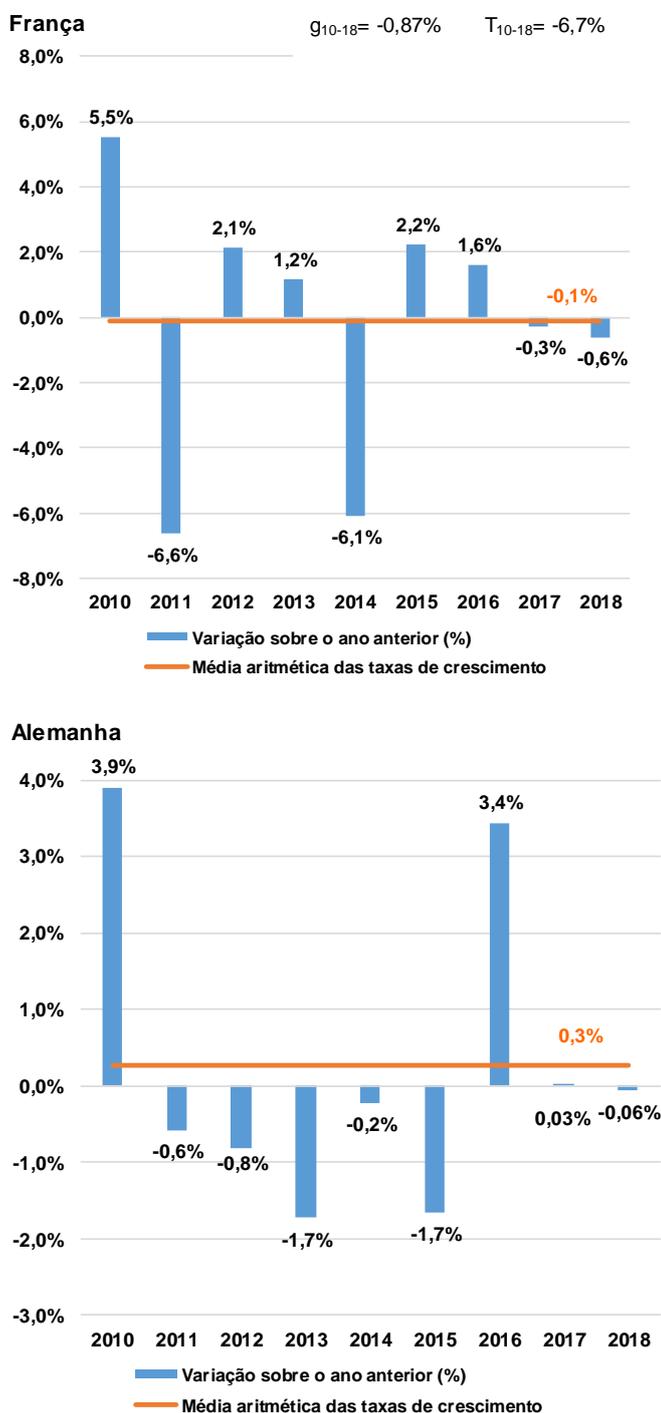


g= taxa média cumulativa de crescimento no período médio indicado

T= taxa acumulada de crescimento entre o período

Fonte: elaboração própria a partir de dados REE, ERSE e ENTSO-E

Figura 27. Evolução da procura de energia elétrica (percentagem de crescimento sobre o ano anterior). França e Alemanha. 2010-2018



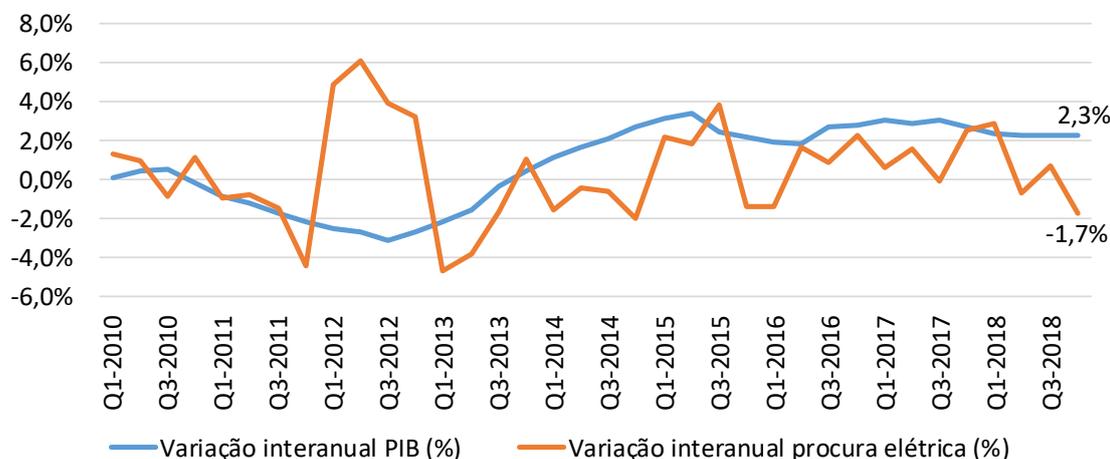
g= taxa média cumulativa de crescimento no período médio indicado

T= taxa acumulada de crescimento entre o período

Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E

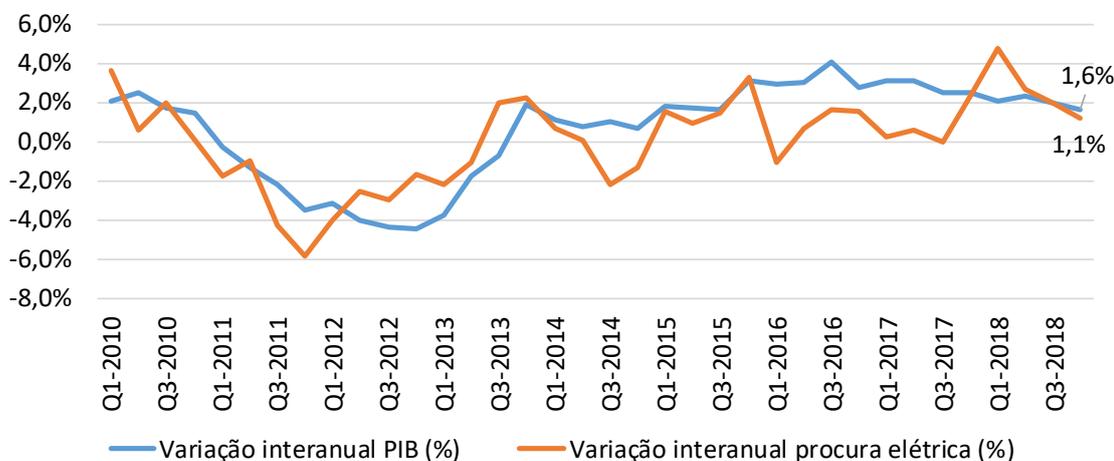
Nas seguintes figuras apresenta-se a variação interanual da procura elétrica e do PIB no período compreendido entre os anos 2010 e 2018 para cada um dos quatro países de estudo.

Figura 28. Variação interanual da procura de eletricidade e o PIB. Espanha. 2010-2018



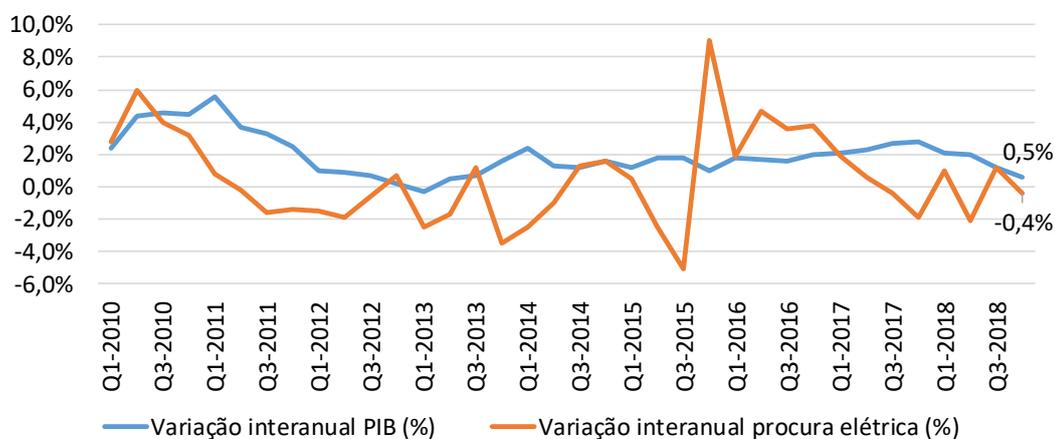
Fonte: elaboração própria a partir de dados REE, ENTSO-E e OCDE

Figura 29. Variação interanual da procura de eletricidade e o PIB. Portugal. 2010-2018



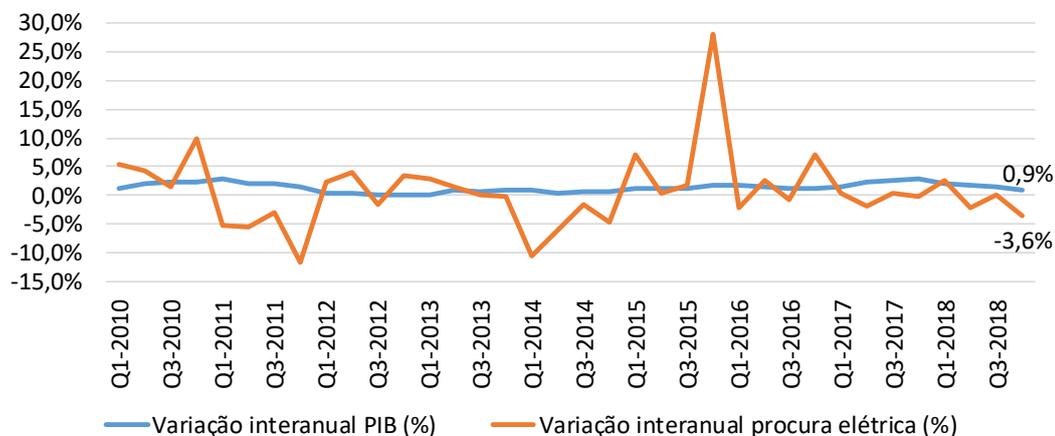
Fonte: elaboração própria a partir de dados ERSE, ENTSO-E e OCDE

Figura 30. Variação interanual da procura de eletricidade e o PIB. Alemanha. 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E e OCDE

Figura 31. Variação interanual da procura de eletricidade e o PIB. França. 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados ENTSO-E e OCDE

2 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO A PRAZO NO MIBEL. COMPARAÇÃO COM ALEMANHA E FRANÇA

2.1 NORMATIVA EUROPEIA QUE REGULA A ORGANIZAÇÃO E ESTABELECIMENTO DE MERCADOS A PRAZO

2.1.1 MIFID - MARKETS IN FINANCIAL INSTRUMENTS DIRECTIVE

A Diretiva 2014/65/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 15 de maio de 2014 relativa aos Mercados de Instrumentos Financeiros (a seguir designada MiFID II) entrou em vigor em 3 de janeiro de 2018, ampliando o âmbito de aplicação sobre os derivados de mercadorias.

As principais novidades introduzidas pela MiFID II são as seguintes:

- Fixação de limites às posições que uma pessoa pode deter a todo o momento em derivados sobre mercadorias (Position Limits).
- Novas obrigações em matéria de comunicação de dados para os membros ou participantes nos mercados regulamentados e nos sistemas de negociação multilateral, assim como para os clientes dos novos sistemas de negociação organizado (Position Reporting).

Os contratos de derivados sobre mercadorias entram no âmbito de aplicação do MiFID II

Os derivados sobre mercadorias são considerados instrumentos financeiros sujeitos a MiFID II, de acordo com o detalhado no Anexo 1, Secção C, nos pontos 5, 6, 7 e 10.

- (Ponto 5) Opções, futuros, *swaps*, contratos a prazo e quaisquer outros contratos de derivados relativos a mercadorias que devam ser liquidados em dinheiro ou possam ser liquidados em dinheiro por opção de uma das partes, exceto devido a incumprimento ou outro fundamento para rescisão.
- (Ponto 6) Opções, futuros, *swaps* e quaisquer outros contratos de derivados de mercadorias, que possam ser liquidados mediante entrega física, desde que sejam negociados num mercado regulamentado, num MTF ou num OTF, com exceção dos produtos energéticos grossistas negociados num OTF que só possam ser liquidados mediante entrega física.
- (Ponto 7) Opções, futuros, *swaps*, contratos a prazo e quaisquer outros contratos de derivados de mercadorias, que possam ser liquidados mediante entrega física, não mencionados no ponto anterior e não destinados a fins comerciais, que tenham as mesmas características de outros instrumentos financeiros derivados.
- (Ponto 10) Opções, futuros, *swaps*, contratos a prazo de taxa de juro e quaisquer outros contratos de derivados relativos a variáveis climáticas, tarifas de fretes, taxas de inflação ou quaisquer outras estatísticas económicas oficiais, que devam ser liquidados em dinheiro ou possam ser liquidados em dinheiro por opção de uma das partes, exceto devido a incumprimento ou outro fundamento de rescisão, bem como quaisquer outros contratos de derivados relativos a ativos, direitos, obrigações, índices e indicadores não mencionados na presente secção e que tenham as mesmas características

de outros instrumentos financeiros derivados, tendo em conta, nomeadamente, se são negociados num mercado regulamentado, num OTF ou num MTF;

Os derivados sobre mercadorias podem ser negociados tanto nas plataformas de negociação previstos na MiFID II - MR, MTF e OTF - assim como através de contratos de derivados OTC (negociação Over the Counter – OTC)²⁴.

Limites às posições em derivados sobre mercadorias (POSITION LIMITS)

A MiFID II tem, entre outros, como objetivos evitar o abuso de mercado e promover a formação de preços e de liquidação em condições ordenadas. Para o efeito, a Diretiva prevê no seu artigo 57.º que os Estados-Membros asseguram que, em conformidade com o método de cálculo estabelecido pela Autoridade Europeia dos Valores Mobiliários e dos Mercados (ESMA, nas suas siglas em inglês), as autoridades competentes estabeleçam e apliquem limites às posições líquida que uma pessoa pode deter a todo o momento em derivados sobre mercadorias negociados em qualquer das plataformas de negociação mencionadas acima ou em contratos de derivados OTC economicamente equivalentes (“*position limits*”).

No entanto, a Diretiva prevê também que estes limites às posições não se aplicam a posições detidas por uma entidade não financeira ou por conta desta, que reduzam de forma objetivamente mensurável os riscos relacionados com a atividade dessa entidade não financeira. A entidade em questão deve solicitar uma isenção aos limites às posições.

A Diretiva indica que a ESMA deve definir a metodologia de cálculo para determinar limites, que serão estabelecidos pelas autoridades competentes nacionais (no caso de Espanha a CNMV e, no caso de Portugal, a CMVM) com base no conjunto de posições detidas por uma pessoa. Adicionalmente, a Diretiva detalha um conjunto de fatores que devem ser tidos em conta na metodologia de cálculo dos referidos limites.

Em 31 de março de 2017, foi publicado no Jornal Oficial da União Europeia (JOUE) o Regulamento Delegado UE 2017/591 de 1 de dezembro de 2016 que complementa a MiFID II em relação às normas técnicas de regulamentação para a aplicação de limites às posições em derivados de mercadorias. O Regulamento supracitado estabelece as normas para o cálculo da posição líquida detida por uma pessoa num derivado de mercadorias e o método de cálculo dos limites de posições aplicáveis à dimensão dessa mesma posição. O referido Regulamento Delegado também especifica no artigo 8.º a informação que uma entidade não financeira deve apresentar à autoridade competente nacional para solicitar a isenção aos limites às posições.

Por outro lado, a MiFID II prevê que, quando são negociados volumes significativos do mesmo derivado de mercadorias em plataformas de negociação situadas em mais do que uma jurisdição, a autoridade competente da plataforma de negociação em que se registre o maior volume de negociação (denominada

²⁴ A definição destas diferentes plataformas de negociação está incluída no artigo 4.º, pontos 21, 22 e 23 da MiFID II.

a Autoridade Competente Central) estabelecerá o limite à posição único que deve ser aplicado a todas as negociações relativas a esse contrato. A Autoridade Competente Central consultará as outras autoridades para que o limite seja estabelecido e todas elas devem estabelecer mecanismos de cooperação que incluam a troca de informação entre elas para efeitos de supervisão e aplicação do limite à posição único.

A ESMA deve supervisionar, pelo menos uma vez por ano, a aplicação por parte das autoridades competentes dos limites às posições fixados, a fim de garantir a aplicação efectiva do limite de posição único ao mesmo contrato, independentemente do local onde é negociado.

As empresas de investimento ou os operadores de mercado dos Estados-Membros que operem uma plataforma de negociação onde se negociem derivados de mercadorias devem aplicar controlos de gestão de posições (Position Management) que sejam transparentes e não discriminatórios, e comunicar à autoridade competente os dados pormenorizados dos mesmos, que por sua vez comunica à ESMA, bem como os limites às posições que tenham sido estabelecidos. A ESMA publicará e manterá no seu *website* uma base de dados para este efeito.

Por outro lado, as autoridades competentes nacionais devem notificar a ESMA os limites às posições exatos que pretendem fixar. A ESMA dispõe de um prazo de 2 meses após a receção da notificação para enviar à autoridade nacional competente um parecer sobre a compatibilidade dos limites supramencionados com os objetivos da MiFID II e com o método de cálculo estabelecido. Do mesmo modo, a ESMA publicará o parecer supramencionado no seu website.

Comunicação de posições em derivados sobre mercadorias (POSITION REPORTING)

O artigo 58.º da MiFID II estabelece, por sua vez, novas obrigações para as empresas de investimento e operadores de mercado que gerem plataformas de negociação que negociem entre outros, derivados de mercadorias. Estes devem:

- Publicar um relatório semanal com as posições agregadas detidas pelas diferentes categorias de pessoas em relação aos diferentes derivados de mercadorias negociados nas suas plataformas de negociação.
- Fornecer à autoridade competente, pelo menos diariamente, uma repartição completa das posições detidas por todas as pessoas, incluindo dos membros ou participantes e os respetivos clientes, até chegar ao último cliente, nessa plataforma de negociação.

Para este fim, os membros ou participantes de mercados regulamentados e MTF e os clientes de OTF devem comunicar diariamente à empresa de investimento ou aos operadores de mercado que gerem a plataforma de negociação em questão, dados pormenorizados das suas próprias posições, bem como os correspondentes aos seus clientes e os clientes destes, até chegar ao cliente final.

A empresa de investimento ou os operadores de mercado que gerem essa plataforma de negociação, devem classificar as pessoas que ocupam posições nas seguintes categorias:

- i. empresas de investimento ou instituições de crédito;
- ii. fundos de investimento;

- iii. outras instituições financeiras, incluindo empresas de seguros e de resseguros tal como definidas na Diretiva 2009/138/CE, e instituições de realização de planos de pensões profissionais tal como definidas na Diretiva 2003/41/CE;
- iv. empresas comerciais;
- v. no caso das licenças de emissão ou dos derivados sobre licenças de emissão, os operadores sujeitos a obrigações de conformidade ao abrigo da Diretiva 2003/87/CE.

O Regulamento de Execução (UE) 2017/1093 da Comissão, de 20 de junho de 2017, que estabelece normas técnicas de execução no que se refere ao formato dos relatórios de posição a apresentar pelas empresas de investimento e operadores de mercado, publicado no JOUE no passado 21 de junho de 2017, determina o formato dos relatórios e das supramencionadas, bem como as medidas para exigir que todos os relatórios mencionados sejam remetidos à ESMA semanalmente para publicação centralizada por estes.

2.1.2 EMIR - EUROPEAN MARKET INFRASTRUCTURE REGULATION

O Regulamento (UE) N° 648/2012, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 4 de julho de 2012, relativo aos derivados OTC, às contrapartes centrais e aos repositórios de transações (EMIR), que entrou em vigor em 16 de agosto de 2012²⁵, regula, em traços gerais, o seguinte:

- i. O dever de compensação centralizada (junto de uma contraparte central), aplicável a determinados derivados Over the Counter (“OTC”);
- ii. Obrigação de implementação de técnicas de mitigação de risco para derivados OTC não compensados centralmente;
- iii. Dever de comunicação das informações relativas aos derivados a um repositório de transações (“Trade Repository”); e
- iv. Definição de requisitos uniformes para o exercício da atividade das contrapartes centrais (CCPs) e os repositórios de transações.

O EMIR aplica-se a todas as contrapartes estabelecidas na União Europeia, financeiras e não financeiras²⁶, que negociam contratos de derivados ²⁷, e contrapartes fora da União Europeia sob certas condições.

As principais obrigações previstas no EMIR, em relação aos contratos de derivados, são as seguintes:

²⁵ Uma parte significativa da aplicação prática do EMIR depende das normas técnicas de regulamentação – Regulatory Technical Standards - RTS – que o desenvolvem. Os primeiros RTS entraram em vigor no início de 2013. No link a seguir, todos os RTS atuais podem ser consultados: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/emir-rts_en.pdf

²⁶ Nos termos de EMIR, contrapartes financeiras incluem Empresas de Investimento, Instituições de Crédito, Seguradoras e Organismos de Investimento Coletivo. As contrapartes não financeiras correspondem às entidades estabelecidas na União Europeia que não são contrapartes financeiras ou CCP.

²⁷ São considerados contratos de derivados os definidos no âmbito da Diretiva dos Mercados de Instrumentos Financeiros - DMIF (Anexo I, Secção C, pontos 4 a 10 da Diretiva 2014/65/CE). Exemplos: Opções, Swaps, Forwards, entre outros.

- Compensação junto de uma contraparte central dos contratos de derivados OTC que tenham sido considerados elegíveis pela ESMA²⁸ e celebrados por contrapartes financeiras e contrapartes não financeiras que ultrapassem determinados limiares de compensação. Estes limiares de compensação estão previstos na regulamentação EMIR e são definidos por classes de derivados OTC²⁹. O objetivo desta obrigação é mitigar o risco de crédito de contraparte mediante a interposição de uma CCP entre todos os compradores e todos os vendedores. A intervenção da CCP permite atenuar o risco de contraparte, uma vez que são implementados mecanismos de gestão de riscos exigentes, tais como: depósito de garantias, cálculo de "mark-to-market" diário e contribuição para o fundo de compensação. Além disso, às entidades que desempenham a função de CCP são exigidas, de acordo com o mesmo normativo, um conjunto de requisitos harmonizados de capital e de supervisão.
- Implementação de técnicas de mitigação de risco em relação aos derivados OTC não compensados junto de CCPs. O objetivo da implementação destas técnicas é mitigar o risco de crédito de contraparte e o risco operacional através do estabelecimento de procedimentos e mecanismos apropriados entre as contrapartes.
- Comunicação de informação sobre todos os derivados celebrados a repositórios de transações, aplicando-se a todas as contrapartes que celebrem derivados e às contrapartes centrais, cujo objetivo é contribuir para o aumento da transparência destes mercados e melhor supervisão e regulação pelas autoridades competentes.

Sendo a negociação de derivados sobre energia marcada pela participação direta de entidades não financeiras, quer na negociação, quer junto das respetivas contrapartes centrais, a entrada em vigor do EMIR teve um impacto relevante neste mercado.

Ainda que as contrapartes não financeiras que atuam no mercado de derivados não atingem os limiares de compensação que as sujeitem a obrigação de compensação centralizada, dada a sua dimensão e o facto de os limites serem apurados em função da utilização dos derivados para fins que não a cobertura de riscos, serão sempre aplicáveis as obrigações de comunicação de informação e a implementação de técnicas de mitigação de risco em relação a derivados OTC não compensados centralmente.

Em particular, a obrigação de reporte das transações sobre todos os derivados de energia que sejam instrumentos financeiros, de acordo com o Anexo I, secção C da MiFID II³⁰, (executadas tanto num mercado regulamentado como fora do mercado) a um repositório de transações, no prazo de um dia útil e

²⁸ Até à data a ESMA publicou três RTS sobre clearing obrigatório sobre derivados OTC de taxas de juro em diferentes moedas: euro, dólar EUA, libra esterlina, iene japonês, entre outras e sobre contratos de derivados de risco de incumprimento de crédito OTC – Credit Default Swaps -CDS.

²⁹ De referir que as contrapartes não financeiras que não ultrapassem os limiares definidos no EMIR, não ficam sujeitas ao dever de compensar junto de uma contraparte central os contratos de derivados OTC que tenham sido considerados elegíveis pela ESMA. No entanto, têm de aplicar medidas de mitigação de risco para essas transações. Os limiares de compensação, no caso dos "derivados de commodities e outros OTCs", é de 3.000 milhões de euros, apurado em termos de valor nominal dos contratos que não sejam para cobertura (*hedging*).

³⁰ A única exceção de reporte de transações prevista na MiFID II corresponde aos produtos energéticos grossistas negociados num OTF que só possam ser liquidados mediante entrega física, uma vez que não são considerados como contratos de derivados nos termos da MiFID II.

de acordo com o formato pré-definido pela ESMA, obriga à organização da informação das transações em derivados nos termos previstos para efeitos de reporte, o que representa uma alteração significativa face às práticas passadas.

De salientar que o Regulamento (EU) 2019/834 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de maio de 2019 altera o EMIR no que diz respeito à obrigação de compensação, à suspensão da obrigação de compensação, aos requisitos de comunicação de informações, às técnicas de atenuação do risco para os contratos de derivados OTC não compensados através de uma contraparte central, ao registo e supervisão dos repositórios de transações e aos requisitos aplicáveis aos repositórios de transações e cuja entrada em vigor é 17 de junho de 2019. As alterações introduzidas visam a simplificação de determinados requisitos abrangidos pelo EMIR e uma abordagem mais proporcional dos mesmos.

Em relação às contrapartes não financeiras, o Regulamento prevê o seguinte (considerando 8 do Regulamento (EU) 2019/834): tendo em conta que a *“sua atividade representa, para o sistema financeiro, um risco sistémico menor do que a atividade das contrapartes financeiras. O âmbito de aplicação da obrigação de compensação deverá, por conseguinte, ser reduzido no que se refere às contrapartes não financeiras que optem por calcular a sua posição de 12 em 12 meses relativamente aos limiares de compensação. Essas contrapartes não financeiras só deverão estar sujeitas à obrigação de compensação no que diz respeito às classes de derivados OTC para as quais excedam o limiar de compensação. As contrapartes não financeiras deverão, contudo, manter-se sujeitas ao requisito de troca de garantias quando algum dos limiares de compensação for excedido. As contrapartes não financeiras que optem por não calcular as suas posições relativamente aos limiares de compensação deverão ficar sujeitas à obrigação de compensação relativamente a todas as classes de derivados OTC”*.

Por outro lado, no que diz respeito à obrigação de implementação de técnicas para a mitigação de risco dos derivados OTC não compensados através de uma CCP, o EMIR prevê seis técnicas de mitigação de risco: confirmação atempada, reconciliação de carteiras, compressão de carteiras, resolução de litígios, valorização do contratos e requisitos de troca bilateral de garantias (colateralização bilateral). Ainda que estas técnicas correspondam a práticas que possam ser seguidas pelas contrapartes, o EMIR obriga a uma definição e formalização de procedimentos de forma mais exigente do que algumas contrapartes possam estar a aplicar.

Quanto aos requisitos previstos no EMIR para as entidades que se assumam como contrapartes centrais na União Europeia, salienta-se o facto de estas passarem a estar sujeitas a autorização por parte da respetiva autoridade competente do Estado-Membro em que estejam estabelecidas, a qual é concedida mediante parecer obtido junto do Colégio EMIR constituído nos termos da mesma regulamentação. O mesmo regulamento obrigou as contrapartes centrais em atividade na data de entrada em vigor do regulamento a solicitar a respetiva autorização. Em conformidade, e no que respeita às CCPs que atuam no mercado de derivados do MIBEL, destaca-se a autorização da European Commodity Clearing a 11 junho de 2014, da BME Clearing em 16 de setembro de 2014 e da OMIClear em 31 de outubro de 2014.

2.2 A ESTRUTURA DO MERCADO A PRAZO: MERCADO ORGANIZADO E MERCADO NÃO ORGANIZADO (OTC), E CONTRAPARTES CENTRAIS (CCPs)

O mercado de derivados do MIBEL é formado pelo conjunto dos mercados organizados e não organizados nos quais são negociados instrumentos financeiros que têm como subjacente eletricidade com preço à vista de referência da zona espanhola (SPEL) e o preço à vista de referência da zona portuguesa (PTEL), ambos com liquidação física e financeira, ou exclusivamente financeira.

A estrutura atual de mercado a prazo de MIBEL encontra-se refletido na seguinte tabela:

Tabela 14. Estrutura do mercado a prazo de MIBEL

Mercado Organizado		Mercado não Organizado	
Entidades Gestoras do Mercado Regulamentado	Mecanismos regulados de contratação de energia a prazo	OTC registado	OTC não registado
			

Fonte: elaboração própria

No âmbito do **mercado organizado** do MIBEL existem atualmente dois operadores de mercado regulamentados³¹ que têm instrumentos financeiros sobre os preços à vista de eletricidade da zona espanhola e portuguesa (doravante produtos MIBEL):

- OMIP – Pólo Português, S.G.M.R. (OMIP) - entidade portuguesa que atua neste segmento desde 2007; e

³¹ Nos termos da Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, (MiFID II), “Operador de mercado” é a pessoa ou pessoas que gerem e/ou operam as atividades de um mercado regulamentado e que pode ser o próprio mercado regulamentado; e “Mercado regulamentado” corresponde a um sistema multilateral, operado e/ou gerido por um operador de mercado, que permite o encontro ou facilita o encontro de múltiplos interesses de compra e venda de instrumentos financeiros manifestados por terceiros – dentro desse sistema e de acordo com as suas regras não discricionárias – por forma a que tal resulte num contrato relativo a instrumentos financeiros admitidos à negociação de acordo com as suas regras e/ou sistemas e que esteja autorizado e funcione de forma regular e nos termos do Título III da presente diretiva;

- European Energy Exchange (EEX) entidade alemã que iniciou a negociação deste tipo de contratos em fevereiro de 2015.³²

As transações realizadas nas plataformas geridas por estas entidades são compensadas (verificando-se interposição de contraparte central, tal como previsto no EMIR) pelas respetivas contrapartes centrais: OMIClear, C.C., S.A. (OMIClear), CCP do OMIP, e European Commodity Clearing (ECC), CCP da EEX.

Em paralelo ao descrito anteriormente, no período em análise foram definidos os seguintes mecanismos regulados de contratação de energia a prazo sobre produtos MIBEL³³:

- a. Leilões de venda de “Energia para os comercializadores de último recurso” (leilões CESUR), que foram realizados até setembro de 2013;
- b. Leilões de venda de energia de “Produção em Regime Especial” (leilões PRE);
- c. Leilões de interligação entre Portugal e Espanha (leilões IPE).

Os **leilões CESUR**³⁴ correspondem a um mecanismo regulado de contratação de energia para fornecimento de último recurso e que serve de referência para fixar o custo da energia da tarifa de último recurso em Espanha (MIBEL SPEL Físicos³⁵ e MIBEL SPEL Financeiros³⁶). A supervisão e validação dos resultados destes leilões correspondeu à Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), e a organização e liquidação dos mesmos foi atribuída ao OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Espanhol). A realização destes leilões teve início em junho de 2007. O último leilão CESUR ocorreu em setembro de 2013, uma vez que os resultados do leilão realizado em dezembro de 2013 não foram validados pela CNMC. Entre junho de 2007 e setembro de 2013 realizaram-se 24 leilões CESUR.

Os **leilões PRE**³⁷ são um mecanismo regulado de venda de produção em regime especial (PRE), por parte de EDP – Serviço Universal, S.A. (comercializador de último recurso português), mediante a venda de contratos de futuros com entrega em Portugal (MIBEL PTEL Físicos e MIBEL PTEL Financeiros). A realização destes leilões foi determinada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), tendo o OMIP sido indicado como entidade responsável pela sua organização e a OMIClear como

³² A plataforma de negociação EEX e a respetiva contraparte central (ECC) não estão sujeitas à supervisão do Conselho de Reguladores do MIBEL.

³³ Entre junho de 2007 e março de 2009, foram realizados leilões de emissões de energia primária (conhecidos como leilões de VPPs), cujo objetivo era a alocação de certa capacidade de produção (potência) daqueles que na época eram operadores dominantes do mercado elétrico, a fim de aumentar a concorrência nesse mercado. Do mesmo modo, entre julho de 2006 e junho de 2009, os distribuidores espanhóis e o comercializador de último recurso (CUR) português participaram mandatoriamente como compradores nos leilões do OMIP. O CUR português continuou a efetuar aquisições obrigatórias até julho de 2010.

³⁴ Este leilão foi feito ao abrigo da Orden ITC/1601/2010, de 11 de junho e da Orden ITC/1659/2009 de 22 de junho.

³⁵ Os produtos com entrega física foram leiloados entre junho de 2007 e março de 2009 (do 1º ao 8º leilão CESUR), de acordo com o disposto na Portaria ITC / 400/2007, de 26 de fevereiro.

³⁶ Produtos com liquidação financeira foram leiloados entre junho de 2009 e dezembro de 2013 (do 9º ao 25º leilão CESUR), de acordo com o disposto na Portaria ITC / 400/2007, de 26 de fevereiro e Despacho ITC / 1659 / 2009, de 22 de junho.

³⁷ Este leilão é realizado de acordo com a Diretiva da ERSE n.º 5/2011 - Termos e Condições de realização de Leilões de Colocação de PRE.

contraparte central e entidade responsável pela liquidação destas operações. Como regra geral, são realizados quatro leilões PRE ao longo de cada ano (março, junho, setembro e dezembro). O primeiro leilão PRE foi realizado em dezembro de 2011, havendo-se celebrado um total de 29 leilões até dezembro de 2018.

Os **leilões IPE**³⁸ eram um mecanismo regulado de forma harmonizada no âmbito do MIBEL para a atribuição de capacidade a prazo da interligação entre Portugal e Espanha, através de direitos financeiros denominados *Financial Transmission Rights* (FTRs). O primeiro leilão ao abrigo do mecanismo coordenado do MIBEL realizou-se em março de 2014³⁹, permitindo a cobertura de risco do diferencial de preço do mercado diário entre Portugal e Espanha. Estes leilões surgiram no âmbito dos trabalhos desenvolvidos pelo Conselho de Reguladores do MIBEL com vista à implementação de uma solução harmonizada para a gestão a prazo da interligação entre Portugal e Espanha, sendo os reguladores do sector, ERSE e CNMC, os responsáveis pela sua supervisão e validação dos seus resultados. Tal como nos leilões PRE, o OMIP foi designado como entidade responsável pela realização dos leilões e a OMIClear como contraparte central e liquidação dos contratos. Este mecanismo coordenado vigorou até à plena aplicação do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece a orientação relativa à afetação de capacidade a prazo e a transição destes leilões para a Plataforma europeia de leilão único (Single Allocation Platform - SAP), que decorreu em dezembro de 2018. No âmbito dos leilões IPE, os operadores dos sistemas elétricos de Portugal e de Espanha (REN e REE) são as entidades vendedoras. Sob o mecanismo coordenado de leilões, entre 2014 e 2018, foram realizados 19 leilões, trimestralmente (março, junho, setembro e dezembro).

No que diz respeito ao **mercado não organizado**, é necessário diferenciar entre as transações OTC registadas nas entidades gestoras dos mercados organizados, para sua posterior compensação através das suas respetivas CCPs, e as transações OTC não registadas.

No primeiro caso, existem três CCPs que aceitam a compensação de transações OTC sobre instrumentos financeiros cujos subjacente são produtos MIBEL: OMIClear (desde julho de 2006), BME Clearing (desde março de 2011) e ECC (desde março de 2014), desde que como referido anteriormente tenham sido objeto de registo junto das respetivas entidades gestoras de mercado. No caso da BME Clearing, o registo de transações OTC deve realizar-se previamente perante MEFF Exchange (segmento MEFF Power), sendo esta a única modalidade admitida para operações sobre produtos MIBEL nesta plataforma de negociação (não está prevista a negociação em mercado).

³⁸ Os leilões de IPE foram realizados de acordo com o "Manual de Procedimentos da Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha", de dezembro de 2013, da ERSE e da Circular 2/2014, de 12 de março, do CNMC.

³⁹ Em dezembro de 2013, foi realizado um leilão no âmbito do "Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha", em que apenas o operador do sistema português (REN) participou no lado da venda. Desde março de 2014, nos leilões de IPE realizados de acordo com o mecanismo coordenado entre Espanha e Portugal, os dois operadores dos sistemas REN e REE participaram no lado da venda.

O segundo caso, o OTC não registado, inclui todas as transações sobre instrumentos financeiros, cujo subjacente são os produtos do MIBEL, realizadas bilateralmente entre contrapartes que foram sujeitas a compensação junto de CCPs.

2.2.1 TIPOLOGIA DE CONTRATOS

No final de 2018, os tipos de contratos e períodos de entrega admitidos à negociação no mercado e/ou aceites para compensação através de CCPs, cuja subjacente são os produtos do MIBEL, são apresentados no seguinte quadro:

Tabela 15. Contratos sobre produtos do MIBEL

Tipo de contrato	Subjacente	Carga ⁴⁰	Período de entrega	OMIP/OMIClear		MEFF Exchange/ BME Clearing	EEX/ECC	
				Mercado	Registo OTC	Registo OTC	Mercado	Registo OTC
Futuros	SPEL	Base	Dia, Fim de Semana, Semana, Mês, Trimestre e Ano	✓	✓	✓ (a)	✓	✓
	SPEL	Ponta	Dia, Semana, Mês, Trimestre, Ano	✓	✓	✓		
	PTEL	Base	Dia, Fim de Semana, Semana, Mês, Trimestre e Ano	✓	✓	✓ (a)		
	SPEL Solar	-	Dia, Fim de Semana, Semana, Mês, Trimestre e Ano	✓	✓			
Opções	SPEL	Base	Mês, Trimestre e Ano	✓	✓		✓	✓
	FTR E-P	Base	Mês, Trimestre e Ano	✓	✓			
	FTR P-E	Base	Mês, Trimestre e Ano	✓	✓			
Forwards	SPEL	Base	Semana, Mês, Trimestre e Ano		✓			
Swaps	SPEL	Base	Dia, Fim de Semana, Semana, Mês, Trimestre e Ano		✓	✓ (b)		

⁴⁰ A carga base compreende 24 horas por dia, todos os dias, de segunda a domingo. A carga ponta compreende as 12 horas entre as 8:00 e as 20:00, de segunda a sexta-feira.

ESTUDO SOBRE COMPARAÇÃO DOS PREÇOS MIBEL (À VISTA E A PRAZO) COM OUTROS MERCADOS EUROPEUS E A SUA RELAÇÃO COM O MERCADO ÚNICO

	SPEL	Ponta	Dia, Semana, Mês, Trimestre e Ano	✓
Mini Swaps ⁴¹	PTEL	Base	Dia, Fim de Semana, Semana, Mês, Trimestre e Ano	✓

^(a) Não inclui período de entrega diário e fim de semana.

^(b) Não inclui período de entrega fim de semana.

No mercado de derivados geridos pelo OMIP são admitidos a negociação:

- Contratos futuros de eletricidade SPEL, PTEL e SPEL Solar⁴², com liquidação física e financeira, ou exclusivamente financeira. Em termos de períodos de entrega, estão cotados produtos que incluem toda a curva a prazo, com carga base ou com carga ponta.
- Contratos de opções sobre futuros SPEL Base financeiros, com liquidação física e período de entrega mensal, trimestral e anual; e FTRs – *Financial Transmission Rights*, para a cobertura de risco do diferencial de preço entre Portugal e Espanha no mercado à vista de eletricidade, e com período de entrega mensal, trimestral e anual.

Fonte: elaboração própria

Adicionalmente, as regras do OMIP aceitam o registo de transações OTC de contratos futuros, opções e FTRs com características similares aos contratos admitidos a negociação, bem como *forwards* com entrega física sobre o SPEL ou como *swaps* com entrega financeira sobre o SPEL. As transações realizadas no mercado e as transações OTC registadas em OMIP são compensadas pela OMIClear.

No caso do mercado de derivados de MEFF, desde março de 2011, são admitidos a registo de transações acordadas bilateralmente entre dois membros (OTC) de contratos de futuros SPEL, base e ponta, com período de entrega semanal, mensal, trimestral e anual; *swaps* sobre SPEL, base e ponta, com período de entrega diário, semanal, mensal, trimestral e anual, ambos com liquidação exclusivamente financeira. As transações registadas em MEFF são compensadas pelo BME Clearing.

A EEX aceita, desde março de 2014, o registo de transações OTC de contratos futuros SPEL base de liquidação exclusivamente financeira, e, desde fevereiro de 2015, o registo de transações OTC com características similares aos contratos admitidos a negociação mercado de derivados gerido pelo EEX. Os contratos incluem todos os períodos de entrega da curva a prazo (dia, fim de semana, semana, mês,

⁴¹ O subjacente dos contratos "mini" corresponde à oferta / receção nocional de energia elétrica a uma potência constante de 0,1 MW (enquanto no resto dos contratos o nocional é de 1 MW).

⁴² O subjacente do contrato futuro de SPEL Solar é o índice solar SPEL, que corresponde à média dos preços horários do sistema elétrico espanhol por 24 (23 ou 25) horas diárias, ponderada pelos índices de produtividade da tecnologia fotovoltaica, de acordo com os "Índices de Produtividade de Energia Fotovoltaica" do Anexo IV do Real Decreto 413/2014, de 6 de junho.

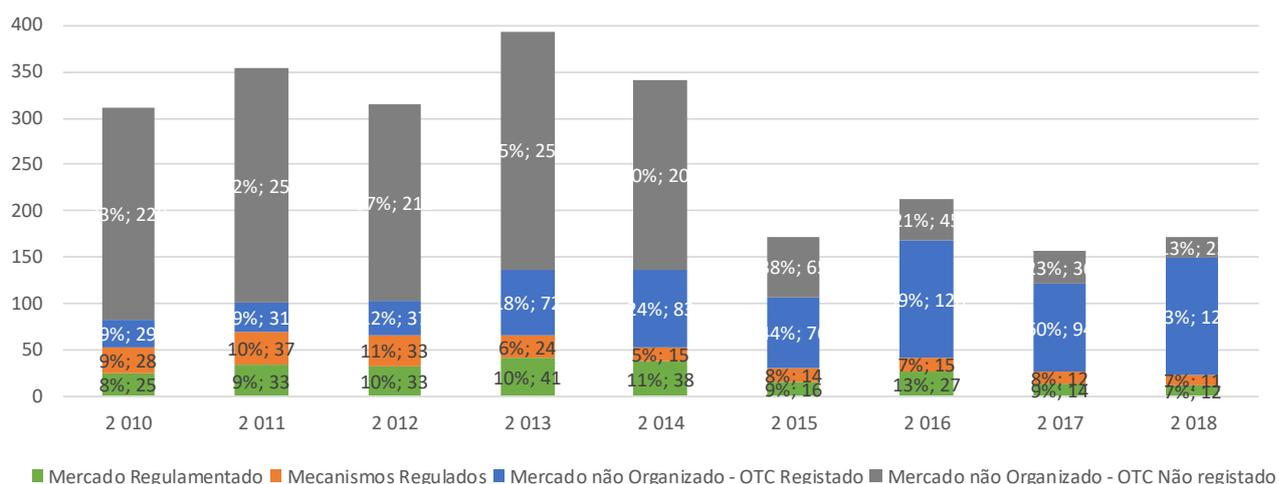
trimestre e ano). Em agosto de 2015, lançou contratos de opções de SPEL base. As transações executadas no mercado e as transações OTC registadas em EEX são compensadas pela ECC.

2.2.2 OS PRINCIPAIS RESULTADOS DO MERCADO: VOLUMES E PREÇOS NEGOCIADOS, VALOR ECONÓMICO DA NEGOCIAÇÃO, TIPOLOGIA DO CONTRATOS, TIPOLOGIA DE AGENTES NEGOCIADORES, ASSIM COMO OUTROS RÁCIOS DE LIQUIDEZ DE MERCADO.

2.2.2.1 ESTRUTURA DA NEGOCIAÇÃO NO MERCADO A PRAZO MIBEL

A estrutura de negociação, desde 2010 até 2018, do mercado a prazo do MIBEL está refletido na seguinte figura.

Figura 32. Estrutura do Mercado a Prazo MIBEL (%; TWh). 2010 – 2018⁴³



Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC e estimativa de OTC não registado sobre contratos SPEL.

Embora se observe um peso significativo de volume negociado de produtos MIBEL no mercado não organizado, destaca-se o aumento do peso do OTC registado em CCPs, e, em sentido oposto, a diminuição do peso do OTC não registado desde 2010.

Entre 2015 e 2018, verifica-se que as operações OTC registadas nas CCPs foram superiores às OTC não registado, assim como ao volume negociado no mercado organizado. Deve notar-se que o volume de OTC não registado corresponde a dados estimados para contratos com subjacente o preço à vista da zona espanhola (SPEL) do MIBEL.

⁴³ Ponderado pelo o volume negociado de produtos MIBEL.

No ano 2018, 13,5% do volume negociado de produtos MIBEL foi executado no mercado organizado (incluindo negociação em mercados e em mecanismos regulados), do qual 3,5% foi negociado no mercado regulamentado gerido pelo OMIP, 3,4% no mercado regulamentado gerido pela EEX, e 6,6% em mecanismos regulados (leilões PRE e IPE). Os restantes 86,5% foram negociados no mercado não organizado, com a seguinte distribuição: 73% foram registados em CCPs e os 13,5% restantes corresponderam a OTC não registado.

Especificamente, o volume negociado nos mercados regulamentados ("OMIP - Contínuo" e "EEX"), que em 2010 atingiu os 8% (25 TWh), em 2018 situou-se nos 6,9% (11,8 TWh). Refira-se que em 2015 houve uma diminuição do volume transacionado em comparação com 2010, embora esta tendência também seja observada em relação ao volume total negociado nos produtos MIBEL. Assim, enquanto que em 2010 o volume total negociado foi de 311 TWh, em 2018 diminuiu para 172 TWh.

No que respeita à evolução do peso dos mecanismos regulados no total de negociação dos produtos MIBEL, é de salientar que, os leilões CESUR (que se realizaram até 2013), representaram cerca de 9% do volume total negociado entre 2010 e 2012, reduzindo em 2013 o volume em negociado através deste mecanismo para 4,5% (em parte justificado pelo cancelamento do leilão CESUR de dezembro de 2013).

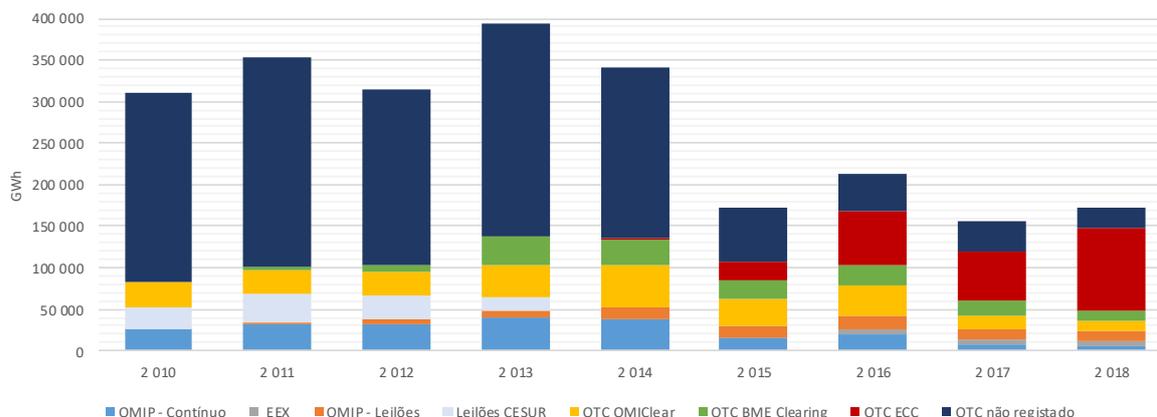
No sentido oposto, verifica-se uma tendência ascendente nos volumes OTC registados em CCPs ("OTC OMIClear", "OTC BME Clearing" e "OTC ECC"), tendo passado de 9% (29 TWh) do volume total negociado em 2010, para 73% (125 TWh) em 2018.

Em relação ao OTC não registado, observa-se uma diminuição do mesmo sobre o volume total negociado, passando de 73% (228 TWh) em 2010 para 13% (23 TWh) em 2018.

2.2.2.2 EVOLUÇÃO DO VOLUME NEGOCIADO NO MERCADO A PRAZO DO MIBEL

A figura seguinte mostra a evolução do volume de negociação no mercado a prazo do MIBEL desde 2010 a 2018.

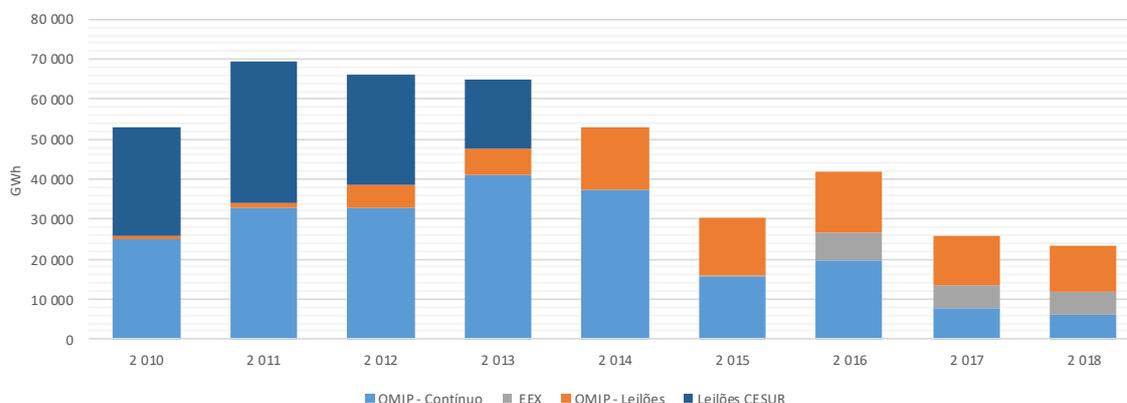
Figura 33. Evolução da negociação no mercado a prazo do MIBEL (GWh). 2010 – 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC e estimativa do OTC não registado sobre contratos SPEL

Em termos gerais, observa-se que o maior volume negociado do período foi alcançado em 2013, com 393 TWh, o que representou um aumento de 25% em relação ao volume negociado em 2012. Por outro lado, o nível de negociação mais baixo do período foi contabilizado no ano 2017 (156 TWh). Em 2018, o volume total negociado subiu para 172 TWh, 10% a mais que o negociado em 2017.

Figura 34. Evolução da negociação no mercado organizado (GWh). 2010 – 2018



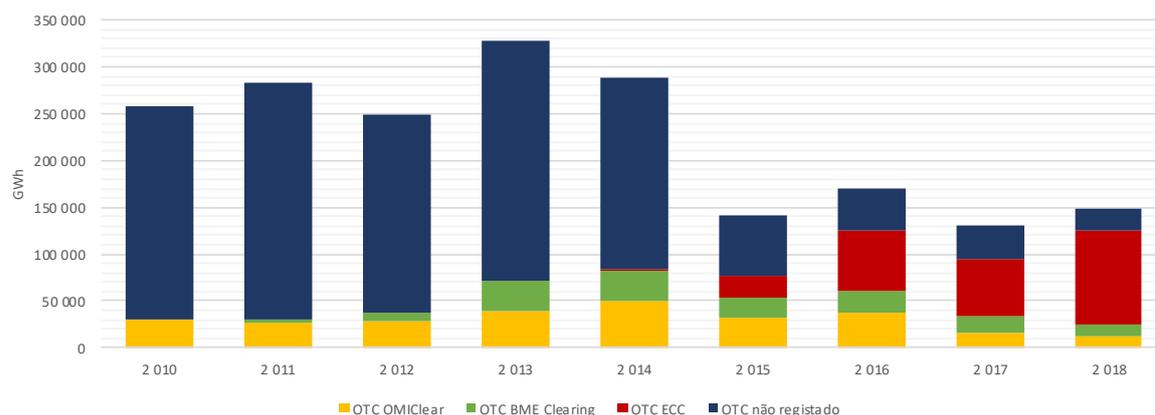
Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP, OMIClear e OMIE

No mercado contínuo do OMIP, em 2013, atingiu-se o maior volume negociado (41 TWh), com um crescimento de 25% em comparação com 2012 (33 TWh) e um crescimento de 62% em comparação com o volume negociado em 2010 (25 TWh). Em 2018, o volume negociado no mercado contínuo do OMIP (6 TWh) reduziu 22% em comparação ao volume alcançado em 2017.

No mercado de derivados gerido pela EEX, embora a negociação dos produtos MIBEL tenha começado em fevereiro de 2015, tem-se verificado uma tendência crescente até atingir 5,8 TWh em 2018, o que representa 4% do volume total negociado de produtos MIBEL.

Relativamente ao volume negociado através de mecanismos regulados, até 2018 foram celebrados através da plataforma de negociação gerida pelo OMIP dois leilões: (i) desde dezembro de 2011, o leilão da PRE e, (ii) desde dezembro de 2013 até setembro de 2018, o leilão harmonizado ao nível ibérico dos direitos financeiros de utilização da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, denominados de FTRs. A negociação através desses mecanismos situou-se em 11,4 TWh em 2018.

Figura 35. Evolução da negociação no mercado não organizado (GWh). 2010 – 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC e estimativa de OTC não registado sobre contratos SPEL

O volume de transações OTC registadas no OMIP, para posterior compensação na OMIClear (“OTC OMIClear”), atingiu um valor de 12,4 TWh em 2018, com uma diminuição de 20% em comparação a 2017 (15,6 TWh).

Adicionalmente, entre 2014 e 2018, o volume OTC registado no OMIP foi superior ao volume negociação em contínuo, ao contrário do período compreendido entre 2011 e 2013.

Relativamente ao OTC registado na MEFF, para posterior compensação na BME Clearing (“OTC BME Clearing”), observa-se um significativo aumento, tendo passado de 4 TWh em 2011 (ano de início do registo de produtos MIBEL) até 12,3 TWh em 2016. Em 2013, o maior volume de registo de contratos OTC foi alcançado na BME Clearing (33 TWh), com aumento de 292% em relação a 2012 (9 TWh).

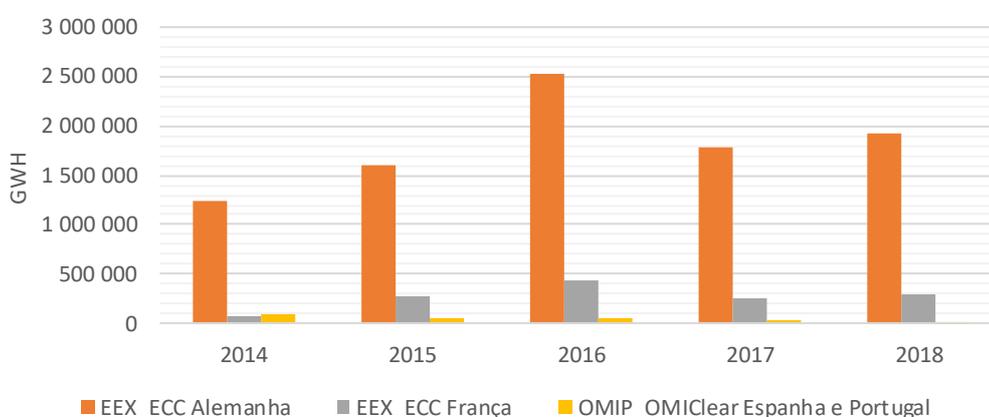
O volume OTC registado na EEX, para posterior compensação através da ECC (“OTC ECC”), situou-se em 2014 (em fevereiro desse ano deu-se início ao registo de OTC sobre produtos MIBEL na EEX-ECC) em 1,6 TWh, e em 2018 atingiu um volume de 100,6 TWh.

Por último, a evolução do volume OTC não registado atingiu um volume máximo em 2013 (257 TWh). Em 2018, o volume OTC não registado foi de 23 TWh, o valor mais baixo de todo o período de análise.

2.2.2.3 COMPARAÇÃO DO VOLUME NEGOCIADO NO MERCADO A PRAZO DO MIBEL COM OS MERCADOS A PRAZO ALEMÃO E FRANCÊS

A figura seguinte mostra o volume negociado no OMIP ("OMIP - contínuo" e "OTC OMIClear") de produtos MIBEL, assim como o volume negociado na EEX ("EEX" e "OTC ECC") em relação a instrumentos financeiros derivados cujo subjacente são os preços da eletricidade na Alemanha e em França. Deve notar-se, que os volumes refletidos se referem apenas a contratos com entrega mensal, trimestral e anual.

Figura 36. Evolução da negociação nos mercados a prazo do MIBEL, Alemanha e França (GWh). 2014 – 2018⁴⁴



Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP, OMIClear e EEX-ECC

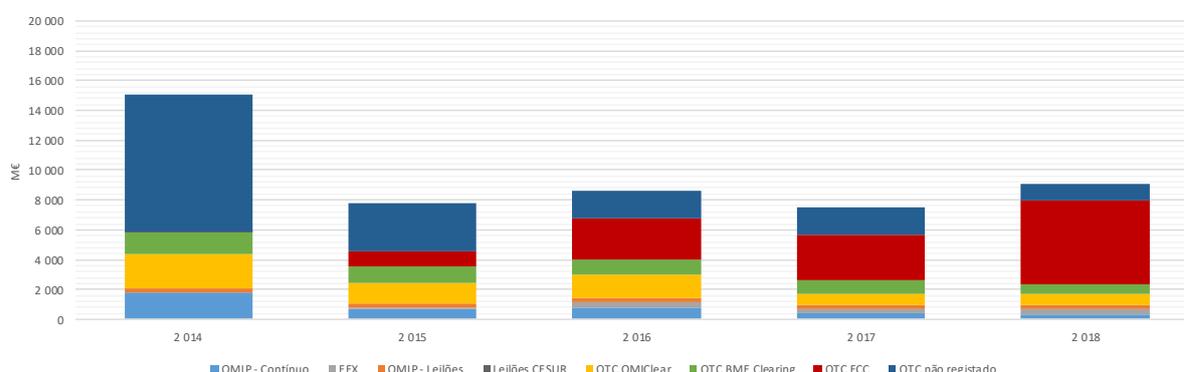
A negociação no mercado a prazo de instrumentos derivados com subjacente o preço da eletricidade na Alemanha foi superior à negociação de produtos equivalentes no mercado francês (7 vezes superior em 2018) e no MIBEL (106 vezes superior em 2018). Em 2018, o mercado a prazo sobre instrumentos derivados com subjacente o preço à vista da eletricidade na Alemanha e em França registou um aumento de 7% e de 13%, respetivamente, em relação a 2017. Por outro lado, a negociação de contratos equivalentes no MIBEL registaram um decréscimo de 20% no mesmo período.

2.2.2.4 EVOLUÇÃO DO VALOR ECONÓMICO DA NEGOCIAÇÃO NO MERCADO A PRAZO DO MIBEL

A figura seguinte mostra a evolução do valor económico da negociação no mercado a prazo do MIBEL desde 2014 até 2018.

⁴⁴ O volume transacionado inclui dois contratos de derivados com vencimentos mensais, trimestrais e anuais negociados ou sujeitos a registo OTC na EEX / ECC, respetivamente, em contratos de derivados cujo subjacente são os preços de eletricidade de Portugal e Espanha.

Figura 37. Evolução do valor económico da negociação no mercado a prazo do MIBEL (M€). 2014 – 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP, OMIClear, OMIE, MEFF Exchange, EEX-ECC e estimativa do OTC não registado de contratos SPEL

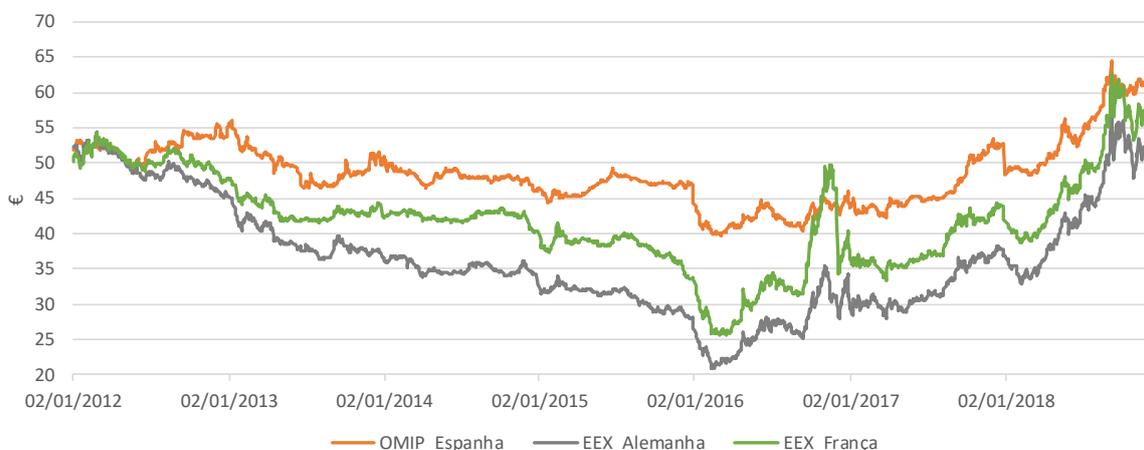
Em 2018, o valor económico da negociação no mercado organizado do MIBEL foi de 1.010 M€ (+4% face a 2017) e no mercado não organizado ascendia a 8.038 M€ (+24% face a 2017), correspondendo ao OTC registado um valor de 7.001 M€ (+150% face a 2017) e ao OTC não registado de 1.037 M€ (+57% face a 2017).

2.2.2.5 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS NEGOCIADOS NO MERCADO A PRAZO DO MIBEL E NOS MERCADOS A PRAZO ALEMÃO E FRANCÊS

A figura seguinte mostra a evolução dos Preços de Referência de Negociação, calculados pelos operadores de cada mercado regulamentado (OMIP e EEX), para os contratos de futuros com carga base cuja subjacente são os preços à vista da eletricidade em Espanha, Alemanha e França. A análise foi realizada considerando os preços de referência do contrato anual com entrega no ano seguinte (Yr+1)⁴⁵, correspondente ao período compreendido entre 2012 e 2018.

⁴⁵ O Preço de Referência de Negociação (PRN) dos contratos anuais corresponde ao PRN calculado pelos operadores de mercado para o contrato anual com o vencimento mais próximo em cada momento (Yr + 1). Para os dias de negociação em que não há PRN, foi considerado o último PRN existente para o contrato acima mencionado.

Figura 38. Evolução dos Preços de Referência de Negociação do contrato de futuro anual YR+1, com subjacente o preço à vista da eletricidade em Espanha, Alemanha e França. 2012 – 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP e EEX

Os Preços de Referência da Negociação Anual de contratos (YR+1) com base no preço à vista da eletricidade em Espanha foram, em média, superiores aos dos contratos equivalentes em França e Alemanha, representando estes últimos, em média, os preços mais baixos do período de análise.

2.2.3 TIPOLOGIA DE AGENTES NEGOCIADORES

No OMIP existem três tipos de membros negociadores. As entidades que atuam no mercado por conta própria (apresentando ofertas exclusivamente para si ou para entidades com as quais têm uma relação de domínio ou de grupo), as entidades que atuam por conta de terceiros (apresentando ofertas exclusivamente por conta dos seus clientes) e por conta própria e de terceiros (apresentando ofertas tanto por conta própria como nome dos seus clientes).

No final de 2018, foram admitidos no mercado gerido pelo OMIP 64 membros negociadores por conta própria, 5 membros por conta de terceiros e 9 intermediários de operações bilaterais⁴⁶.

2.2.4 TRANSPARÊNCIA NA NEGOCIAÇÃO DOS CONTRATOS DE DERIVADOS

A MiFID II e o Regulamento (UE) n.º 600/2014 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativos aos mercados de instrumentos financeiros (a seguir designado MiFIR) implicam o alargamento das obrigações regulamentares relativas à transparência pré-negociação e pós-negociação

⁴⁶ Entidades que, estando admitidas como participantes de mercado, podem enviar para registo as transações bilaterais entre membros negociadores, sujeitas à confirmação por parte de tais membros. Fonte: Relatório Anual do OMIP 2018.

a novos instrumentos financeiros, como os derivados sobre mercadorias e, também a novas plataformas de negociação distintos dos mercados regulamentados, como os MTF, os OTF assim como os internalizadores sistemáticos.

Como novidade, o MiFIR introduz a obrigação de divulgação de transações negociadas OTC (Título III, artigo 21.º). As empresas de investimento que negociam dessa maneira cumprirão esta obrigação através de prestadores de serviços de comunicação de dados específicos, em concreto através de um sistema de publicação autorizado (APA).

Transparência pré-negociação:

Âmbito da obrigação: as ordens de oferta e de procura devem ser tornadas públicas, bem como a profundidade das posições. Esta obrigação será calibrada para as diferentes plataformas de negociação, devendo ser públicas também as manifestações de interesse executáveis.

Dispensas aos requisitos de transparência pré-negociação (waivers):

- a) Procedimento para sua autorização: a MiFID II e o MiFIR reconhecem a possibilidade de que as plataformas de negociação solicitem à autoridade competente nacional a aplicação de dispensas (waivers) ao requisito geral de transparência pré-negociação no caso de que ocorram determinadas circunstâncias previstas no regulamento. O novo regulamento prevê que, antes da autorização da aplicação de uma dispensa por parte da autoridade competente, a ESMA emita um parecer não vinculativo sobre a compatibilidade da mesma com os regulamentos.
- b) Modalidades de dispensas à transparência pré-negociação (waivers): as modalidades de dispensa que podem ser concedidas são as seguintes:
 - Dispensas relativas a ordens de volume elevado relativamente ao volume normal de mercado e às ordens incluídas num sistema de gestão de ordens da plataforma de negociação na pendência de divulgação;
 - Dispensas para indicações de interesse executáveis em sistemas de negociação de solicitação de ofertas de preços (Request For Quote ou RFQ) e de voz de volume superior a um determinado volume específico.
 - Dispensas para aqueles instrumentos que não têm um mercado líquido.

Transparência pós-negociação. Autorização de publicação diferida

Âmbito da obrigação: a obrigação de transparência pós-negociação consiste em tornar públicos o preço, o volume e a hora das transações executadas, uma vez que são concluídos logo que tecnicamente possível, com um atraso máximo de 15 minutos (5 minutos a partir de 2021).

Autorização de publicação diferida: a MiFID II e o MiFIR permitem a possibilidade de que as autoridades competentes autorizem na sua jurisdição um diferimento da publicação dos dados nos seguintes tipos de transações:

- Transações de volume elevado para o instrumento ou categoria de instrumento de que se trate;
- Transações relacionadas com um instrumento ou categoria de instrumentos financeiros para as quais não existe um mercado líquido; ou
- Transações que sejam de volume superior ao volume específico para o instrumento de que se trate, que exponha os fornecedores de liquidez a um grau de risco indevido.

Do mesmo modo, as autoridades competentes podem acompanhar a autorização de publicação diferida das operações de outras medidas, permitindo um período de diferimento alargado para determinados instrumentos financeiros.

Em relação às entidades financeiras que executam operações OTC, o regime de diferimento aplicável também será standard (D+2).

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

Desde 12 de fevereiro de 2014, com o objetivo de aumentar a transparência das transações sobre derivados, as contrapartes e as CCPs que celebrem, alterem ou rescindam um contrato de derivados têm de assegurar que um conjunto de informação é comunicada a um repositório de transações (o mais tardar no dia útil seguinte ao da celebração, alteração ou cessação do contrato), nos termos do previsto no EMIR. O dever de comunicação aplica-se a todos os contratos de derivados, independentemente do local de execução, pelo que a comunicação deve ser feita sobre as transações executadas em mercado regulamentado, como também as celebradas fora de mercado regulamentado (usualmente conhecidas como transações OTC).

Na sequência das alterações ao EMIR introduzidas do Regulamento (EU) 2019/834 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de maio de 2019, cuja a entrada em vigor é 17 de junho de 2019, foram introduzidas algumas alterações aos requisitos de comunicação de informações. Dá-se nota de que com o intuito de reduzir os encargos que a comunicação de informações sobre contratos de derivados OTC representa para as contrapartes não financeiras que não estejam sujeitas à obrigação de compensação, regra geral, a comunicação de informações tanto em nome da contraparte financeira como em nome da contraparte não financeira que não esteja sujeita à obrigação de compensação no que diz respeito aos contratos de derivados OTC celebrados por essas contrapartes, bem como a garantia da exatidão dos elementos comunicados deverão ser da exclusiva responsabilidade, inclusive em termos jurídicos, da contraparte financeira.

Para assegurar que a contraparte financeira disponha dos dados necessários para cumprir a obrigação de comunicação de informações, a contraparte não financeira deverá fornecer-lhe os elementos relativos aos contratos de derivados OTC que, de acordo com uma expectativa razoável, a contraparte financeira não tenha na sua posse. No entanto, as contrapartes não financeiras terão a faculdade de optar pela comunicação dos seus contratos de derivados OTC. Nesses casos, a contraparte não financeira deverá

informar a contraparte financeira em conformidade, cabendo-lhe a responsabilidade, inclusive em termos jurídicos, pela comunicação desses dados e pela garantia da respetiva exatidão.

De referir ainda que para efeitos do reporte desta informação, as contrapartes são identificadas com base no designado código LEI – *Legal Entity Identifier*. A informação reportada aos Repositórios de Transações é armazenada centralmente, sendo acessível à ESMA, às autoridades competentes, ao Comité Europeu de Risco Sistémico e aos Bancos Centrais relevantes do Sistema Europeu de Bancos Centrais.

2.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DOS PREÇOS A PRAZO DA ELETRICIDADE

Nesta secção, analisa-se a evolução dos principais determinantes dos preços a prazo da energia elétrica em Espanha⁴⁷. Na secção 2.3.1, comparam-se os preços à vista da energia elétrica em Espanha com os países vizinhos (França e Alemanha), assim como os volumes negociados nesses mercados. Na secção 2.3.2, analisam-se os preços a prazo dos combustíveis (Brent, gás natural e carvão) e das licenças de emissão de CO₂, e na secção 2.3.3 compara-se o custo variável médio a prazo estimado de uma CCGT e de uma central térmica de carvão. Por último, na secção 2.3.4 analisa-se a liquidez dos mercados a prazo de eletricidade.

2.3.1 PREÇOS À VISTA E A PRAZO NO MIBEL, FRANÇA E ALEMANHA

Deve-se ter em mente que a formação de preços entre os diferentes segmentos do mercado grossista de energia (mercados a prazo e mercados à vista, que são sequenciais ao longo do tempo) está relacionada. Assim, além do papel desempenhado pelos mercados a prazo como mecanismo para a transferência de risco entre agentes, também têm um papel relevante no processo de agregação de informação que permite “revelar preços”.

Por outro lado, mesmo quando a capacidade de interligação entre Espanha e França é limitada, e embora a correlação entre os preços à vista em França e Alemanha⁴⁸ seja maior que a existente entre os preços à vista de Espanha⁴⁹, também existe relação entre os preços à vista de Espanha e os dos países próximos. De facto, com a implementação da iniciativa *Price Coupling of Regions* (PCR), os coeficientes de correlação entre preço de mercado diário espanhol e os preços dos mercados francês e alemão passaram de 0,16 e de 0,21, respetivamente, no período 2010-2015, para valores de 0,63 e de 0,61, em 2018, respetivamente.

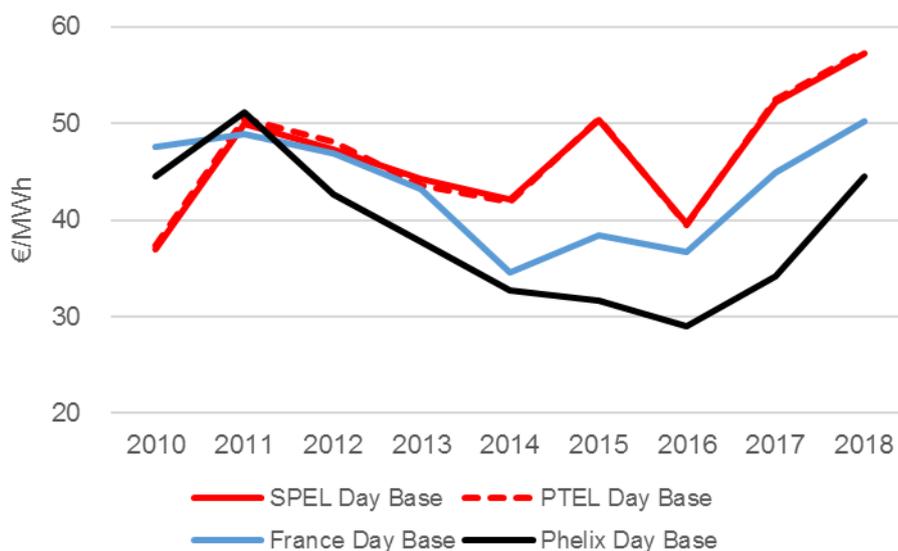
⁴⁷ No mercado de derivados gerido pelo OMIP, existem também contratos com o preço à vista português subjacente. No entanto, maior parte da negociação está concentrada nos contratos com o subjacente espanhol, com um diferencial de preço reduzido entre os contratos subjacentes espanhóis e portugueses. Por esse motivo, a análise desta secção se concentra nos preços dos contratos com o subjacente espanhol.

⁴⁸ Coeficiente de correlação de 0,72 para o período 2010-2018.

⁴⁹ No período 2010-2018, o coeficiente de correlação dos preços à vista espanhóis com os preços franceses foi de 0,40 e com os preços alemães ficou em 0,35.

Na Figura 39, que reflete a evolução dos preços à vista em Espanha, Portugal, França e Alemanha, mostra que, desde 2012, os preços à vista nos mercados espanhol e português estão sistematicamente acima dos preços à vista na Alemanha e na França, sendo o diferencial de preço maior com o mercado alemão.

Figura 39. Preços à vista médios no MIBEL, França e Alemanha. 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIE e EPEX Spot

Da mesma forma, na figura anterior observa-se que, embora em todos os mercados considerados a tendência dos preços à vista médios tenha caído entre os anos 2012 e 2014, essa tendência foi mais pronunciada nos mercados alemão e francês. Assim, nesse período, o preço à vista médio na Alemanha apresentou uma diminuição de 23%⁵⁰, enquanto a queda no caso do preço à vista médio na França foi de 26%⁵¹. No caso dos mercados espanhol e português, os preços médios do mercado à vista registaram diminuições de 11%⁵² e de 13%⁵³, respetivamente, entre 2012 e 2014. Por outro lado, os preços à vista médios registaram uma tendência ascendente em 2015 em Espanha, Portugal e França, com um aumento (em relação a 2014) de 19,4%, 20,5% e 11,1%, respetivamente. Pelo contrário, o preço médio à vista no mercado alemão manteve a trajetória de queda dos anos anteriores, com queda de 3,4% em 2015, tendência que se manteve ao longo do ano 2016 e que, da mesma forma, foi demonstrado pelos restantes

⁵⁰ Em 2012, o preço médio à vista na Alemanha ficou em € 42,6 / MWh, comparado a um preço de € 32,76 / MWh em 2014.

⁵¹ O preço médio à vista no mercado francês passou de um nível de € 46,94 / MWh em 2012 para € 34,63 / MWh em 2014.

⁵² Entre 2012 e 2014, o preço médio à vista na Espanha passou de € 47,24 / MWh para € 42,13 / MWh.

⁵³ O preço médio do cash Português passou de € 48,08 / MWh em 2012 para € 41,85 / MWh em 2014.

mercados considerados. Além disso, é de realçar que a queda foi mais pronunciada em Espanha ⁵⁴ e em Portugal, enquanto que em França o elevado preço à vista médio no quarto trimestre de 2016 atenuou a queda ocorrida nos primeiros meses do ano.

Desde 2016, a evolução do preço médio do mercado à vista é claramente ascendente nos mercados espanhol, português, francês e alemão. Em 2018 o preço à vista alemão continuou abaixo dos restantes mercados à vista analisados, embora tenha registado o maior crescimento no período 2016-2018 (+ 53,5%). No caso do preço de à vista nos mercados espanhol, português e francês, o aumento foi de 44,5%, 45,7% e 36,6%, respetivamente, no período 2016-2018⁵⁵.

Quanto aos preços médios dos contratos anuais com subjacente o preço à vista em Espanha⁵⁶, desde 2012 observa-se que, em consonância com a evolução dos mercados à vista, estes preços foram superiores aos dos contratos anuais equivalentes nos mercados alemão e francês (ver Figura 40).

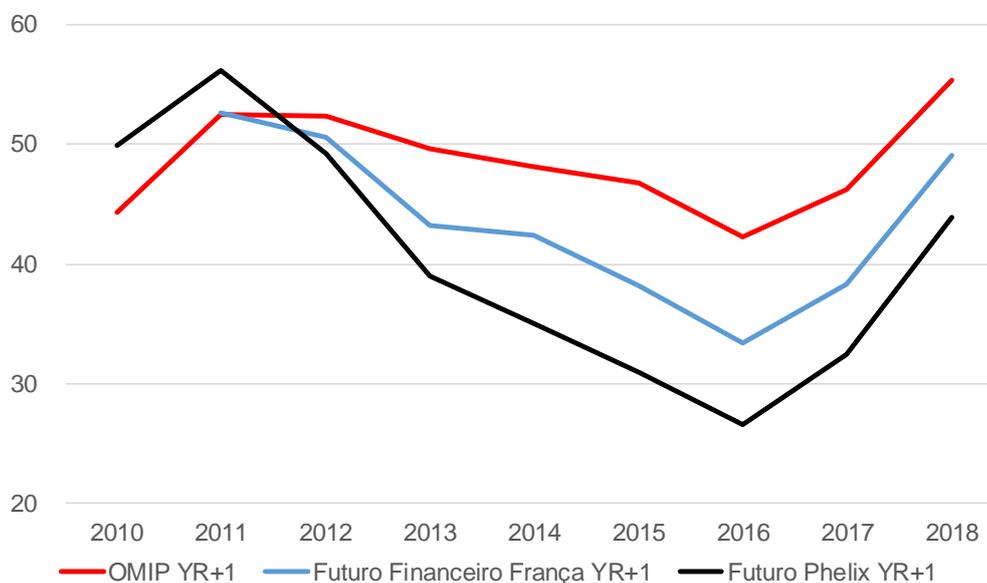
Do mesmo modo, e em linha com a evolução dos preços dos combustíveis, a média aritmética anual das cotações diárias do contrato a prazo YR+1 apresentou no período 2012-2016 uma evolução descendente. Desde 2016, à semelhança com a evolução do preço à vista, as cotações médias dos contratos anuais (YR+1) com subjacente espanhol, francês e alemão registaram uma clara tendência ascendente.

⁵⁴ Vale ressaltar que, em 2016, o despacho de energias renováveis no mercado diário aumentou significativamente, registando níveis semelhantes a 2014, principalmente devido a um alto cronograma hidráulico durante o primeiro semestre do ano (aumento de 40% em relação a 2015).

⁵⁵ O preço médio à vista dos mercados espanhol, português, francês e alemão atingiu, em 2018, valores de 57,29 € / MWh, 57,45 € / MWh, 50,20 € / MWh e 44,47 € / MWh, respetivamente.

⁵⁶ No mercado organizado do OMIP, são listados os contratos com subjacentes os preços à vista espanhol e português. No entanto, a negociação concentra-se nos contratos com subjacente espanhol. A reduzida diferença de preço entre o subjacente espanhol e português poderia ser uma das razões que explica que a liquidez está concentrada nos produtos com subjacente espanhol.

Figura 40. Média aritmética anual das cotações diárias do contrato a prazo YR+1 com subjacente o preço à vista em Espanha, Alemanha e França. 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIP e EEX

A Tabela 16 mostra a média, mediana, máximo, mínimo e desvio padrão anual das cotações diárias do contrato YR + 1 com subjacente os preços à vista de Espanha, França e Alemanha.

Para o período 2010-2018, a média aritmética das cotações diárias do contrato com liquidação um ano após a negociação, com subjacente o preço à vista espanhol, foi superior à média aritmética das cotações diárias dos contratos equivalentes com subjacente francês e alemão (48,58 €/MWh no mercado espanhol, comparado a 42,3 €/MWh e 40,32 €/MWh em França e na Alemanha, respetivamente), em linha com o preço médio à vista espanhol que foi também superior aos preços médios de à vista nos mercados francês e alemão. Em particular, a média aritmética das cotações diárias do contrato a prazo com entrega anual, com subjacente o preço à vista espanhol, foi 14,8% e 20,5% superior à média das cotações diárias dos contratos anuais a prazo equivalentes nos mercados francês e alemão, respetivamente, enquanto que o preço médio do mercado diário em Espanha foi 7,3% e 21% superior ao preço médio nos mercados francês e alemão, respetivamente. Portanto, a contratação a prazo, através de contratos Y+1, foi em termos relativos mais cara que a contratação no mercado à vista em Espanha do que em França, e similar se a comparação se realizar entre o mercado espanhol e o alemão.

Em 2011, a média aritmética das cotações diárias do contrato a prazo anual com subjacente o preço à vista de Espanha com liquidação em 2012 ascendia a 52,47 €/MWh, em linha com o contrato equivalente com subjacente o preço à vista francês (52,69 €/MWh) e inferior ao preço do contrato equivalente com subjacente alemão (56,1 €/MWh). Entre 2012 e 2016 as médias aritméticas das cotações diárias do contrato a prazo anual com liquidação no ano seguinte, com subjacente preço à vista de Espanha, França e Alemanha, foram diminuindo progressivamente, até situar-se em 2016 (para o contrato anual com

liquidação em 2017) em 42,31 €/MWh, 33,37 €/MWh e 26,61 €/MWh, nos mercados espanhol, francês e alemão, respetivamente. Em 2017 e 2018, a média aritmética das cotações diárias dos contratos a prazo anuais considerados mostraram uma tendência ascendente, situando-se em 55,32 €/MWh, 49,05 €/MWh e 43,94 €/MWh, em Espanha, França e Alemanha, respetivamente, para o contrato anual com liquidação em 2019.

Da mesma forma, observa-se que, para o período 2010-2018, a volatilidade anual das cotações dos contratos anuais com subjacente o preço à vista espanhol durante o ano prévio a sua liquidação, em termos do seu desvio padrão, esteve no intervalo (0,82 €/MWh; 5,02 €/MWh), inferior à volatilidade anual dos contratos com subjacente o preço à vista francês (0,67 €/MWh; 7,43 €/MWh) e alemão (0,85 €/MWh; 7,37 €/MWh) (ver Tabela 16).

Tabela 16. Estatísticas descritivas das cotações diárias do contrato a prazo YR+1 com subjacente o preço à vista em Espanha, Alemanha e França. Período 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 o futuro financeiro francês YR + 1, o período de análise é 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 o Futuro financeiro francês YR+1

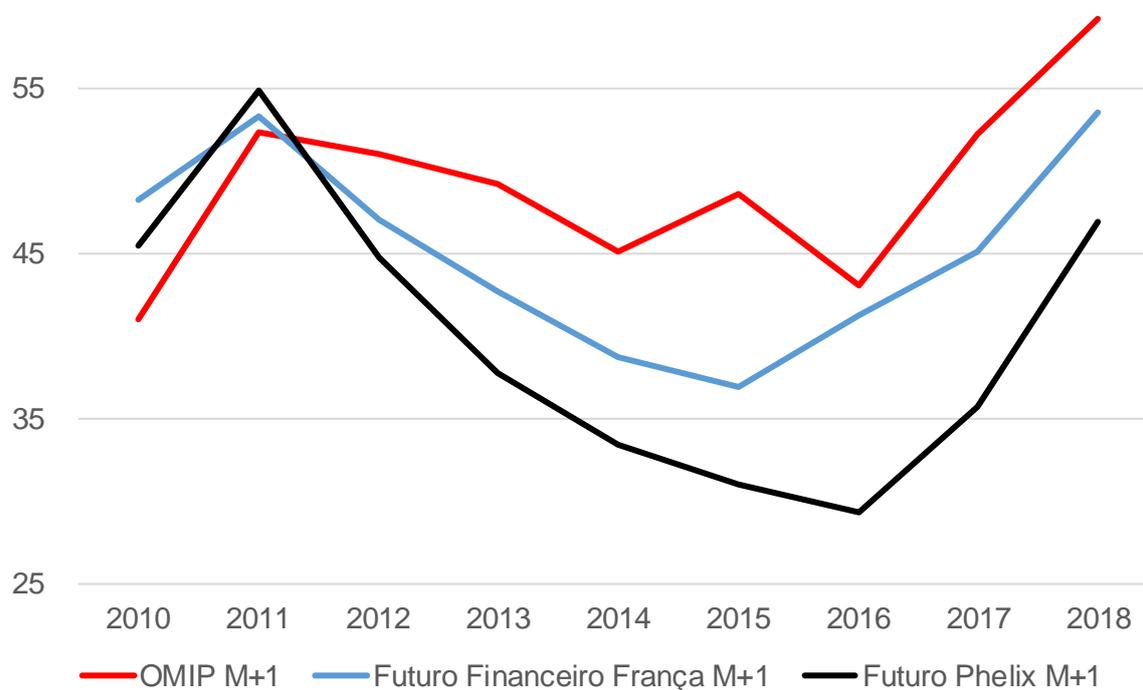
Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIP e EEX

A estratégia de adquirir um contrato anual equivale à aquisição de quatro contratos trimestrais ou de doze contratos mensais liquidados no mesmo horizonte de tempo. As fórmulas de avaliação de derivados financeiros baseiam-se no fato de que, em equilíbrio, as oportunidades de arbitragem não podem existir.⁵⁸ Portanto, os fatores estocásticos que afetam as cotações dos contratos mensais, anuais e trimestrais são comuns e as cotações diferem por fatores sazonais. Nesse sentido, a volatilidade das cotações dos contratos anuais revela a variabilidade dos fatores estocásticos que são comuns também a contratos mensais e trimestrais.

No período entre 2010 e 2018, o preço do último dia de negociação dos contratos mensais ascendia, em média, a 49,09 €/MWh em Espanha, 39,91 €/MWh em Alemanha e 43,51 €/MWh em França (ver Figura 41). Desde 2012, as cotações médias dos contratos mensais em Espanha têm sido superiores aos da Alemanha e França, em linha com a evolução do preço à vista.

⁵⁸ Os mercados de contratos elétricos em Espanha, França e Alemanha são eficientes no sentido de que não há ganhos de arbitragem.

Figura 41. Cotações médias do último dia de negociação dos contratos mensais em Espanha, Alemanha e França (2010-2018)



Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIP e EEX

Desde 2016, observa-se um aumento no preço do último dia do mês dos contratos mensais nos três mercados analisados (tendência já iniciada em 2015 no caso de França). O aumento registado no preço do produto supracitado para os mercados espanhol, francês e alemão foi de 37,4%, 29,8% e 59,9%, respetivamente, no período 2016-2018.

2.3.2 PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS E DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

Esta secção apresenta a evolução geral dos preços à vista e das cotações a prazo dos combustíveis (Brent, carvão e gás natural), assim como das licenças de emissão de CO₂, desde o 1 de janeiro de 2010 ao 31 de dezembro de 2018.

Em geral, todas as referências de preços dos combustíveis (tanto à vista como a prazo) mostraram uma tendência descendente entre 2013 e 2016, produzindo uma clara mudança de tendência na evolução destas cotações durante o período 2016-2018.

Assim, embora desde 2013 e até dezembro de 2016, a média aritmética do preço à vista do Brent tenha registado uma diminuição de 51,6%, e o de gás natural em NBP contabilizou uma queda de 49,1%, entre 2016 e 2018 as citadas referências à vista verificaram um aumento de 80% no caso de Brent (passando de 39,61 \$/Bbl em 2016 a 71,31 \$/Bbl em 2018) e de 74,5% no caso de gás natural em NBP (passando de 11,82 £/MWh em 2016 a 20,62 £/MWh em 2018).

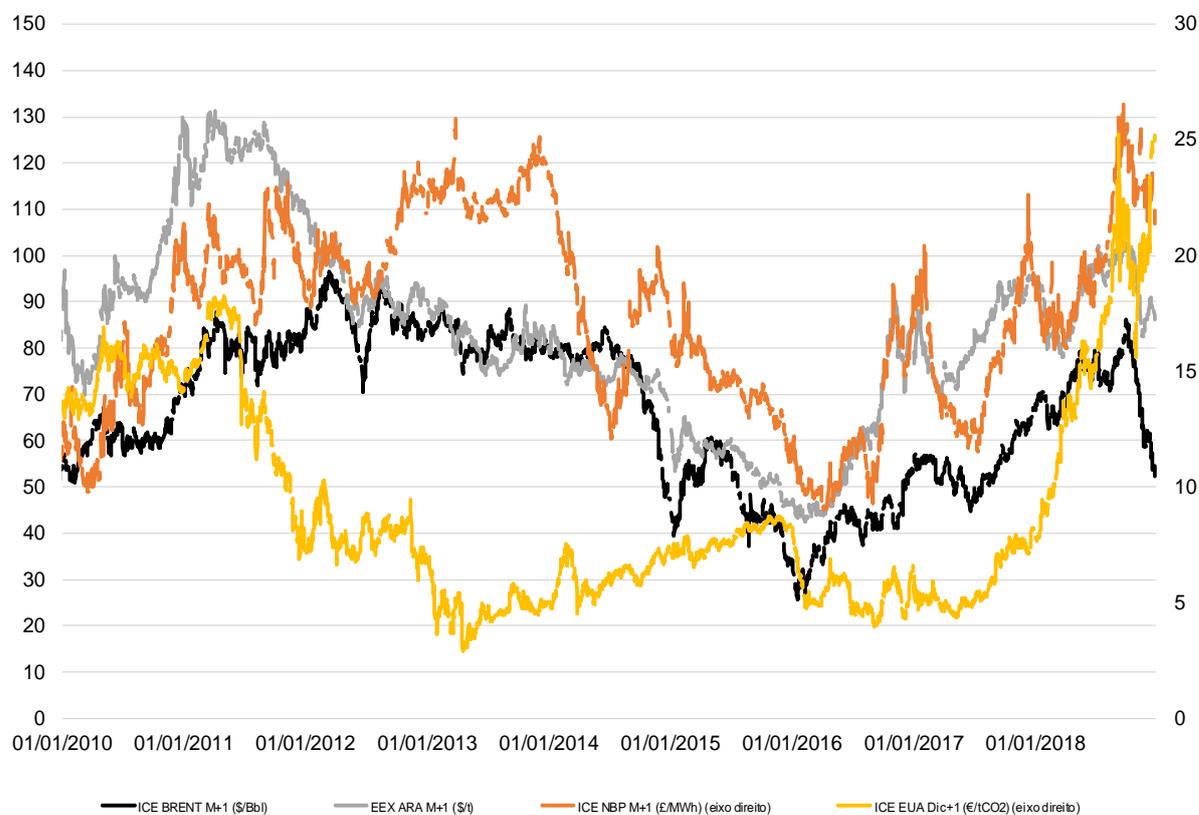
Quanto às referências a prazo dos combustíveis, igualmente cotaram em baixa entre 2013 e 2016, registando-se diminuições de 50,1%, 47,4% e 27,7% para os contratos com entrega em M+1 de Brent, gás natural (NBP) e carvão (EEX ARA). Da mesma forma, as referências a prazo dos citados combustíveis, com liquidação no ano seguinte ao da negociação, registaram diminuições significativas entre 2013 e 2016 (-42,3% no Brent; -43,3% no gás natural em NBP e -39,6% no carvão EEX ARA).

Pelo contrário, como nas referências à vista, no período 2016-2018, o preço dos contratos a prazo dos combustíveis aumentou consideravelmente. As cotações (média aritmética anual) dos contratos com entrega em M+1 de Brent, gás natural em NBP e carvão EEX ARA aumentaram um 75,4%, 68% e 55,2%, respetivamente, no referido período.

As cotações dos contratos anuais com entrega no ano seguinte, de petróleo Brent, gás natural NBP e carvão EEX ARA mostraram, da mesma forma, uma tendência ascendente no período 2016-2018, com um aumento de 53,8% no caso do Brent, 44,6% no caso do gás natural em NBP e 62,6% no caso do carvão EEX ARA.

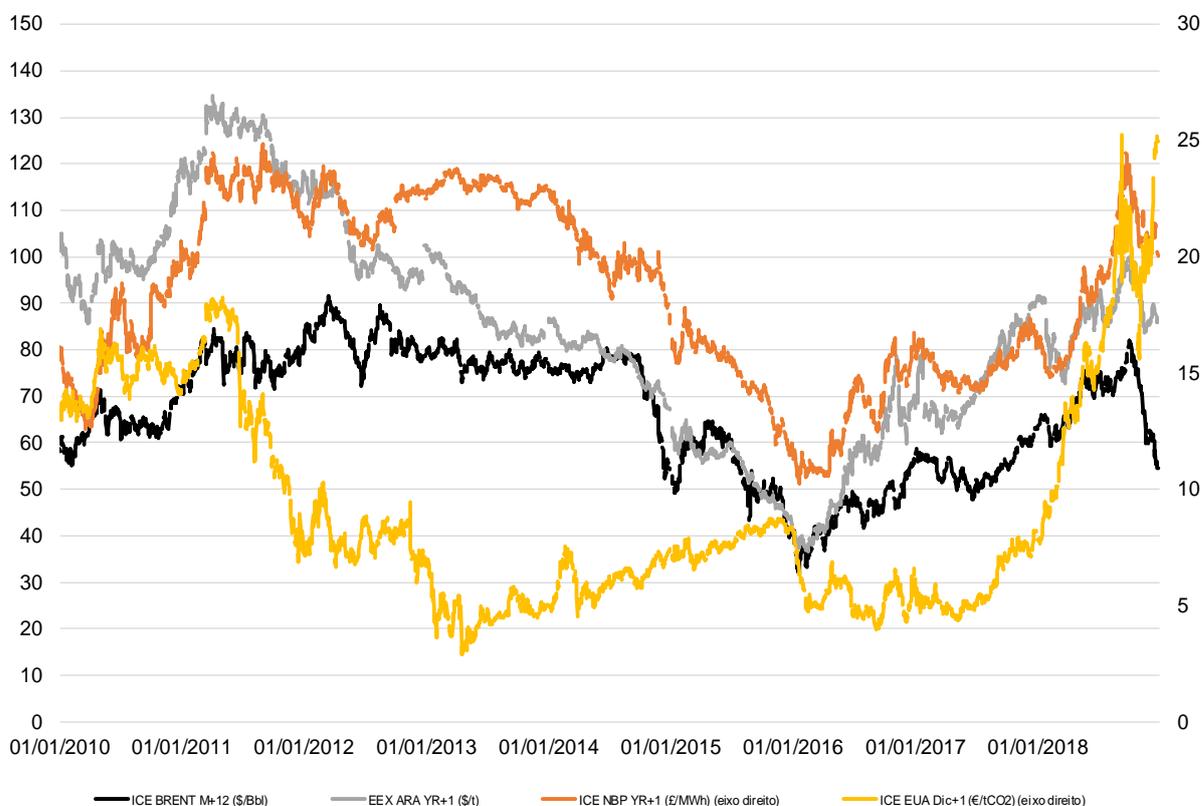
No período 2016-2018, as cotações das licenças de emissão de CO₂ aumentaram significativamente em comparação com a média registado no período compreendido entre 2013 e 2016 (no qual também mostraram uma tendência ascendente). Assim, entre 2013 e 2016, o aumento do preço médio das licenças de emissão de CO₂ situou-se num 15,4%, enquanto que no período 2016-2018 esse aumento foi de 196%. Em 2016, a média aritmética das cotações do contrato mensal de dezembro atingiu um valor de 5,4 €/tCO₂, (4,68 €/tCO₂ em 2013), aumentando até 15,96 €/tCO₂ em 2018.

Figura 42. Evolução das cotações dos combustíveis (Brent, gás natural NBP, carvão EEX ARA) com entrega em M+1 e das licenças de emissão de CO2. Referências de curto prazo (M+1 ou no ano em curso). Contratos de futuros mensais. Período: 1 janeiro 2010 – 31 dezembro 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EEX, ICE e BCE

Figura 43. Evolução das cotações dos combustíveis (Brent, gás natural NBP, carvão EEX ARA) com entrega em Y+1 e das licenças de emissão de CO₂. Referências de longo prazo. Contratos de futuros anuais. Período: 1 janeiro 2010 – 31 dezembro 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EEX, ICE e BCE

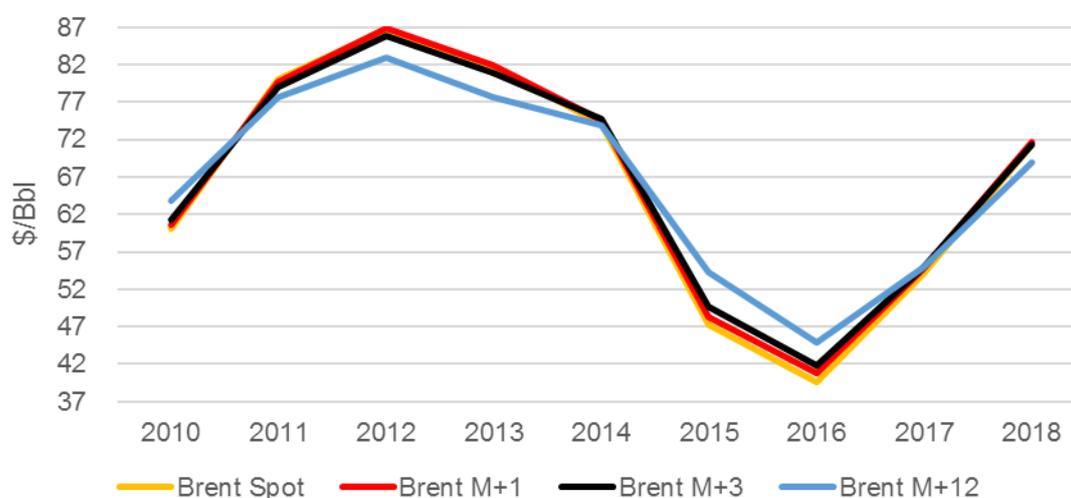
Em relação à volatilidade (desvio padrão), este aumentou entre 2016 e 2018, tanto para as referências à vista como a prazo do Brent e do gás natural em NBP, como para as licenças de emissão de CO₂. Por outro lado, diminuiu significativamente a volatilidade das cotações a prazo do carvão EEX ARA nesse período.

Assim, entre 2016 e 2018, o desvio padrão das cotações a prazo dos contratos M+1 seguinte do Brent aumentou cerca de 0,48 \$/Bbl, o de gás natural em NBP 0,32 £/MWh e o das licenças de emissão de CO₂ 3,78 €/tCO₂. No caso de carvão, o desvio padrão dessas cotações foi reduzido em 7,4 \$/t entre 2016 e 2018.

Evolução das cotações do petróleo Brent

Desde 2012 e até 2016, a evolução dos preços à vista e das cotações a prazo do Brent⁵⁹ foi descendente. Pelo contrário, em 2017 e 2018 os preços de referência (à vista e a prazo) do Brent aumentaram. Na Figura 44 mostra-se a média anual aritmética do preço à vista e das cotações diárias dos contratos a prazo do petróleo com entrega num mês, em três meses e em doze meses, no período compreendido entre 1 de Janeiro de 2010 e 31 de dezembro de 2018.

Figura 44. Média aritmética dos preços à vista e das cotações diárias dos contratos a prazo do Brent (\$/Bbl). 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados do Intercontinental Exchange ICE e Reuters

A média do preço à vista do petróleo Brent atingiu em 2012 um valor máximo de 86,73 \$/Bbl, iniciando a partir desse ano uma trajetória descendente, até atingir um valor mínimo de 39,61 \$/Bbl em 2016. Por outro lado, as cotações a prazo (M+1, Q+1 e Y+1) mostraram uma evolução similar, situando-se o preço média do contrato com entrega a 12 meses, em 2016 num mínimo de 44,81 \$/Bbl.

Entre 2017 e 2018, os preços à vista e a prazo dos contratos de petróleo Brent mostraram um aumento significativo. Assim, em 2018 o preço médio à vista do Brent situou-se em 71,31 \$/Bbl, e o do contrato a prazo com entrega em Y+1 situou-se em 68,94 \$/Bbl.

Entre os fatores que explicariam a evolução descendente registada pelos preços do petróleo Brent, entre 2012 e 2016, cabe mencionar, entre outros, o aumento das reservas de petróleo (agudizado pelo levantamento de sanções contra o Irão quanto à sua capacidade de produção), a evolução negativa da economia mundial (incluindo a dos países emergentes como a China) ou a estabilidade quanto à

⁵⁹ Preços do petróleo Brent no Intercontinental Exchange (ICE) e na Reuters.

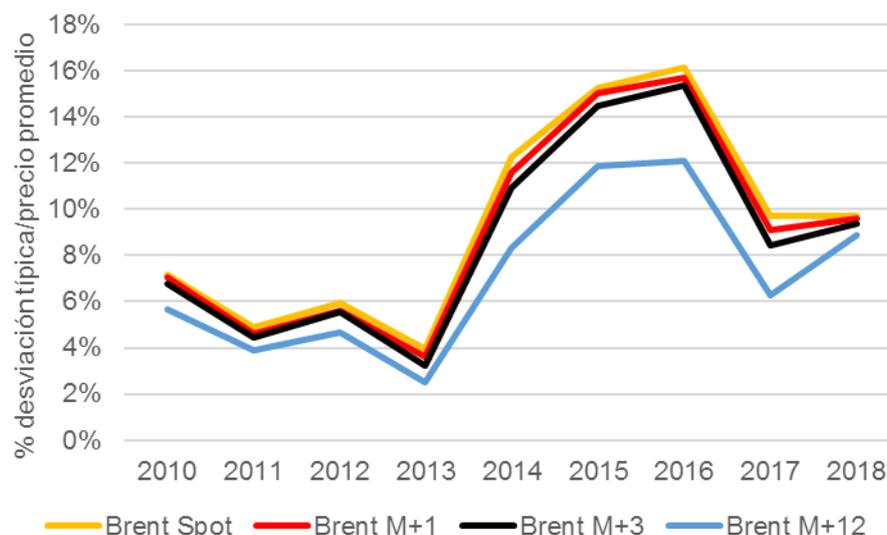
manutenção da oferta pela OPEP. No entanto, a OPEP concordou em Viena, em 30 de novembro de 2016, com primeiro corte de produção desde 2008. produção. Em particular, concordou reduzir a produção de cartel em 1,2 milhões de barris diários. Da mesma forma, em 10 de dezembro de 2016, os membros da OPEP e os países produtores fora de cartel concordaram também em Viena que esses países contribuem com outros 600 mil barris diários para o corte de produção.

Assim, a partir de 2016 inicia-se uma tendência ascendente dos preços do petróleo, que continuou até setembro de 2018, sendo observado para o último trimestre do ano uma tendência descendente nas cotações à vista e a prazo do Brent. A esta tendência descendente teria contribuído, entre outros aspetos, a saída dos EUA do acordo nuclear com Irão, que resultaria numa redução das exportações de petróleo daquele país, passando de 2,5 milhões de barris diários para 1 milhão de barris diários, o aumento acentuado da produção por parte de Arabia Saudita e outros grandes produtores, para compensar a redução da produção por razões técnicas de países como Venezuela, Líbia e Angola, bem como as previsões de uma desaceleração da economia mundial (especialmente da China, que é o maior importador de petróleo do mundo).

Embora os preços à vista e a prazo do Brent tenham apresentado uma evolução descendente entre 2013 e 2016, o seu desvio padrão (em termos percentuais acima da média aritmética) aumentou durante o mesmo período. Assim, a volatilidade média do preço à vista do Brent passou de 3,9% em 2013 para 16,1% em 2016.

Em 2017 e 2018, o aumento das cotações do Brent foi acompanhado por uma redução na volatilidade média nesse período. Deste modo, o desvio padrão (em termos percentuais sobre a média aritmética) do preço à vista do Brent foi de 9,7% nesses dois anos.

Figura 45. Volatilidade média dos preços à vista e das cotações diárias dos contratos a prazo de Brent. 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados do Intercontinental Exchange ICE e Reuters

As estatísticas descritivas dos preços à vista e das cotações a prazo do Brent são mostrados na Tabela 17. No período 2010-2018, o preço médio à vista de Brent situou-se em 66,1 \$/Bbl, com um valor máximo de 97,74 \$/Bbl, registado em 13 de março de 2012, e um valor mínimo de 23,82 \$/Bbl, contabilizado em 20 de janeiro de 2016. As estatísticas dos contratos a prazo do Brent são similares aos do preço à vista, destacando a menor volatilidade registada nas cotações dos contratos a prazo com horizonte de liquidação mais longo (a média dos desvios-padrão do período 2010-2018⁶⁰, foi de 4,44 \$/Bbl nos contratos a prazo YR+1, contra uma média dos desvios-padrão de 5,55 \$/Bbl nos contratos com entrega em M+1).

⁶⁰ O desvio padrão para o período 2010-2018 foi de 13,07 \$/Bbl, conforme refletido na Tabela 17.

Tabela 17. Estatísticas descritivas do preço à vista e das cotações a prazo do Brent (\$/Bbl). 2010-2018

Ano	Estatísticas	Brent Spot	Brent M+1	Brent M+3	Brent M+12
2010-2018	Média	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
	Desvio Pad.	16,75	16,25	15,52	13,07
2010	Média	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
	Desvio Pad.	4,3	4,27	4,15	3,62
2011	Média	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
	Desvio Pad.	3,91	3,67	3,51	3,02
2012	Média	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
	Desvio Pad.	5,16	4,89	4,75	3,85
2013	Média	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
	Desvio Pad.	3,22	2,96	2,6	1,94
2014	Média	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
	Desvio Pad.	9,07	8,64	8,16	6,16
2015	Média	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
	Desvio Pad.	7,19	7,25	7,2	6,43
2016	Média	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
	Desvio Pad.	6,38	6,41	6,42	5,41

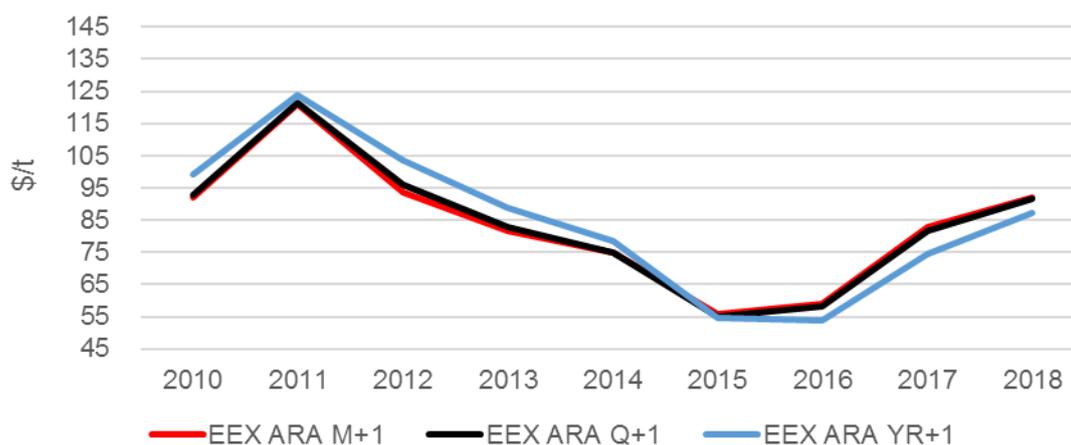
Ano	Estatísticas	Brent Spot	Brent M+1	Brent M+3	Brent M+12
2017	Média	54,19	54,74	54,89	54,88
	Mediana	54,05	54,49	54,83	54,7
	Máximo	66,54	67,02	66,09	63,2
	Mínimo	44,28	44,82	45,31	47,76
	Desvio Pad.	5,26	4,98	4,62	3,44
2018	Média	71,31	71,69	71,32	68,94
	Mediana	72,17	72,86	72,69	70,64
	Máximo	86,15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

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Intercontinental Exchange ICE e Reuters

Evolução das cotações a prazo do carvão EEX ARA

Seguindo a tendência de queda registada pelas cotações do carvão EEX ARA ⁶¹ (com entrega em M+1, Q+1 e Y+1) no período entre 2011 e 2015, a partir de 2016 ⁶² essas referências apresentaram uma tendência geral de alta (ver Figura 46).

**Figura 46. Média aritmética das cotações diárias dos contratos a prazo do carvão EEX ARA (\$/t).
2010-2018**



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EEX

⁶¹ Preços de carbono, ARA cif para o índice API2 Argus / McCloskey na European Energy Exchange (EEX).

⁶² À exceção, as referências ao termo no carvão EEX ARA para YR+1, o que representou uma certa estagnação em 2016.

Assim, enquanto que em 2011 a média do preço diária do contrato a prazo M+1 situou-se em 121,20 \$/t, essa média diminuiu até 55,83 \$/t em 2015 (-53,9% em comparação a 2011), aumentou até 91,81 \$/t em 2018 (+64,4% desde 2015).

Como fatores explicativos da evolução descendente mostrada pelas cotações a prazo do carvão EEX ARA entre 2011 e 2015, cabe mencionar, entre outros, a evolução descendente do preço do petróleo Brent, ou a diminuição global da procura desta fonte energética (em competição com outros combustíveis⁶³), a existência de reservas (grandes stocks na Europa e aumento dos carregamentos procedentes dos Estados Unidos), ou a concorrência entre carvões de diferentes fontes para o fornecimento nos portos ARA por exemplo, entre o carvão sul-africano e Colombiano). A partir de 2016⁶⁴, iniciou-se um aumento dos preços de referência dos contratos a prazo, que seriam influenciados pela redução da produção mundial de carvão, especialmente na China (produtora de 50% do carvão mundial), e o aumento da procura na Índia (segunda maior requerente de carvão em todo o mundo).

As tendências em direção ao consumo de combustíveis menos emissores ou o aumento do preço das licenças de emissão poderiam exercer pressão descendente sobre o preço do carvão. No entanto, grandes consumidores de carvão em todo o mundo, como a China e a Índia, continuam a manter o carvão como um elemento-chave do seu mix energético. A isto deve ser adicionado um alto volume de reservas comprovadas de carvão que suporiam um abastecimento de 80 anos no caso de China e 135 anos a nível mundial.

A Figura 47 reflete a evolução das referências de preço de carbono nos mercados da Europa, Pacífico e África. Neste gráfico, observa-se que, desde 2017, o diferencial de preço entre as três referências internacionais de carbono aumentou (API#3⁶⁵, API#2⁶⁶ e API#4⁶⁷), e que, embora as três mostrem uma tendência geral ascendente, esta tendência é mais pronunciada no caso de API#3. Da evolução do índice de referência do preço de carvão no Pacífico (API#3) constata-se que haveria uma maior procura deste imposto nesta zona geográfica do que na Europa (cujo índice de referência é o API#2), uma vez que havia incidido na procura europeia o substancial aumento que o aumento do preço das licenças de emissão de CO₂ teve sobre o funcionamento das centrais termoelétricas de carvão. Além disso, o facto do indicador de preço API#4 estar a cima do API#2 refletiria, de certo modo, numa maior procura de carvão no continente africano do que na Europa.

⁶³ A procura global por carvão caiu em 2015, pela primeira vez desde o final da década de 1990 (Fonte: World Energy Outlook 2016. Agência Internacional de Energia).

⁶⁴ Ano em que se começa a observar uma mudança de tendência nas cotações de contratos com vencimento mais próximo (M+1 e YR+1).

⁶⁵ API # 3: índice de preços FOB (Free-on-Board) de Newcastle, Austrália, com um poder calorífico de referência de 6700 kcal / kg e com um teor de enxofre inferior a 1%.

⁶⁶ API # 2: índice de preços de carbono CIF (Custos, Seguros e Frete) na região de Amsterdão, Roterdão e Antuérpia, com poder calorífico de referência de 6000 kcal / kg e com teor de enxofre inferior a 1%.

⁶⁷ API # 4: índice de preços FOB (Free-on-Board) de Richards Bay, África do Sul, com um poder calorífico de referência de 6000 kcal / kg e com um teor de enxofre inferior a 1%.

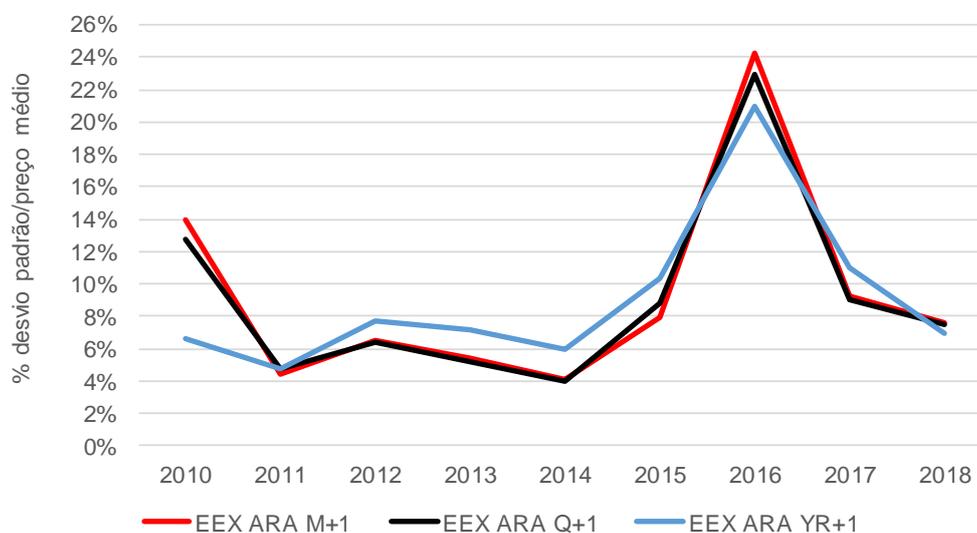
Figura 47. Evolução do preço do carvão nas suas referências API#2 (CIF Europa), API#3 (FOB Austrália) e API#4 (FOB África do Sul).



Fonte: elaboração própria a partir de dados de Reuters

Em relação ao desvio padrão (em termos percentuais da média aritmética) das cotações a prazo de carvão EEX ARA aumentou entre os anos 2014 e 2016, diminuindo posteriormente em 2017 e 2018. Assim, a volatilidade do contrato a prazo de carvão M+1 ficou num percentual máximo de 24,3% em 2016, reduzindo em 2018 até 7,6%.

**Figura 48. Volatilidade média das cotações diárias dos contratos a prazo de carvão EEX ARA.
2010-2018**



Fonte: elaboração própria a partir de dados de EEX

A Tabela 18 apresenta as estatísticas descritivas das cotações para o prazo do carvão EEX ARA (com entrega em M+1, Q+1 e Y+1), para o período entre 2010 e 2018.

Tabela 18. Estatísticas descritivas das cotações a prazo do carvão EEX ARA (\$/t). 2010-2018

Ano	Estatísticas	EEX ARA M+1	EEX ARA Q+1	EEX ARA YR+1
2010-2018	Média	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
	Desvio Pad.	20,27	20,57	22,59
2010	Média	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
	Desvio Pad.	12,81	11,82	6,6
2011	Média	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
	Desvio Pad.	5,43	5,73	5,84
2012	Média	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
	Desvio Pad.	6,07	6,16	7,94
2013	Média	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
	Desvio Pad.	4,4	4,34	6,4
2014	Média	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
	Desvio Pad.	3,1	2,98	4,71
2015	Média	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
	Desvio Pad.	4,43	4,82	5,64
2016	Média	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
	Desvio Pad.	14,38	13,34	11,28

Ano	Estatísticas	EEX ARA M+1	EEX ARA Q+1	EEX ARA YR+1
2017	Média	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
	Desvio Pad.	7,65	7,41	8,17
2018	Média	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
	Desvio Pad.	6,98	6,87	6,07

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EEX

No período 2010-2018, o preço médio do contrato a prazo de carvão M+1 EEX ARA foi de 83,78 \$/t. O preço máximo desse contrato situou-se em 131,25 \$/t em 4 de abril de 2011, enquanto que o preço mínimo (no período considerado) foi de 42,52 \$/t em 11 de fevereiro de 2016. As estatísticas descritivas dos contratos com entrega em três e doze meses são muito similares aos dos contratos M+1, oscilando a volatilidade para todos esses contratos (com entrega um mês, três e doze meses após a data de negociação) em torno a 20-23 \$/t, no período 2010-2018, com uma diminuição da volatilidade nos últimos dois anos considerados (até 6,98 para o contrato M+1 em 2018).

Evolução das cotações de gás natural

Se bem que no período 2013-2016 tanto o preço à vista como os preços a prazo de gás natural no ponto virtual National Balancing Point (NBP)⁶⁸ do Reino Unido tenham apresentado uma tendência descendente, a partir de 2016 registaram uma acentuada tendência ascendente. Desta forma, a média aritmética do preço à vista do gás natural em NBP passa de um valor de 11,82 £/MWh em 2016 para um valor de 20,62 £/MWh em 2018.

Por outro lado, as cotações a prazo (com entrega M+1, Q+1 e Y+1) de gás natural em NBP mostraram uma evolução similar, situando-se o preço médio do contrato com entrega a 12 meses em 18,88 £/MWh em 2018 (+44,6% em comparação a 2016).

Entre os fatores que teriam contribuído para o aumento das referências de preço do gás natural no PNB a partir de 2016, vale a pena mencionar, em termos gerais, o impacto do aumento do preço do petróleo nos contratos de gás indexados ao referido combustível, bem como o crescimento da procura mundial em 2017 e 2018. A esta situação adicionou-se uma progressiva redução da produção de gás no Mar do Norte e o

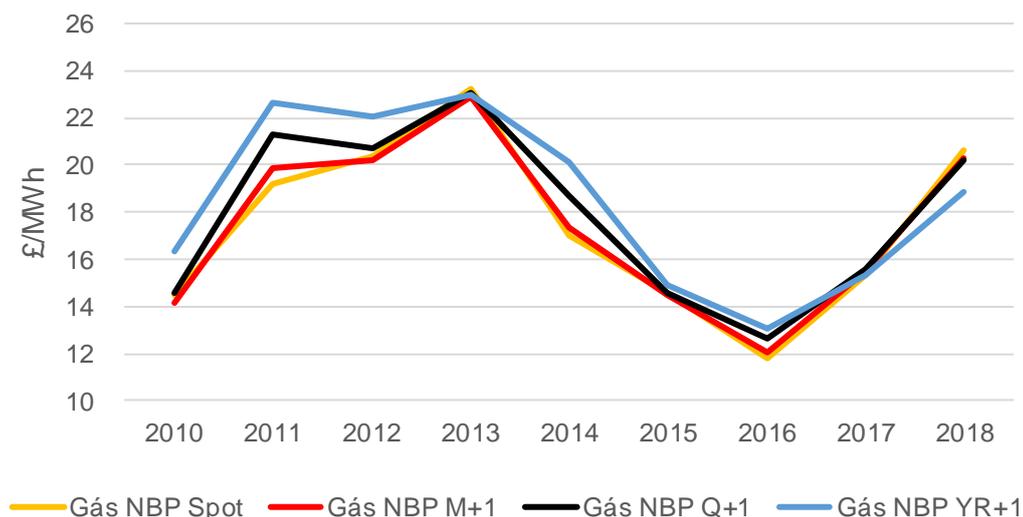
⁶⁸ Preços do gás natural no National Balancing Point (NBP) do ICE e da Reuters (considerando um fator de conversão de 1 Therm = 29,3 kWh).

progressivo esgotamento dos principais depósitos, como o de Groningen, que teria impulsionado a necessidade de maiores importações de gás (tanto por gasodutos como em forma de GNL).

Deve ser destacado o importante papel do comércio mundial de GNL nos próximos anos, caracterizado por maior flexibilidade, menos número de contratos a longo prazo, menor indexação aos preços de petróleo e maior desenvolvimento dos mercados secundários. O aumento da capacidade global de liquefação estima-se em 30% entre 2018 e 2023 (+140 bcm, dos quais os EUA serão os responsáveis por de 80 bcm). Esta situação tenderia a igualar as diferenças regionais de preços de gás.

Espera-se, no entanto, uma maior limitação no desenvolvimento de projetos de transporte de gás natural por gasoduto, que terão lugar principalmente na região de Eurásia, com destino à Europa e China.

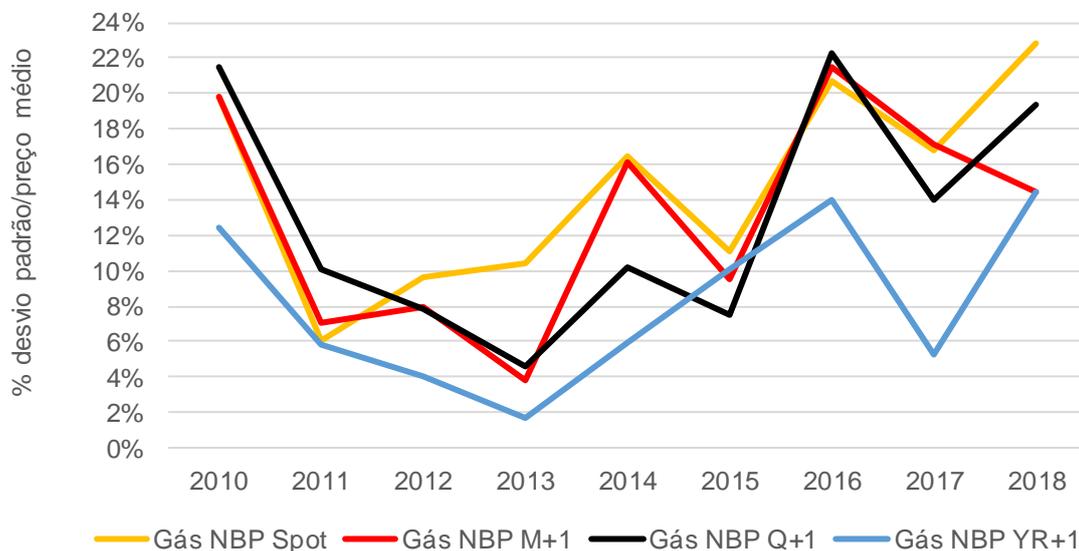
Figura 49. Média aritmético do preço à vista e das cotações diárias dos contratos a prazo de gás natural NBP (£/MWh). 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados ICE e Reuters

No que diz respeito ao desvio padrão (em termos percentuais sobre a média aritmética), observa-se (ver Figura 50) que esse parâmetro aumentou, entre 2011 e 2014, em relação ao preço à vista do gás natural, atingindo nesse último ano um percentual de 16,5% (mais de dez pontos percentuais em comparação a 2011). Desde o ano 2014, não é possível observar uma tendência definida na evolução do desvio padrão (em termos percentuais), com aumentos e diminuições continuados entre 2015 e 2018. No ano 2018, a variabilidade do preço à vista do gás natural em NBP é que verificou um maior aumento desde 2015 (+11,8 pontos percentuais).

Figura 50. Volatilidade média de preço à vista e das cotações diárias dos contratos a prazo de gás natural NBP. 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados ICE e Reuters

A Tabela 19 mostra a estatísticas descritivas do preço à vista e das cotações a prazo do gás natural em NBP (M+1, Q+1 e Y+1), para o período entre 2010 e 2018.

Tabela 19. Estatísticas descritivas de preço à vista e das cotações a prazo de gás natural em NBP (£/MWh). 2010-2018

Ano	Estatísticas	Gás NBP Spot	Gás NBP M+1	Gás NBP Q+1	Gás NBP YR+1
2010-2018	Média	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
	Desvio Pad.	4,37	4,06	4,2	3,83
2010	Média	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
	Desvio Pad.	2,87	2,8	3,13	2,03
2011	Média	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
	Desvio Pad.	1,17	1,4	2,15	1,33
2012	Média	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
	Desvio Pad.	1,95	1,6	1,63	0,89
2013	Média	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
	Desvio Pad.	2,41	0,88	1,05	0,38
2014	Média	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
	Desvio Pad.	2,81	2,81	1,9	1,19
2015	Média	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
	Desvio Pad.	1,61	1,39	1,09	1,51
2016	Média	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
	Desvio Pad.	2,45	2,59	2,81	1,83

*ESTUDO SOBRE COMPARAÇÃO DOS PREÇOS MIBEL (À VISTA E A PRAZO) COM OUTROS MERCADOS
EUROPEUS E A SUA RELAÇÃO COM O MERCADO ÚNICO*

Ano	Estatísticas	Gás NBP Spot	Gás NBP M+1	Gás NBP Q+1	Gás NBP YR+1
2017	Média	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
	Desvio Pad.	2,58	2,65	2,19	0,81
2108	Média	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
	Desvio Pad.	4,71	2,92	3,91	2,72

Fonte: elaboração própria a partir de dados ICE e Reuters

No período 2010-2018, o preço à vista médio do gás natural na NBP situou-se em 17,39 £/MWh, com um valor máximo de 78,5 £/MWh, registado em 22 de março de 2018, e um valor mínimo de 7,03 £/MWh, contabilizado em 12 de setembro de 2016. O desvio padrão, para o conjunto de período considerado, do preço à vista situou-se em 4,37 £/MWh.

No que respeita as cotações dos contratos a prazo de gás natural na NBP, M+1 e Q+1, as mesmas ficaram em média (no período considerado) em 17,40 £/MWh e 17,91 £/MWh, respetivamente. Foi registada um preço máxima de 26,52 £/MWh, em setembro de 2018 para o contrato M+1, e de 27,75 £/MWh, também em setembro de 2018, para o contrato Q+1. Por outro lado, foi registado um preço mínima de cerca de 9 £/MWh para ambos os contratos, em setembro de 2016.

Por outro lado, o período 2010-2018, o preço médio do contrato YR+1 foi de 18,49 £/MWh, com um preço máxima de 24,88 £/MWh, em agosto de 2011, e um preço mínima de 10,26 £/MWh, em abril de 2016.

Entre 2010 e 2018, a volatilidade do preço do gás natural na NBP situou-se em 4,37 £/MWh para à vista, em 4,1 £/MWh para os contratos M+1, em 4,2 £/MWh no caso dos contratos Q+1, e em 3,83 £/MWh para os contratos com entrega a YR+1. Nos dois últimos anos do período considerado, aumentou a volatilidade dos preços tanto à vista como dos contratos a prazo do gás natural em NBP. Assim, em 2018 a volatilidade de preço à vista situou-se em 4,71 £/MWh (+2,26 £/MWh em comparação a 2016).

[INICIO CONFIDENCIAL]

Figura 51.

Figura 52.

Tabela 20.

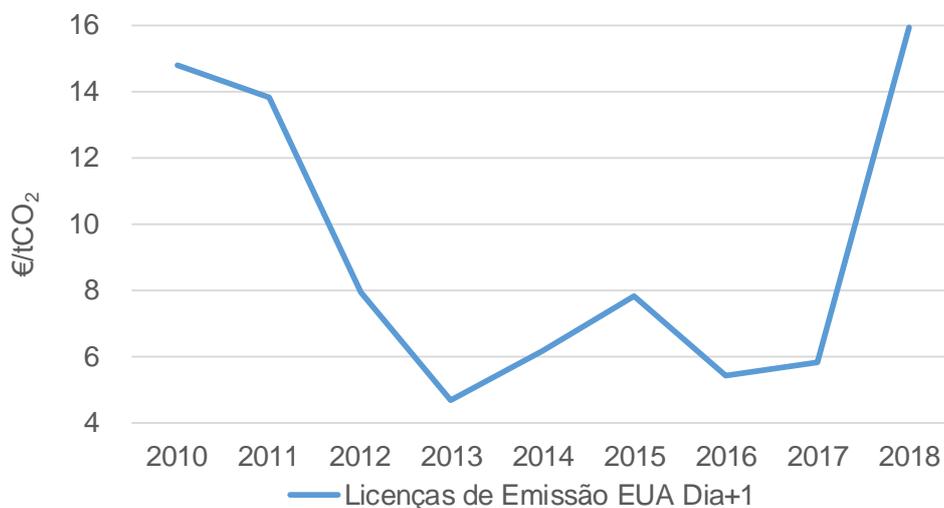
[FINAL CONFIDENCIAL]

Evolução das cotações das licenças de emissão de CO₂

Entre janeiro de 2010 e dezembro de 2013, a média das cotações a prazo dos contratos mensais de licenças de emissão de CO₂ com liquidação em dezembro⁶⁹ mostraram um comportamento descendente, passando de um valor médio de 14,82 €/tCO₂ em 2010 a um valor médio de 4,68 €/tCO₂ (-68,4%) em 2013. Pelo contrário, nos anos 2014 e 2015 o preço médio das licenças de emissão de CO₂ aumentou, embora não tenha atingido os valores registados em 2010 e 2011 (6,17 €/tCO₂ em 2014 e 7,8 €/tCO₂ em 2015). Em 2016 o preço médio dessas licenças diminuiu novamente para um valor de 5,4 €/tCO₂ (-30,8% em comparação a 2015). Entre 2017 e 2018, a média das cotações a prazo dos contratos mensais de licenças de emissão de CO₂ com liquidação em dezembro registou um forte crescimento, situando-se num preço médio de 15,96 €/tCO₂ em 2018 (+173% respeito a 2017).

⁶⁹ Preços das licenças de emissão de CO₂ no ICE (EUA).

Figura 53. Média aritmética das cotações diárias das licenças de emissão de CO₂ (€/tCO₂). 2010-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados ICE

Na evolução das cotações das licenças de emissão influem, entre outros fatores, a evolução dos preços dos mercados energéticos (energia elétrica e combustíveis) e a regulação. Neste sentido, desde o ano 2013 a regulação tem desempenhado um papel relevante na evolução das cotações das licenças de emissão em comparação com a evolução dos combustíveis energéticos.

Vale a pena mencionar o efeito ascendente sobre os preços das licenças de emissão de CO₂ que teve a proposta da Comissão de diferir o leilão de 900 milhões de licenças de emissão (EUA) entre 2013 e 2015 (procedimento de backloading), apoiada pelo Parlamento Europeu em 3 de julho de 2013. Por sua parte, em 8 de julho de 2015, o Parlamento Europeu aprovou o texto definitivo da proposta da reforma do mercado europeu de emissões, através da implementação do mecanismo de Reserva de Estabilidade do Mercado. Tal acordo supostamente deverá promover a implementação deste mecanismo até janeiro de 2019 (em vez do ano 2021), e incorporar no fundo de reserva de licenças de emissão de CO₂ as licenças procedentes do procedimento de “backloading”, bem como as licenças não atribuídas durante a fase 3 de negociação dessas licenças de emissão (2013-2020).

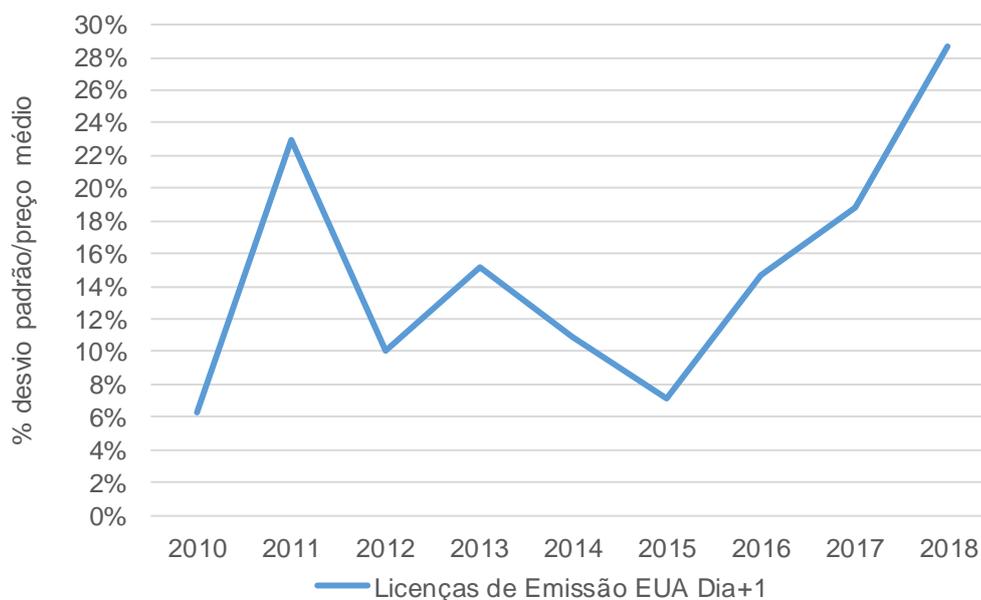
Em 2018, o regime de licenças de emissão para a chamada fase 4 (até 2030) foi revisto. Assim, em 27 de fevereiro de 2018, o Conselho Europeu aprovou a reforma do regime de comércio das licenças de emissão de CO₂ (RCLE-UE) para o período posterior a 2020, tendo como objetivo a redução de 43% das emissões de CO₂ dos sectores a que se aplica o RCLE-UE até 2030. Esta reforma, entre outros elementos, estabelece uma redução mais rápida do número de licenças de emissão (a partir de 2021 a redução será

de 2,2% anual, em vez de 1,74%) e o aumento (até ao fim de 2023) do número de licenças de emissão que serão colocados na reserva de estabilidade do mercado⁷⁰.

O compromisso da UE de reduzir as emissões de gases de efeito de estufa está plasmado na fixação de novos (e mais exigentes) objetivos a longo prazo, que incluem uma redução de, pelo menos 40% das emissões de gases de efeito de estufa para o ano 2030, em comparação com os níveis de 1990. Além disso, a UE está empenhada em reduzir, antes de 2050, as suas emissões de gases de efeito de estufa entre 80% e 95% em comparação com os níveis de 1990.

Paralelamente à tendência ascendente das cotações das licenças de emissão de CO₂, o desvio padrão dessas cotações (em termos percentuais sobre a média aritmética) também apresentou um comportamento ascendente em 2017 e 2018, situando-se em 18,8% em 2017 e em 28,6% em 2018.

Figura 54. Volatilidade média das cotações diárias das licenças de emissão de CO₂. 2010- 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados ICE

As estatísticas descritivas das licenças de emissão de CO₂ são apresentadas na Tabela 21. No período 2010-2018 o preço médio das licenças de emissão de CO₂ foi de 9,16 €/tCO₂, com um valor máximo de 25,23 €/tCO₂, registado em 10 de setembro de 2018, e um valor mínimo de 2,88 €/tCO₂, contabilizado em 17 de abril de 2014. A média dos desvios-padrão das licenças de emissão de CO₂, no período 2010-2016⁷¹, estava em torno de 1 €/tCO₂, aumentando esse valor de forma notável até atingir os 4,57 €/tCO₂ em 2018.

⁷⁰ O objetivo da reserva é corrigir o grande excedente de licenças de emissão que se acumulou no RCLE-UE.

⁷¹ O desvio padrão para o período 2010-2018 para os direitos de emissão de CO₂ foi de € 4,63 / tCO₂.

Tabela 21. Estatísticas descritivas de preço a prazo das licenças de emissão de CO2 (\$/tCO2) com liquidação em dezembro. 2010-2018

Ano	Estatísticas	Licenças de Emissão EUA Dia+1
2010-2018	Média	9,16
	Mediana	7,44
	Máximo	25,23
	Mínimo	2,88
	Desvio Pad.	4,63
2010	Média	14,82
	Mediana	14,97
	Máximo	16,92
	Mínimo	12,95
	Desvio Pad.	0,93
2011	Média	13,82
	Mediana	13,91
	Máximo	18,27
	Mínimo	6,86
	Desvio Pad.	3,18
2012	Média	7,93
	Mediana	7,86
	Máximo	10,31
	Mínimo	5,99
	Desvio Pad.	0,8
2013	Média	4,68
	Mediana	4,64
	Máximo	6,96
	Mínimo	2,88
	Desvio Pad.	0,71
2014	Média	6,17
	Mediana	6,18
	Máximo	7,54
	Mínimo	4,54
	Desvio Pad.	0,67
2015	Média	7,8
	Mediana	7,73
	Máximo	8,75
	Mínimo	6,55
	Desvio Pad.	0,56
2016	Média	5,4
	Mediana	5,32
	Máximo	8,21
	Mínimo	3,95
	Desvio Pad.	0,79

Ano	Estatísticas	Direitos de Emissão EUA Dia+1
2017	Média	5,84
	Mediana	5,33
	Máximo	8,21
	Mínimo	4,35
	Desvio Pad.	1,1
2018	Média	15,96
	Mediana	16
	Máximo	25,23
	Mínimo	7,66
	Desvio Pad.	4,57

Fonte: elaboração própria a partir de dados ICE

2.3.3 INDICADOR DO CUSTO VARIÁVEL MÉDIO A PRAZO ESTIMADO DE UM CCGT E DE UMA CENTRAL TÉRMICA DE CARVÃO (PREÇOS INTERNACIONAIS)

Nesta secção analisa-se a evolução da estimativa do custo variável médio a prazo de uma central de ciclo combinado de gás natural (CCGT) e de uma central de carvão, a bem como a sua comparação com o preço do contrato a prazo de eletricidade, para o mesmo período temporal. Desta forma, determina-se, para o período de análise, a margem estimada de produção com uma central de CCGT (“clean spark spread”), e com uma central de carvão (“clean dark spread”), na qual o custo variável incorpora o custo das emissões de CO₂.

O custo variável médio a prazo estimado de uma central de ciclo combinado de gás natural (CCGT) e de uma central de carvão proporciona uma orientação sobre o preço que podem ter as ofertas no mercado à vista de um CCGT e de uma central térmica de carvão.

O preço de um contrato a prazo de eletricidade com liquidação num determinado período reflete a estimativa do preço médio para esse período. Neste sentido, pode-se interpretar que, se o preço de um contrato a prazo estiver acima do indicador de custo variável a prazo estimado de um ciclo combinado (CCGT) ou de uma central térmica de carvão, o mercado espera que o preço marginal horário seja marcado em todas as horas do período (ou num número considerável delas) por centrais com ofertas mais caras que aquelas feitas por uma CCGT ou uma central térmica de carvão ou que as ofertas feitas por essas centrais serão feitas a preços superiores aos dos seus custos variáveis médios. Neste sentido, se não houver escassez de oferta no mercado, espera-se que o preço de um contrato a prazo de eletricidade,

com liquidação num determinado período, seja inferior ao indicador de custo variável médio a prazo estimado de uma CCGT e de uma central térmica de carvão⁷².

Figura 55. [INICIO CONFIDENCIAL]

[FINAL CONFIDENCIAL]

2.3.4 NEGOCIAÇÃO NOS MERCADOS A PRAZO

Na Tabela 22 mostra o volume negociado (em GWh) do contratos de carga base com liquidação financeira e horizonte temporal maior o igual a um mês (contratos mensais, trimestrais e anuais), com subjacente o preço à vista na Alemanha e em França (registados em ECC), e com subjacente o preço à vista em Espanha (negociados em OMIP, EEX e OTC⁷³), por mês de negociação (de Janeiro de 2014 a dezembro de 2018).

Em 2015, o volume negociado desses contratos com subjacente o preço à vista em Espanha (negociados no OMIP, EEX e OTC) foi cerca de 137.480 GWh, ficando a baixo do volume dos contratos equivalentes com subjacente o preço à vista na Alemanha e em França (registados no ECC), que foi de 1.603.297 GWh e 267.291GWh, respetivamente. Portanto, a negociação no mercado espanhol de contratos de carga base com liquidação financeira e horizonte temporal maior ou igual a um mês (contratos mensais, trimestrais e anuais), com subjacente o preço à vista nos referidos mercados, foi 11,7 e 1,9 vezes inferior ao volume de negociação dos contratos equivalentes com subjacente o preço à vista na Alemanha e França, respetivamente.

Em 2014, os volumes negociados nesses contratos totalizaram 287.449 GWh, 1.245.771 GWh e 70.681 GWh, nos mercados espanhol, alemão e francês, respetivamente. Assim, no ano 2015 houve uma redução da liquidez no mercado a prazo espanhol (-52,2%), o que não se verificou nos volumes negociados dos contratos com subjacente os preços à vista alemão e francês registados no ECC (+28,7% e +278,2%, na Alemanha e França, respetivamente).

Pelo contrário, em 2016 a liquidez do mercado a prazo espanhol apresentou uma melhoria em comparação com 2015. Assim, a negociação de contratos de carga base com liquidação financeira e horizonte temporal maior ou igual a um mês (contratos mensais, trimestrais e anuais) registou um aumento de 31,5%, em comparação a 2015, até situar-se em cerca de 180.677 GWh. Por outro lado, em 2016, a negociação desses mesmos contratos com subjacente o preço à vista na Alemanha e em França foi cerca de 2.536.901 GWh e 430.106 GWh, respetivamente (representou um aumento de 58,2% no caso de mercado alemão e

⁷² Em 2018, a geração térmica convencional marcou o preço diário de mercado em 16,30% das horas, enquanto as CCGTs marcaram o preço marginal de mercado em 4,74% das horas.

⁷³ Os dados de negociação OTC consideram tanto o OTC registado e o OTC não registado.

de 60,9% no caso de mercado francês). Por conseguinte, o aumento da liquidez no mercado a prazo espanhol não reduziu a diferença entre os volumes negociados com subjacente preço à vista na Alemanha e em França registados no ECC, que aumentaram ainda mais.

Em 2017, o volume negociado de contratos mensais, trimestrais e anuais com subjacente o preço à vista em Espanha negociados no OMIP, EEX e no mercado OTC, totalizou 128.745 GWh, representando uma redução de um 28,7% em comparação ao ano anterior. Esta tendência é ainda mais acentuada no caso dos mercados francês e alemão, com 1.793.826 GWh e 253.686 GWh negociados, respetivamente, em 2017, o que representou uma diminuição de 29,3% no caso dos produtos com subjacente alemão e 41% no caso dos produtos negociados com subjacente francês.

Em 2018, os volumes negociados dos contratos acima mencionados, tanto para o mercado espanhol, como para os mercados alemão e francês. O volume de contratos com liquidação financeira e horizonte temporal maior ou igual a um mês totalizou, em 2018, 148.326 GWh, 1.928.277 GWh e 287.267 GWh, para os produtos com subjacente espanhol, alemão e francês, respetivamente. Isso significa um aumento, em comparação com 2017, de 15,2% (subjacente espanhol), 7,5% (subjacente alemão) e 13,2% (subjacente francês).

Tabela 22. Volume de contratos mensais, trimestrais e anuais com subjacente o preço à vista na Alemanha e em França (registados no ECC e OMIClear) e com subjacente o preço à vista em Espanha negociados no OMIP, EEX e OTC (GWh). 2014-2018

Mês de negociação	Espanha Volume negociado (GWh)	Alemanha Volume negociado (GWh)	França Volume negociado (GWh)
janeiro-2014	42 589	103 682	1 730
fevereiro-2014	31 484	90 542	1 829
março-2014	27 419	112 959	1 864
abril-2014	22 342	90 343	3 019
maio-2014	28 220	53 371	3 459
junho-2014	22 442	77 053	3 505
julho-2014	21 908	118 479	4 352
agosto-2014	4 752	76 228	3 197
setembro-2014	26 577	127 421	6 304
outubro-2014	25 683	115 699	10 261
novembro-2014	19 800	133 819	14 926
dezembro-2014	14 233	146 174	16 234
janeiro-2015	14 832	152 113	18 541
fevereiro-2015	13 699	155 066	19 007
março-2015	13 484	149 817	19 256
abril-2015	11 412	99 858	21 625
maio-2015	10 144	103 461	16 021
junho-2015	8 830	123 015	17 045
julho-2015	5 548	110 194	16 667
agosto-2015	6 612	118 485	16 014
setembro-2015	9 717	134 895	27 148
outubro-2015	10 943	158 159	31 672
novembro-2015	14 818	165 882	33 353
dezembro-2015	17 441	132 353	30 940
janeiro-2016	18 586	212 511	40 733
fevereiro-2016	19 987	190 970	30 079
março-2016	12 959	163 904	32 328
abril-2016	20 549	257 326	58 339
maio-2016	13 241	176 254	33 484
junho-2016	15 011	260 533	31 720
julho-2016	11 455	167 367	21 279
agosto-2016	6 775	129 998	13 380
setembro-2016	15 123	234 949	44 002
outubro-2016	20 214	256 104	52 988
novembro-2016	11 640	292 783	41 935
dezembro-2016	15 137	194 200	29 840

Mês de negociação	Espanha	Alemanha	França
	Volume negociado (GWh)	Volume negociado (GWh)	Volume negociado (GWh)
janeiro-2017	10 844	214 598	14 811
fevereiro-2017	7 182	142 029	10 593
março-2017	15 255	212 206	18 236
abril-2017	8 270	161 841	12 492
maio-2017	11 228	166 993	18 419
junho-2017	14 044	109 919	16 655
julho-2017	8 516	94 721	14 411
agosto-2017	9 163	101 209	20 288
setembro-2017	11 058	160 695	33 754
outubro-2017	12 003	146 843	35 900
novembro-2017	9 608	149 751	34 623
dezembro-2017	11 574	133 022	23 504
janeiro-2018	9 833	142 937	20 329
fevereiro-2018	11 373	163 356	22 335
março-2018	7 672	136 061	21 408
abril-2018	10 237	127 065	17 705
maio-2018	13 739	168 521	17 982
junho-2018	12 905	129 326	20 958
julho-2018	13 152	124 627	16 523
agosto-2018	5 743	146 726	23 108
setembro-2018	19 006	226 794	36 383
outubro-2018	14 446	194 609	32 235
novembro-2018	13 720	215 528	30 857
dezembro-2018	16 502	152 727	27 443

Fonte: elaboração própria a partir de dados das agências de intermediação, OMIP-OMIClear e EEX-ECC

A Tabela 23 mostra a posição aberta (em MW) sobre contratos de carga base mensais, trimestrais e anuais⁷⁴, por mês de liquidação, com subjacente os preços à vista na Alemanha, França e Espanha.

Em termos médios, a posição aberta do volume registado nos contratos de carga base mensal, trimestral e anual com o preço à vista subjacente em Espanha e liquidação em 2018, foi de 1.324 MW na OMIClear, 873 MW registados na BME Clearing e 5.576 MW registada no ECC, o que representa uma redução de 10,6%, 20,6% e 5,2%, respetivamente, em relação à posição aberta registada nos contratos de liquidação acima mencionados em 2017.

No caso dos contratos equivalentes com subjacente o preço à vista na Alemanha e França registados em ECC, a posição aberta média desses contratos com liquidação em 2018 foi de 162.561 MW e 29.227 MW, respetivamente. Isto representa uma redução de 9,4% e de 12,9%, respetivamente, em relação à posição aberta registada nos contratos equivalentes com liquidação em 2017.

⁷⁴ Contratos que são liquidados todos os dias do mês.

Tabela 23. Posição aberta de contratos mensais, trimestrais e anuais com subjacente o preço à vista em Espanha, França e Alemanha registada nas CCPs do OMIClear, BME Clearing e ECC, por mês de liquidação. 2014-2018

Mes de liquidação	Espanha			Alemanha	França
	Posição Aberta (MW) OMIClear	Posição Aberta (MW) BME Clearing	Posição Aberta (MW) EEX-ECC	Posição Aberta (MW) EEX-ECC	Posição Aberta (MW) EEX-ECC
janeiro-2014	1 218	543	0	58 446	1 183
fevereiro-2014	1 128	728	0	59 772	2 182
março-2014	1 381	792	0	57 193	1 262
abril-2014	1 315	858	10	51 703	1 086
maio-2014	1 835	554	50	51 705	899
junho-2014	1 580	744	100	51 622	1 022
julho-2014	1 789	930	40	57 406	1 216
agosto-2014	2 436	923	255	59 784	1 084
setembro-2014	1 862	996	125	60 332	971
outubro-2014	1 321	678	65	64 027	2 065
novembro-2014	2 494	950	135	69 499	2 552
dezembro-2014	2 780	863	130	70 398	2 817
janeiro-2015	2 379	389	130	68 090	5 783
fevereiro-2015	1 916	654	215	74 869	6 482
março-2015	1 895	537	380	75 471	7 925
abril-2015	1 731	600	510	75 013	8 641
maio-2015	1 761	621	437	62 564	8 466
junho-2015	1 900	504	501	65 079	6 896
julho-2015	1 575	829	610	65 313	7 807
agosto-2015	1 728	726	799	70 601	9 722
setembro-2015	1 601	774	857	69 196	8 762
outubro-2015	1 693	855	1 166	77 349	15 293
novembro-2015	1 496	693	1 272	85 132	15 473
dezembro-2015	1 686	777	2 035	88 532	14 967
janeiro-2016	1 125	759	1 407	98 554	19 632
fevereiro-2016	1 278	857	1 514	103 321	21 479
março-2016	1 971	1 093	1 957	101 594	21 385
abril-2016	1 902	1 392	2 382	91 768	17 088
maio-2016	1 626	1 147	2 681	90 489	15 005
junho-2016	1 652	1 197	3 798	92 015	16 875
julho-2016	2 444	1 560	4 389	94 808	17 342
agosto-2016	2 079	1 132	4 810	93 170	15 840
setembro-2016	2 160	1 221	4 929	93 584	16 740
outubro-2016	1 952	1 199	3 967	102 851	22 613
novembro-2016	2 108	1 628	5 218	107 209	26 399
dezembro-2016	2 285	1 679	6 120	112 755	30 187

Mes de liquidação	Espanha			Alemanha	França
	Posição Aberta (MW) OMIClear	Posição Aberta (MW) BME Clearing	Posição Aberta (MW) EEX-ECC	Posição Aberta (MW) EEX-ECC	Posição Aberta (MW) EEX-ECC
janeiro-2017	1 722	1 211	5 045	187 156	34 303
fevereiro-2017	1 847	974	5 813	193 191	36 000
março-2017	1 751	1 098	5 446	194 239	36 730
abril-2017	1 463	1 123	4 454	177 204	33 090
maio-2017	1 245	976	4 819	177 017	30 438
junho-2017	1 282	949	5 913	179 455	31 476
julho-2017	1 413	529	6 722	174 814	31 557
agosto-2017	1 341	1 150	6 455	171 976	29 201
setembro-2017	1 411	1 124	7 257	174 006	30 524
outubro-2017	1 548	1 439	5 366	173 417	33 699
novembro-2017	1 422	1 244	6 506	174 911	37 127
dezembro-2017	1 318	1 384	6 748	175 222	38 602
janeiro-2018	1 316	839	4 678	152 268	24 751
fevereiro-2018	1 289	742	5 474	157 214	30 119
março-2018	1 511	1 221	6 491	169 509	34 128
abril-2018	1 687	1 215	6 146	161 724	28 711
maio-2018	1 497	968	5 867	156 236	25 658
junho-2018	1 481	723	5 693	150 488	24 202
julho-2018	1 142	795	4 489	157 088	25 098
agosto-2018	1 090	736	4 969	161 597	27 016
setembro-2018	1 071	746	5 398	164 144	29 606
outubro-2018	1 100	790	5 487	173 835	34 538
novembro-2018	1 408	923	5 494	171 677	33 202
dezembro-2018	1 291	782	6 720	174 948	33 694

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP e EEX

2.4 ANÁLISE EX POST DOS PRÉMIOS DE RISCO (DIFERENÇA ENTRE OS PREÇOS A PRAZO DA ELETRICIDADE E O PREÇO MÉDIO DO MERCADO DIÁRIO CORRESPONDENTE)

Para poder comparar a prémio de risco ex post em cada um dos mercados considerados (Espanha, Alemanha e França), foi calculado o prémio de risco para os produtos mensais⁷⁵ com liquidação nos meses compreendidos entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018, usando o preço de referência do último dia de negociação⁷⁶ do mesmo.

A Figura 56 mostra a evolução do prémio de risco ex post dos contratos mensais em Espanha, Alemanha e França, desde janeiro de 2010 até dezembro de 2018. O prémio de risco é definido como a diferença entre o preço do contrato de carga base mensal (último dia de negociação), no seu respetivo mercado

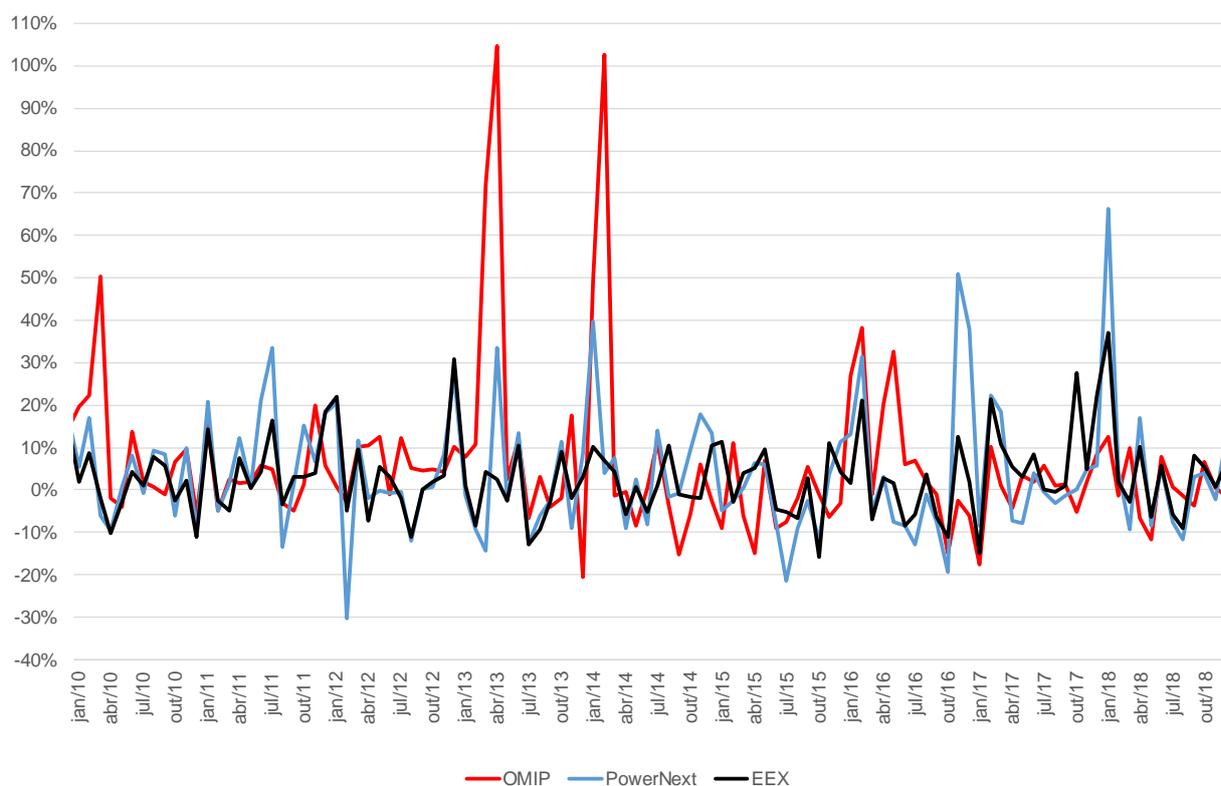
⁷⁵ Para calcular o prémio ex post, o contrato mensal é utilizado para maior liquidez em relação às demais referências de longo prazo (contratos trimestrais e anuais).

⁷⁶ Para o cálculo do prémio ex post, o último dia de negociação do contrato é considerado como o dia mais próximo do início da liquidação do mesmo, o que reduz erros na previsão.

organizado a prazo, e o preço médio do mercado diário do período em questão, expresso em termos percentuais (diferença sobre o preço médio do mercado diário).

Para o período analisado, o prêmio de risco médio dos contratos mensais com subjacente o preço de mercado espanhol foi superior ao registado para os contratos mensais com subjacente tanto o preço à vista alemão como o preço à vista francês.

**Figura 56. Prémio de risco dos Contratos Mensais em Espanha, Alemanha e França. Janeiro 2010-
dezembro 2018**



Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP e EEX

Assim, em Espanha, no período compreendido entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018, o preço dos contratos a prazo com liquidação mensal foi, em média, 6% (prémio de risco) superior ao preço à vista finalmente registado em cada um dos meses considerados. Por outro lado, em França e na Alemanha, esse prémio de risco foi, em média, para o mesmo período, 3,7% e 2,8%, respetivamente (ver Figura 24). Da mesma forma, a partir da análise estatística realizada, conclui-se que a dispersão (desvio padrão) nos prémios de risco também foi maior no mercado espanhol do que na Alemanha e na França.

Tabela 24. Estatísticas descritivas do Prémio de Risco (diferença entre o preço de referência do contrato carga base mensal no seu último dia de negociação e o preço médio de mercado diário), em percentagem sobre o preço médio de mercado diário. 2010-2018

2010-2018	Estatísticas	Espanha	França	Alemanha
	Média	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%
	Desvio Padrão	18,9%	14,6%	9,2%
	Assimetria*	3,20	1,30	0,93
	Achatamento**	15,86	6,13	4,74

Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIP e EEX

Outro aspecto que cabe destacar é que existe uma maior correlação entre a evolução do prémio de risco ex post dos contratos mensais em França e em Alemanha, que com a prémio de risco ex post dos mesmos contratos, pero com subjacente espanhol.

Tabela 25. Matriz de correlações do prémio de risco ex post dos contratos mensais⁷⁷ (Alemanha, França e Espanha). 2010-2018

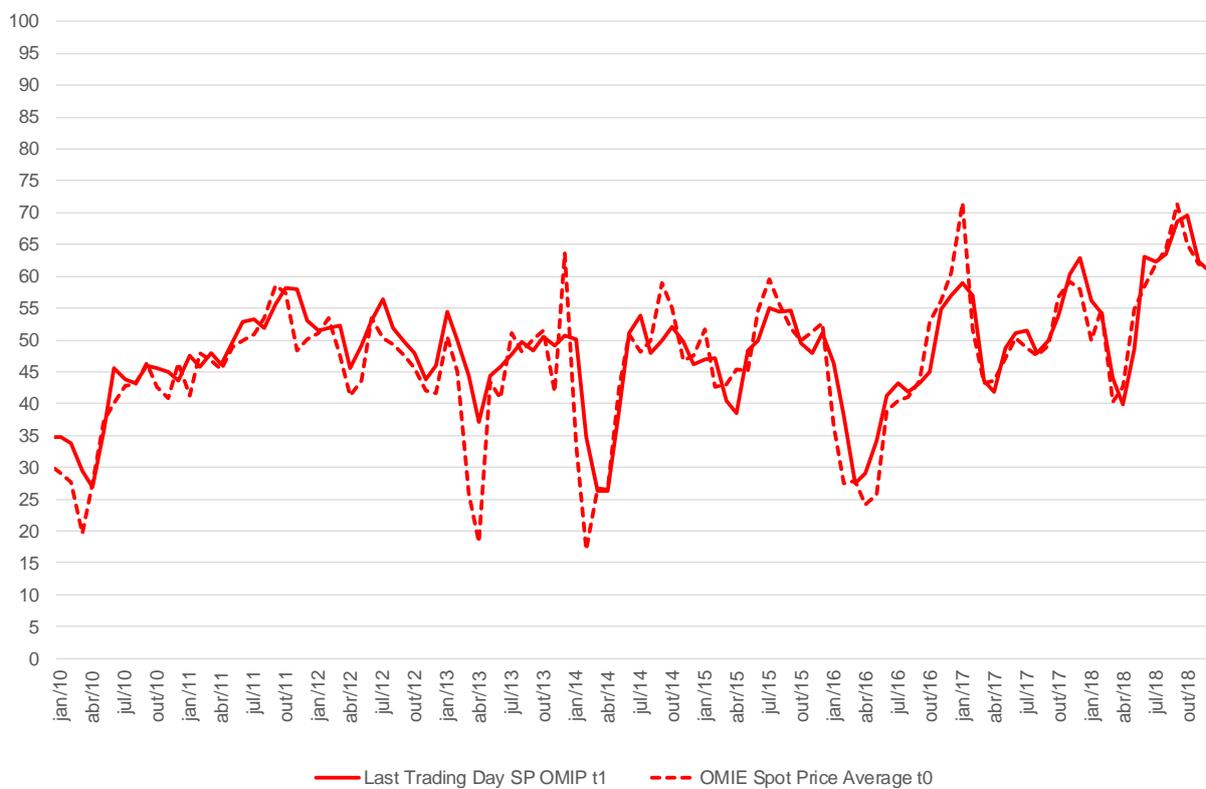
	Espanha	França	Alemanha
Espanha	1		
França	0,2286*	1	
Alemanha	0,1627	0,7095*	1

*Significativo em 5%.

Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIP e EEX

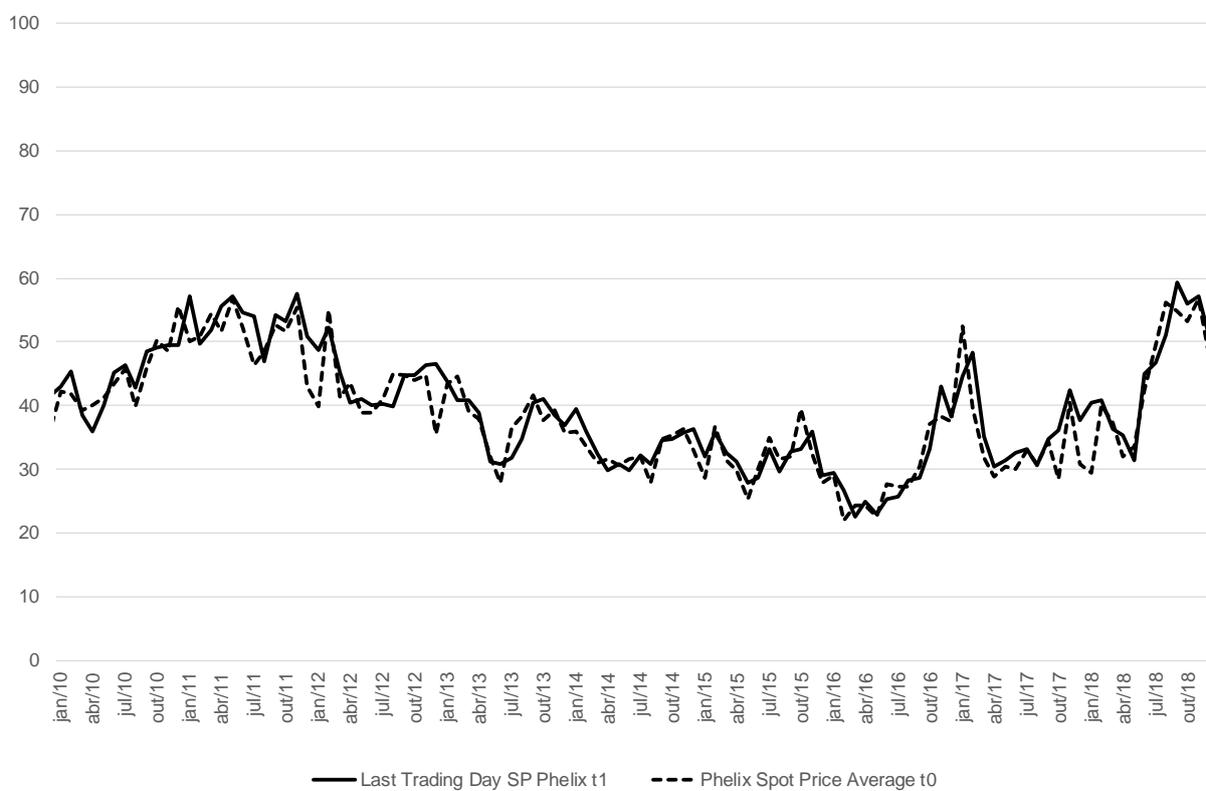
⁷⁷ A matriz de correlação foi feita com base no prémio de risco definido como a diferença em € / MWh entre o preço do contrato de carga base mensal em seus respetivos mercados futuros organizados (último dia de negociação) e o preço médio diário de mercado. do período em questão.

Figura 57. Cotações do último dia de negociação dos contratos mensais e preço médio à vista (do mês de liquidação) em Espanha. Janeiro 2010-dezembro 2018



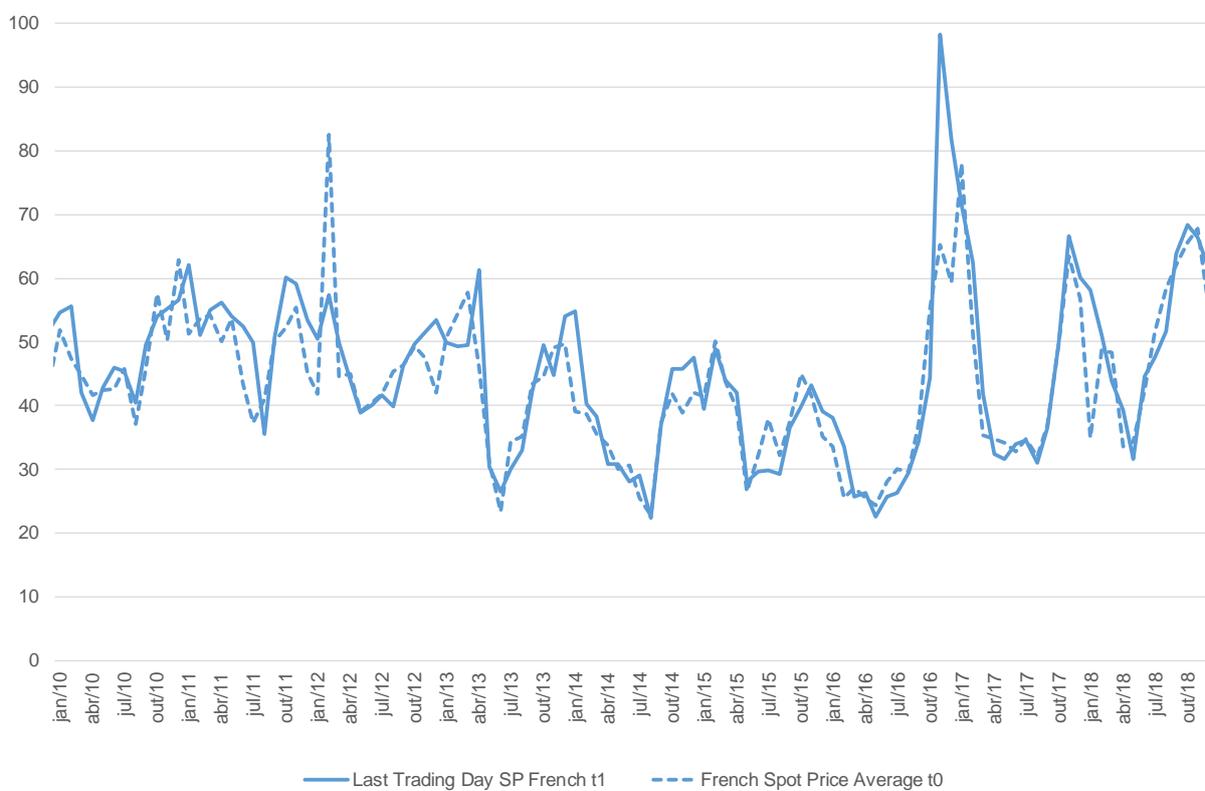
Fonte: elaboração própria a partir de dados de OMIP

Figura 58. Cotações do último dia de negociação dos contratos mensais e preço médio à vista (do mês de liquidação) na Alemanha. Janeiro 2010-dezembro 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados de EEX

Figura 59. Cotações do último dia de negociação dos contratos mensais e preço médio à vista (do mês de liquidação) em França. Janeiro 2010-dezembro 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados de EEX

2.4.1 FATORES EXPLICATIVOS DO PRÉMIO DE RISCO A PRAZO

Esta secção analisa os fatores que poderiam explicar a evolução do prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade. Em particular, são analisadas as variáveis explicativas propostas no trabalho de Redl e Bunn (2013), que se foca na análise dos fatores determinantes do prémio de risco dos contratos a prazo elétricos na EEX⁷⁸, e completa-se a análise com a consideração de outros fatores explicativos adicionais aos propostos no referido trabalho.

Redl e Bunn identificam os seguintes fatores como determinantes do prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade carga base com subjacente o preço à vista alemão: (i) a margem existente entre a produção e a procura, (ii) a volatilidade do preço diário da eletricidade, (iii) a volatilidade do preço diário do Brent e (iv) o prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade carga base com subjacente o preço à vista alemão no mês anterior.

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

Adicionalmente aos fatores propostos no trabalho supramencionado, nesta secção são considerados e analisados outros determinantes do prémio de risco ex post dos preços a prazo de eletricidade: o volume de contratos a prazo negociados nos mercados organizados (OMIP e EEX) e no mercado OTC, o volume da posição aberta no mercado organizado do OMIP e o volume negociado nos leilões regulados do OMIP e CESUR.

Para realizar a análise, os fatores explicativos são agrupados em várias categorias: fundamentais, comportamento do preço à vista, poder de mercado, efeitos dinâmicos, choques estocásticos de oferta e de procura, liquidez de mercado a prazo e aspetos regulatórios.

O trabalho de Redl e Bunn (2013) assume expectativas míopes ou adaptativas, ou seja, os participantes do mercado são influenciados por eventos passados e presentes no mercado à vista. Isso significa que os agentes fazem as suas previsões sobre o prémio de risco futuro com base nos valores registados pelas variáveis explicativas no passado⁷⁹.

FUNDAMENTAIS

Hipótese 1: Aumentos nos prémios de risco do gás produziram reduções nos prémios de risco dos contratos a prazo de eletricidade.

Dada a grande importância das tecnologias de produção fóssil, o prémio de risco dos contratos elétricos poderia ser influenciado diretamente pelo prémio de risco do mercado de gás.

Assumindo a hipótese inicial de que os agentes têm expectativas curto prazo ou adaptativas, um aumento no prémio de risco de gás no momento $t-1$ (motivada por um preço à vista de gás, no momento $t-1$, inferior às expectativas) poderia implicar que os preços a prazo dos contratos elétricos no momento t diminuíssem e, conseqüentemente, que se registaria uma diminuição nos prémios de risco dos contratos elétricos. Assim, seria esperado que as variações no prémio de risco de gás fossem inversamente proporcionais às variações no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão negativo).

Hipótese 2: Uma relação negativa entre a margem de produção (definida como a percentagem da procura coberta por energia procedente de fontes renováveis), no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) e a prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade no mês de liquidação (T).

Uma diminuição na produção de eletricidade a partir de fontes renováveis aumentaria a margem de produção mediante tecnologias térmicas no mês anterior à liquidação do contrato (t). Essa redução

⁷⁹ Em contraste, assumir expectativas racionais implica que os agentes façam as previsões sobre o prémio de risco futuro com base nas previsões das variáveis explicativas (considerando o conjunto de informações disponíveis no momento de fazer a previsão).

indicaria uma relativa escassez de capacidade, o que poderia levar a uma maior volatilidade dos preços à vista.

Tendo em conta o ajuste adaptativo das previsões dos agentes de mercado, a diminuição da produção mediante energia procedente de fontes renováveis no mês anterior à liquidação do contrato (t) poderia provocar um aumento dos preços a prazo e, conseqüentemente, o prémio de risco.

Assim, seria esperado que as variações na percentagem de produção mediante energia procedente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) fossem inversamente proporcionais às variações no prémio de risco de eletricidade (coeficiente de regressão negativo).

COMPORTAMENTO DO PREÇO À VISTA

Hipótese 3: O maior desvio padrão (volatilidade), maior/menor prémio de risco nos mercados a prazo.

Expectativas adaptativas são assumidas com relação à avaliação do risco de mercado. Portanto, a volatilidade dos preços no mercado à vista no mês anterior à liquidação do contrato a termo (t) é utilizada pelos agentes como proxy para a volatilidade dos preços previstos no mês de liquidação (T).

Os produtores poderiam aumentar sua posição de venda nos mercados a prazo, com o objetivo de reduzir a sua exposição à volatilidade do preço à vista e, portanto, a variabilidade dos seus lucros. Volatilidade excessiva nos seus lucros poderia ter um impacto sobre os seus custos financeiros (ver Bessembinder e Lemmon, 2002⁸⁰).

Por tanto, se perante um aumento da volatilidade dos preços à vista ocorresse um aumento das posições de venda no mercado a prazo (devido a um aumento da procura de necessidades de cobertura pelos agentes produtores), o que geraria uma pressão em baixa sobre os preços a prazo que diminuiria o prémio de risco dos contratos. Deste modo, o aumento da volatilidade dos preços à vista seria inversamente proporcional ao prémio de risco dos contratos a prazo (coeficiente de regressão negativo).

No entanto, esta hipótese também poderia ser de sinal contrário (coeficiente de regressão positivo), se perante um aumento da volatilidade dos preços à vista houver um aumento das posições de compra no mercado a prazo (aumento da procura de cobertura retalhista para cobrir o risco de preço de venda fixo aos seus consumidores finais), ocorreria uma pressão em alta sobre os preços a prazo, que seria refletida num aumento do prémio de risco dos contratos. Portanto, o coeficiente de regressão entre o aumento da volatilidade dos preços à vista e o prémio de risco dos contratos a prazo seria, neste caso, 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.

Hipótese 4: Aumentos no preço à vista do Brent produziria um aumento do prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade.

Como os preços de muitos produtos energéticos são indexados ao preço do petróleo, é plausível que os agentes do mercado elétrico sejam influenciados pela evolução do preço desta matéria-prima.

Considerando a hipótese de inicial de que os agentes no mercado possuem expectativas adaptativas, o aumento de preço à vista do Brent no mês anterior à liquidação do contrato (t), em comparação ao mês anterior (t-1), poderia provocar um aumento dos preços a prazo no mês anterior ao da sua liquidação (t) e, conseqüentemente, prémios de risco.

Portanto, poder-se-ia esperar que as variações no preço à vista do Brent fossem diretamente proporcionais às variações no prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade (coeficiente de regressão positivo).

PODER DE MERCADO

Hipótese 2 bis: O exercício do poder de mercado influencia negativamente o prémio de risco.

Os produtores com capacidade para aumentar os preços no mercado à vista podem exigir um prémio de risco mais alto para vender a prazo. Se a produção mediante energia procedente de Fontes renováveis é elevada, o exercício de poder de mercado dos produtores dominantes é menor, na medida em que estas tecnologias não são podem ser geridas e deixam menos margem para a cobertura da procura com fontes de energia convencionais, que, em maior medida, pertencem aos operadores dominantes. Portanto, a diminuição da margem de produção (definido como a percentagem de procura coberta por fontes de energia renováveis), poderia gerar situações passíveis de exercício de poder de mercado, na medida que aumentaria a procura dirigida à produção de eletricidade de origem térmica.

Da mesma forma, os compradores poderiam considerar o poder de mercado dos geradores como uma fonte de risco adicional, o que poderia aumentar a sua disposição a pagar prémios de risco maiores por contratar a prazo.

Uma diminuição percentual da procura coberta por fontes de energia renováveis no mês anterior ao de liquidação do contrato (t), provocaria um aumento do poder de mercado ao aumentar a margem de produção mediante tecnologias térmicas. Portanto, assumindo a hipótese inicial de que os agentes têm expectativas de curto prazo ou adaptativas, um aumento no poder de mercado, medido através da redução de percentagem de procura coberta com fontes de energia renováveis no mês anterior ao de liquidação do contrato (t), poderia provocar um aumento dos preços a prazo e, conseqüentemente, o prémio de risco. Assim, seria esperado que uma diminuição da percentagem de procura coberta por energia de fontes renováveis (margem de produção) no mês anterior ao da liquidação do contrato (t), se refletisse num

aumento do poder de mercado, tendo uma relação inversamente proporcional com as variações no prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade (coeficiente de regressão negativo).

EFEITOS DINÁMICOS

Hipótese 5: Aumentos nos preços à vista no mês anterior à liquidação do contrato a prazo, aumentarão o prémio de risco do referido contrato (efeitos dinâmicos).

Os preços do contrato mensal mais próximo da data de vencimento mostram uma correlação elevada com os preços à vista no último mês de negociação do contrato.

Em particular, para o período de janeiro 2010 a dezembro de 2018 observa-se que um aumento de 1 €/MWh no preço médio do mercado diário durante o último mês de negociação do contrato a prazo mensal M+1 aumentaria o preço desse contrato em cerca de 0,69 €/MWh.

Define-se como base (Bt) a diferença entre o preço do contrato mensal M+1 no seu último dia de negociação (t) e o preço médio de mercado diário durante o último mês de negociação desse contrato a prazo (t). Enquanto os preços à vista influenciarem os preços do contrato mensal mais próximo do vencimento, uma relação positiva entre a base (Bt) e o prémio de risco seria esperada.

Portanto, seria esperado que as variações na base (Bt) fossem diretamente proporcionais às variações no prémio de risco ex post (coeficiente de regressão positivo).

CHOQUES ESTOCÁSTICOS NA OFERTA E NA PROCURA

Hipótese 6: Choques de oferta (de procura) aumentam (diminuem) o prémio de risco do contrato a prazo de eletricidade.

A variável utilizada para quantificar os choques estocásticos, tanto de oferta como de procura, é a margem de produção no mês de liquidação do contrato (T) (percentagem de procura coberta com energias renováveis). Essa margem de produção aumenta quando é registado um aumento na produção renovável ou quando diminui a procura.

Se, *ceteris paribus*, o consumo é inesperadamente alto no mês de liquidação do contrato (T), a percentagem de procura coberta com fontes de energia renováveis (margem de produção) será reduzida. A redução da produção através de fontes de energia renováveis seria refletida num aumento não previsto dos preços à vista (que poderia exceder a dos preços a prazo), produzindo uma redução do prémio de risco ex post.

Assim, seria de se esperar que os choques de procura fossem diretamente proporcionais às variações no prémio de risco (coeficiente de regressão positivo).e Da mesma forma, se, *ceteris paribus*, a produção

utilizando fontes de energia renováveis é inesperadamente alta no mês de liquidação do contrato (T), a percentagem de procura coberto por essas fontes (margem de produção) aumentaria, o que seria refletido em uma redução nos preços à vista (podendo cair abaixo dos preços a prazo), o que provocaria um aumento do prémio de risco ex post.

Portanto, seria esperado que os choques de oferta fossem diretamente proporcionais às variações no prémio de risco (coeficiente de regressão positivo).

Existe uma relação diretamente proporcional entre a margem de produção (percentual da procura coberta com fontes renováveis de energia) no momento da liquidação do contrato a termo (T) e o prémio de risco ex post do referido contrato (coeficiente de regressão positivo, tanto se há um choque de oferta e como se de procura).

LIQUIDEZ DO MERCADO A PRAZO

Hipótese 7: quanto maior a liquidez dos mercados a termo (maior volume negociado), menor o prémio de risco do contrato de energia direta.

Em mercados relativamente líquidos e com um número elevado de agentes heterogéneos, teoricamente o preço médio de um contrato a prazo deve tender ao valor de preço à vista médio no período de liquidação do contrato, o que geraria prémios de risco reduzidos.

Portanto, seria de esperar que aumentos na liquidez dos mercados a prazo fossem inversamente proporcionais a reduções no prémio de risco (coeficiente de regressão negativo).

Hipótese 8: Maior volume de posição aberta, maior/menor prémio de risco do contrato a prazo de eletricidade.

Se o volume da posição aberta no início do período de liquidação do contrato a prazo fosse igual ao volume negociado, e esse volume correspondesse totalmente a novas contratações que não desfazem posições previas, os agentes estariam a participar nos mercados a prazo com o objetivo de eliminar parcial ou totalmente riscos semelhantes aos registados nas suas posições no mercado à vista ou nas suas posições físicas. Por outro lado, se o volume da posição aberta fosse nulo, pois todo o volume de negociação é orientado para o feche de posições previas e não para nova contratação, os agentes estariam a atuar no mercado não com o objetivo de cobertura das suas posições físicas, se não com o objetivo de obter

benefícios se a evolução dos preços a prazo fosse de acordo com as suas expectativas (Ver Lucía e Pardo, 2010⁸¹).

Um aumento da volatilidade do preço à vista pode ser refletido num aumento da posição aberta no mercado a prazo, uma vez que os agentes com posições físicas (produtores e comercializadores) teriam um incentivo para participar no mercado a prazo para realizar uma cobertura do risco de preço dessas posições. No entanto, o impacto sobre o prémio de risco do contrato a prazo variaria em função do perfil do agente que estiver a tomar a posição no mercado a prazo.

No caso de serem produtores que aumentassem a sua posição de venda no mercado a prazo, e mantiverem essa posição até o momento de liquidação do contrato, poderia gerar-se um cenário de pressão descendente sobre os preços dos contratos a prazo que se veria refletida numa redução do prémio de risco. Portanto, neste caso, um coeficiente de regressão negativo seria esperado entre o aumento do volume de posições abertas no mercado a prazo e a redução do prémio de risco de contratos futuros.

Pelo contrário, se forem os comercializadores que aumentassem a sua posição compradora no mercado a prazo, e mantiverem essa posição aberta até ao momento de liquidação do contrato, seria gerado um cenário de pressão ascendente sobre o preço a prazo que seria refletido num aumento do prémio de risco. Assim, neste caso, seria esperado que o aumento de volume de posição aberta no mercado a prazo fosse diretamente proporcional aos aumentos no prémio de risco dos contratos a prazo (coeficiente de regressão positivo).

ASPETOS REGULATÓRIOS

Hipótese 9: O volume leiloado no OMIP e no CESUR aumenta o prémio de risco.

Nos leilões OMIP e CESUR, os comercializadores de último recurso adquiriam em modo preço-aceitante um volume de contratação a prazo equivalente à procura dos seus clientes abrangidos pela tarifa regulada.

Neste sentido, os leilões OMIP e CESUR representaram um aumento da procura de contratação a prazo, o que pode ver-se refletido numa pressão ascendente sobre o preço dessa contratação. Portanto, espera-se que mudanças no volume de contratos futuros via leilões regulados do lado da compra tenham efeito diretamente proporcional sobre as variações no prémio de risco (coeficiente de regressão positivo).

⁸¹ Lucia, 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.

2.4.2 ANÁLISE EMPÍRICA DO PRÉMIO DE RISCO EX POST EM ESPANHA

Nesta secção, os determinantes do prémio de risco *ex post* dos contratos mensais a prazo no mercado espanhol são estudados através de uma análise de regressão múltipla.

A análise considera que o prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo de eletricidade no mercado espanhol é determinado pela seguinte fórmula:

$$F_{t,T} - S_T = b_0 + b_1 FPGas_{t-1,t} + b_2 Margem_t + b_3 DvP(S_t) + b_4 \Delta Brent_t + b_5 Ef_Dinámico_t + b_6 Margem_T + b_7 Vol_t + b_8 OI_t + b_9 Reg_t + \varepsilon_{t,T}$$

- $F_{t,T} - S_T$: prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo de eletricidade com subjacente o preço à vista em Espanha em carga base (€/MWh).
- $F_{t,T}$: preço de referência do último dia de negociação (t) no OMIP do contrato mensal com subjacente o preço à vista em Espanha em carga base com liquidação no mês (T) (€/MWh).
- t: mês anterior ao da liquidação do contrato.
- T: mês de liquidação do contrato.
- S_T : preço médio à vista espanhol no OMIE no mês de liquidação do contrato (€/MWh).
- $FPGas_{t-1,t}$: prémio de risco *ex post* do contrato mensal do gás no hub NBP⁸², calculada a partir do preço de referência do último dia de negociação (t-1) do contrato mensal com liquidação no mês (t) (€/MWh).
- $Margem_t$: percentual médio da procura de energia elétrica peninsular coberta diariamente com energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (% procura elétrica peninsular).
- $DvP(S_t)$: desvio padrão do preço à vista espanhol no OMIE no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (€/MWh).
- $\Delta Brent_t$: diferença entre o preço médio diário à vista do Brent⁸³ no mês (t) e no mês (t-1) (€/MWh).
- $Ef_Dinámico_t$: Diferença entre o preço de referência do último dia de negociação (t) no OMIP e o preço médio à vista espanhol no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (€/MWh).
- $Margem_T$: percentual médio da procura de energia elétrica peninsular coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês de liquidação do contrato (T) (% procura elétrica peninsular).
- Vol_t : quociente entre o volume total negociado dos contratos mensal, trimestral e anual com subjacente o preço à vista em carga base com liquidação no mês (T) no mercado organizado do OMIP (contínuo e OTC registado em OMIClear) e no mercado OTC, e a procura elétrica peninsular no mês (T) (% procura elétrica).

⁸² O NBP (*National Balance Point*) é o centro europeu virtual de gás natural com a maior liquidez, com uma relação entre o volume de negócios e a procura física, que nos últimos anos ficou entre 10 e 15. Fonte ICE Intercontinental.

⁸³ Fonte Reuters.

- *O_i*: quociente entre a posição aberta no último dia de negociação dos contratos mensal, trimestral e anual com subjacente o preço à vista em carga base com liquidação no mês (T) no mercado organizado do OMIP (leilões, contínuo e OTC registado na OMIClear) (como proxy da posição aberta) e a procura elétrica peninsular no mês (T) (% procura elétrica).
- *Reg_i*: para a análise dos prémios de risco do mercado elétrico espanhol, quociente entre o volume de contratos com subjacente o preço à vista em carga base com liquidação no mês (T), leiloados no OMIP e/ou no CESUR, e a procura elétrica peninsular no mês (T) (% procura elétrica).

Tabela 26. Determinantes dos prémios de risco dos contratos a prazo mensais

Resumo dos fatores explicativos		
	Coef. Regressão**	Variável utilizada
Fundamentais*		
Prémio de risco do gás	-	Prémio de risco do contrato a prazo mensal no NBP no último dia de negociação
Margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato	-	% de procura coberta por energias renováveis
Comportamento do preço à vista*		
Volatilidade de preço à vista elétrico	+ / -	Desvio padrão do preço à vista diário elétrico
Preço à vista do Brent	+	Diferença entre o preço à vista diário médio do Brent no mês (t) e o preço à vista no mês (t-1)
Poder de mercado*		
Margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato	-	% da procura coberta por energia renováveis
Efeitos dinâmicos*		

Preço à vista no mês anterior ao da liquidação do contrato	+	Diferença entre o preço da contrato a prazo mensal no último dia de negociação e o preço médio de mercado diário durante o último mês de negociação
--	---	---

Choques estocásticos de oferta / procura

Margem de produção no mês da liquidação do contrato	+	% da procura coberta por energia renováveis
---	---	---

Liquidez de mercado a prazo*

Volume negociado	-	Volume negociado do contratos a prazo M, Q e Y, com liquidação no mês em OMIP e em OTC
------------------	---	--

Posição aberta	+ / -	Posição aberta no OMIP do contratos a prazo M, Q e Y, com liquidação no mês
----------------	-------	---

Aspetos regulatórios*

Leilões regulados	+	Volume do contratos leiloados no OMIP o no CESUR com liquidação no mês
-------------------	---	--

*As variáveis são observadas pelos participantes no último dia de negociação do contrato a prazo mensal.

** Coeficiente de regressão positivo: as variações na variável explicativa são diretamente proporcionais às variações do prémio de risco ex post. Coeficiente de regressão negativa: as variações na variável explicativa são inversamente proporcionais às variações do prémio de risco ex post.

Fonte: elaboração própria a partir de trabalho de Redl e Bunn (2013)

Nas seguintes secções são descritas as variáveis utilizadas na análise de regressão múltipla.

Procura elétrica peninsular e produção com energia proveniente de fontes renováveis

- *Margem_t*: percentual médio da procura coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato (t).
- *Margem_T*: percentual médio da procura coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês de liquidação do contrato (T).

Para efeitos da análise, consideram-se fontes renováveis: eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, outra renovável, coprodução e resíduos.

Para o período analisado, de janeiro de 2010 a dezembro de 2018, foi considerada a procura média horária (MW), que totalizou 28.659 MW, com valor máximo de 32.698 MW (registrado em fevereiro de 2012) e um valor mínimo de 26.019 MW (publicado em abril de 2015).

Tabela 27: Estatísticas descritivas da média mensal da procura elétrica peninsular (MW). Janeiro de 2010 - dezembro de 2018

Ano	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão
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

Fonte: REE

Entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018, a produção média de energia proveniente de fontes renováveis ascendia a 11.006 MW, com um valor máximo 15.474 MW (registrado em março de 2018) e um valor mínimo 8.129 MW (contabilizado em setembro de 2014) (Ver Tabela 28).

Portanto, no período considerado, o percentual médio da procura de energia elétrica coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis ascendia a 38,4%. A produção mediante fontes de energia renováveis apresentou uma tendência ascendente até o ano 2013, quando tais tecnologias atingiram um máximo da sua contribuição para a cobertura da procura de 45,4%.

**Tabela 28: Estatísticas descritivas da média mensal de energia renovável peninsular.
Janeiro de 2010 - dezembro de 2018**

Ano	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão	Energia Renovável sobre a procura (%)
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%

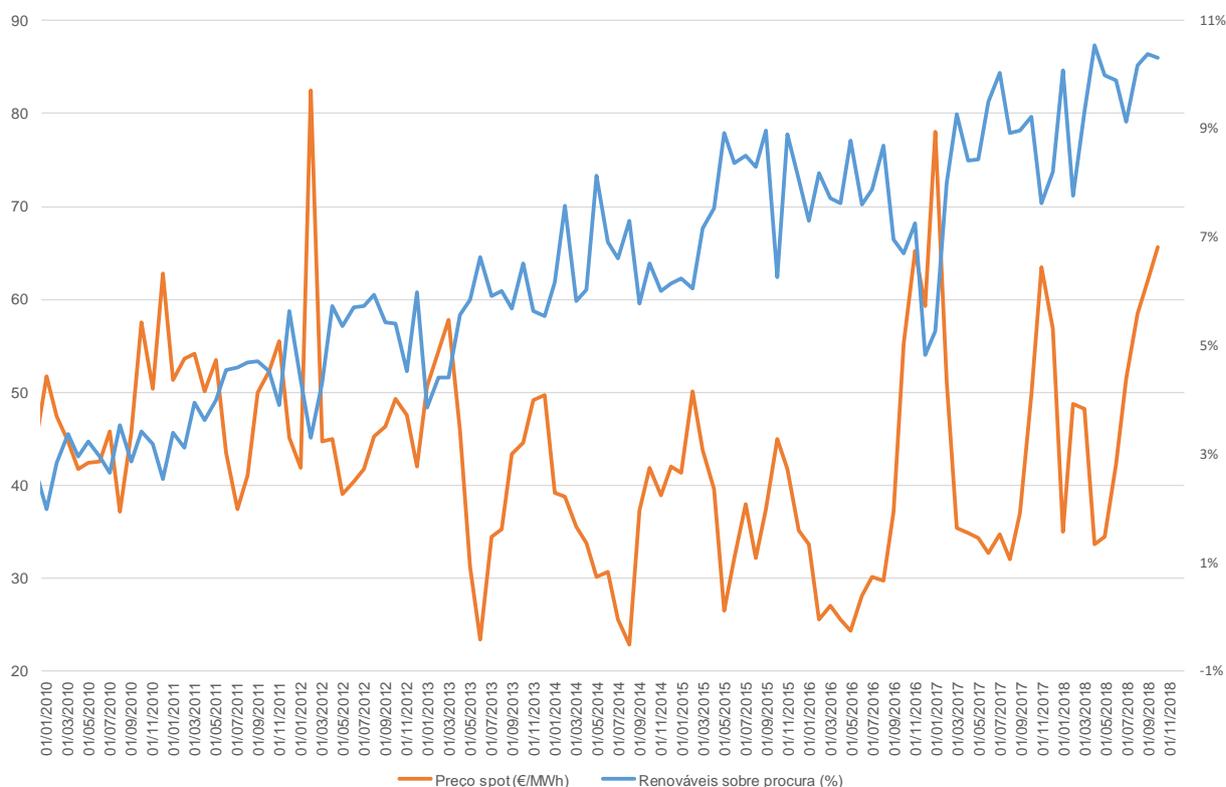
Fonte: REE

A Figura 60 mostra a evolução do preço médio mensal do mercado diário e o percentual médio da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis. Neste gráfico, pode observar-se a relação negativa existente entre as duas variáveis, o que explicaria, a título de exemplo, o impacto que teria tido a elevada produção de energia mediante fontes renováveis sobre os preços reduzidos do mercado à vista em abril de 2013 e fevereiro de 2014.

De acordo com as hipóteses iniciais (incluídas na secção 2.3.1), espera-se:

- Um coeficiente de regressão negativo entre a percentagem de procura coberta por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior à liquidação do contrato ($Margem_t$) e o prémio de risco.
- Um coeficiente de regressão positivo entre a percentagem de procura coberta por energia proveniente de fontes renováveis no mês de liquidação do contrato ($Margem_{t-1}$) e o prémio de risco.

Figura 60: Preço médio mensal do mercado diário e percentagem média da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis, no mercado espanhol. Janeiro de 2010 - Dezembro de 2018.



Fonte: OMIE e REE

Liquidez dos mercados a prazo (leilões, mercado organizado e mercado OTC)

Como medida de liquidez, são utilizadas as seguintes variáveis:

- $Ol_{bis,t}$: quociente entre a posição aberta no mercado organizado do OMIP (leilões, contínuo e OTC registado na OMIClear) no último dia de negociação do contrato mensal⁸⁴ com subjacente o preço à vista em carga base e liquidação no mês (T), e o volume total negociado dos contratos mensal, trimestral e anual, com subjacente o preço à vista em carga base com liquidação no mês (T), no mercado organizado do OMIP (leilão, contínuo e OTC registado na OMIClear).
- Vol_t : quociente entre o volume total negociado do contrato mensal, trimestral e anual com subjacente o preço à vista em carga base com liquidação no mês (T) no mercado organizado do OMIP (contínuo e OTC registado na OMIClear) e no mercado OTC, e a procura elétrica peninsular no mês (T).

⁸⁴ Esta posição aberta inclui a posição dos contratos mensais, juntamente com os contratos trimestrais e anuais com liquidação no mês correspondente. Especificamente, as posições abertas desses dois últimos contratos são adicionadas àquelas do contrato mensal por meio do processo de fracionamento que ocorre quando cada uma delas não é negociada. No final do período de cotação dos contratos mensais, a posição aberta de tais contratos não é adicionada à dos contratos com horizonte de liquidação inferior.

- *Reg*: quociente entre o volume de contratos com subjacente o preço à vista em carga base com liquidação no mês (T), leiloados no OMIP e/ou no CESUR, e a procura elétrica peninsular no mês (T).

O volume de negociação médio nos mercados OTC, OMIP e EEX de contratos mensais, trimestrais e anuais com liquidação entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018 foi de cerca de 25.523 MW. Como referência da liquidez destes mercados, cabe mencionar que o volume de negociação médio entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018 sobre contratos mensais, trimestrais e anuais com liquidação nesse período representou 89,1% da procura elétrica peninsular média do referido período (28.659 MW).

Tabela 29: Estatísticas descritivas do volume negociado nos mercados OTC, OMIP e EEX (MW), sobre o subjacente espanhol, por mês de liquidação. Janeiro de 2010 - Dezembro de 2018.

Ano	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão	% Contratação a prazo sobre a procura
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	58,2%
2017	17 981	18 145	19 912	15 574	1 487	62,5%
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	89,1%

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP, EEX e Agências de Intermediação

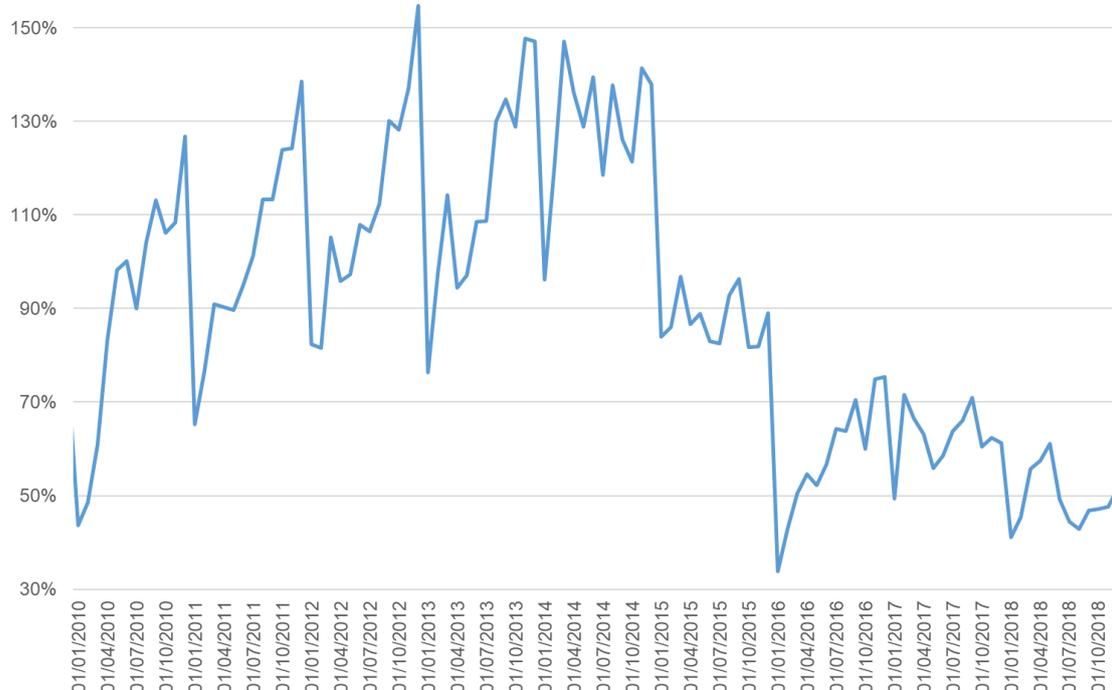
Até 2013, a percentagem do volume de contratação a prazo com liquidação entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018 na procura estava a crescer e com um padrão sazonal (ver Figura 61). A percentagem máxima de negociação, no período considerado, foi registado em dezembro de 2012, no qual a contratação a prazo representou 155% (44.130 MW⁸⁵) da procura de eletricidade e a percentagem mínima de negociação, no período considerado, foi registado em janeiro de 2016, no qual a contratação a prazo representou 33,8% da procura.

⁸⁵ Volume total negociado, nos mercados a prazo, de contratos mensais, trimestrais e anuais com liquidação em dezembro de 2012 (Dez-12, Q4-12 e 2012 anuais).

Teoricamente, nos mercados relativamente líquidos⁸⁶, o preço médio de um contrato a prazo deve tender para o valor de preço médio à *vista* no período de liquidação do contrato, o que geraria prémios de risco reduzidos.

Na análise de regressão realizada, espera-se, portanto, que os aumentos no volume de contratos negociados no mercado a prazo sejam inversamente proporcionais às reduções no prémio de risco *ex post* desses contratos (coeficiente de regressão negativo).

Figura 61: Quociente entre o volume total negociado nos mercados organizados do OMIP e do EEX e no mercado OTC, do contrato mensal, trimestral e anual com subjacente espanhol, e a procura elétrica peninsular. Janeiro de 2010 - Dezembro de 2018.



Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP, Agências de Intermediação e REE

A posição aberta de volume negociado no mercado OTC que não está registado contrapartes centrais (CCPs) não é conhecida. No entanto, o volume da posição aberta correspondente às transações registadas nas CCPs é conhecido.

Neste sentido, do volume médio de contratos negociados mensal, trimestral e anual, com liquidação entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018, registou-se uma média de 6.140 MW no OMIP CCP (OMIClear).

⁸⁶ A variável Vol_t é utilizada nesta análise como proxy da liquidez do mercado.

Deste volume médio total registado, 4.455 MW (72,6%) corresponderam a posições que se fecharam durante o período de negociação dos contratos, enquanto que 1.685 MW (os 27,4% restantes) permaneceram como posições abertas⁸⁷. Portanto, 72,6% de volume registado na OMIClear foi negociado por compradores⁸⁸ (vendedores) que venderam (compraram) contratos com liquidação entre janeiro de 2010 e dezembro de 2018.

A percentagem do volume de contratos negociados mensalmente, trimestralmente e anualmente registados na OMIClear que permaneceu aberto no início da liquidação dos contratos mostra uma tendência crescente (ver Figura 62). No período 2010-2018, a percentagem máxima de volume de contratos mensais, trimestrais e anuais registados na OMIClear que ficou aberto foi de 53%, correspondendo aos contratos negociados com liquidação em abril de 2018. Na medida em que os participantes no mercado possam registar indistintamente as suas posições a prazo com subjacente o preço à vista da zona espanhola na OMIClear, na BME Clearing ou na European Commodity Clearing (ECC, mercado de derivados da EEX⁸⁹), se são membros negociadores das mesmas, a soma do volume da posição aberta em cada uma das CCPs poderia sobrestimar o volume da posição aberta registada no subjacente, uma vez que os volumes de posição aberta detidas pelos participantes em cada CCP poderiam ser compensadas se são de sinal contrário.

A variável $O_{bis,t}$ pode ser utilizada como proxy da natureza dos agentes que participam nos mercados a prazo, concluindo que quanto menor posição aberta, maior heterogeneidade dos agentes.

Nesse sentido, deve-se levar em conta que, se os agentes que participam nos mercados a prazo não tomam posições de compra ou venda por razões de cobertura, uma vez que o contrato vence, este não é liquidado contra o preço à vista, uma vez que as posições foram previamente fechadas. Assim, apenas o volume de negociação que permanece aberto no início do período de vencimento do contrato é liquidado contra o preço à vista.

Portanto, um volume de posição aberta reduzido seria indicativo de um mercado a prazo de natureza mais especulativa que de cobertura de riscos, sendo também um possível indicador de participação heterogénea de agentes no mercado, já que estariam intervindo no mesmo não só agentes com posições físicas como também agentes de carácter financeiro. Por outro lado, um alto volume de posição aberta

⁸⁷ Soma das posições abertas compradores ou vendedores por agente.

⁸⁸ Esses contratos que tinham adquirido (vendido) previamente bem como no OMIP, no mercado OTC para registá-los na OMIClear.

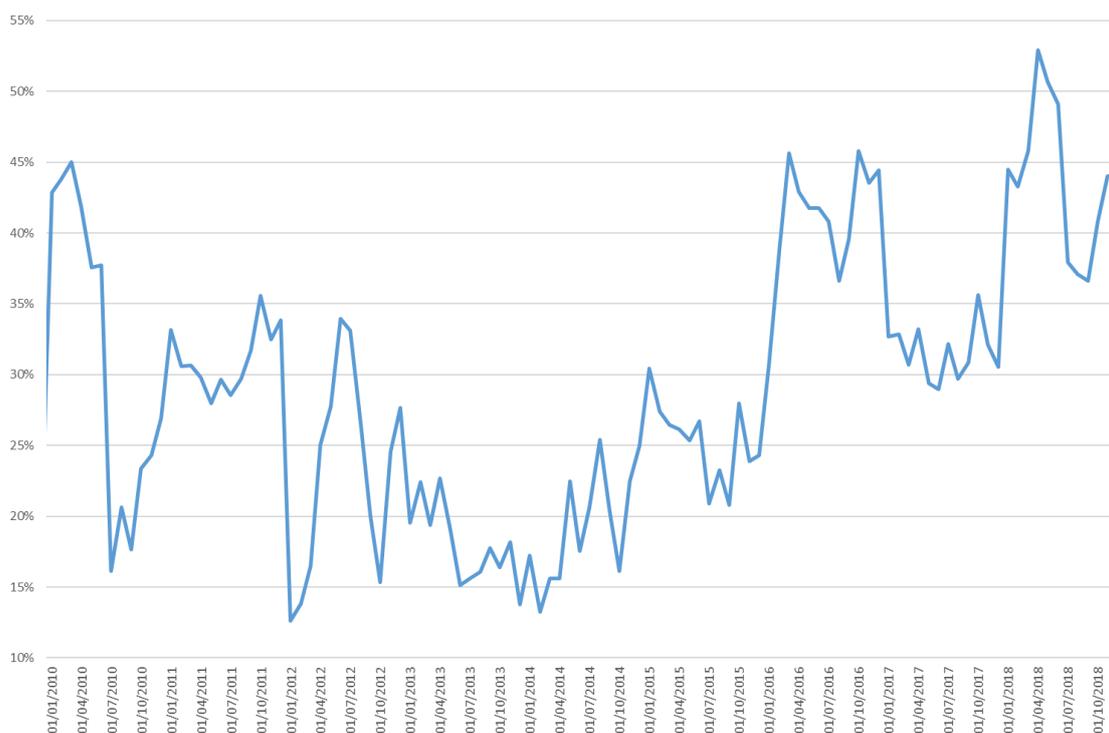
⁸⁹ A EEX-ECC concordou com o OMIP-OMIClear em cooperar no registo de derivados de energia e listar alguns dos seus produtos. Neste sentido, desde o início de 2014, a EEX-ECC oferece aos seus agentes de negociação o registo de futuros com liquidação financeira com preço à vista subjacente espanhol para que possam ser compensados pelo ECC. Da mesma forma, o OMIP-OMIClear oferece aos seus participantes a possibilidade de registar futuros com liquidação financeira com base no preço à vista francês e no preço à vista alemão. Da mesma forma, a partir de 16 de fevereiro de 2015, podem ser negociados contratos com subjacente espanhol no mercado de futuros EEX organizado e a partir de 13 de maio de 2016, contratos com os subjacentes franceses e alemães podem ser negociados no mercado organizado do OMIP.

seria indicativo de um mercado a prazo de natureza mais de cobertura de riscos e, portanto, com elevada participação de agentes com posições físicas (menor heterogeneidade de agentes).

Como foi descrito na hipótese 8, da seção 2.3.1, na análise que é realizada, é esperado:

- Um coeficiente de regressão negativo entre o aumento da posição aberta e o prêmio de risco, no caso de se registrar um aumento das posições de venda no mercado a prazo (pressão descendente sobre os preços a prazo), para a cobertura de posições físicas por produtores.
- Um coeficiente de regressão positivo entre o aumento da posição aberta e o prêmio de risco, no caso de se registrar um aumento das posições de compra no mercado a prazo (pressão ascendente sobre os preços a prazo), para a cobertura de posições físicas por comercializadores.

Figura 62: Quociente entre a posição aberta do contrato mensal, trimestral e anual na OMIClear, e o volume registado na OMIClear desses contratos com subjacente espanhol. Janeiro de 2010 – Dezembro de 2018.



Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP, Agências de Intermediação e REE

Nos leilões CESUR e OMIP atuavam como compradores a preço instrumental aceitante os comercializadores de último recurso designados, utilizando o preço resultante destes leilões para a fixação da tarifa regulada para os consumidores domésticos.

O preço dos leilões CESUR foi utilizado para fixar a tarifa regulada de julho de 2007 a dezembro de 2013, leiloando-se produtos trimestrais em carga base e carga ponta, assim como produtos semestrais em carga

base. O último leilão CESUR foi realizado em dezembro de 2013 para definir a tarifa para o primeiro trimestre de 2014.

Na análise de regressão realizada, também é considerado o volume leilado para o primeiro trimestre de 2014⁹⁰, devido à inter-relação existente entre as transações realizadas nos mercados OTC e OMIP anteriores ao leilão e o leilão CESUR.

O preço dos leilões OMIP foi utilizado para fixar a tarifa regulada para consumidores domésticos de agosto de 2006 a dezembro de 2010, leiloando-se produtos mensais, trimestrais e anuais, em carga base e em carga ponta.

O volume médio leilado nos leilões CESUR de produtos de carga base, com liquidação entre janeiro de 2010 e março de 2014, ascendia a 3.471 MW, enquanto que nos leilões do OMIP de produtos de carga base, com liquidação de janeiro a dezembro de 2010, esse volume situou-se em 1.270 MW.

Os leilões regulados incorporam procura inelástica no mercado a prazo, portanto, espera-se que as variações no volume leilado nas mesmas sejam diretamente proporcionais as variações registadas no prémio de risco *ex post* dos referidos contratos (coeficiente de regressão positivo).

Nos seguintes tabelas (Tabela 30 e Tabela 31) são apresentadas as matrizes de correlação entre as variáveis Vol_t , OI_t e Reg_t , diferenciando entre o período compreendido entre janeiro de 2010 e março de 2014 (fim de período de liquidação de último contrato leilado nos leilões CESUR) e o período entre abril de 2014 e dezembro de 2018.

De acordo com os resultados da análise de correlação efetuado entre essas variáveis, as seguintes conclusões são obtidas:

- Correlação nula entre as variáveis Vol_t e OI_t no período janeiro 2010-março 2014: não se observa relação entre o volume negociado nos mercados a prazo (Vol_t) e o volume de posição aberta no OMIP (OI_t).
- Correlação positiva entre as variáveis Vol_t e OI_t no período abril 2014-dezembro 2018: observa-se que, no período considerado, variações no volume negociado nos mercados a prazo (Vol_t) estão diretamente relacionadas com variações na posição aberta no OMIP (OI_t). A partir daí, poderia deduzir-se que a atividade de cobertura de riscos tem aumentado durante os últimos anos em detrimento da atividade especulativa.
- Correlação negativa entre Vol_t e Reg_t : conclui-se que maior volume leilado nos leilões regulados (Reg_t), menor volume negociado nos mercados a prazo (Vol_t), seria indicativo de que se teria produzido uma certa substituição entre mercados (mercados a prazo e os leilões).
- Correlação positiva entre Reg_t e OI_t : maior volume leilado nos leilões regulados (Reg_t), maior volume de posição aberta (OI_t). Isto poderia sugerir que os participantes que detinham posições

⁹⁰ No entanto, deve-se mencionar que a CNMC não validou o leilão CESUR realizado em dezembro de 2013, no qual o contrato foi leilado para o primeiro trimestre de 2014.

abertas de compra no mercado a prazo as fecharam nos leilões regulados (em particular, nos leilões CESUR realizados nas semanas anteriores ao início de liquidação dos contratos).

Tabela 30: Matriz de correlações das variáveis de liquidez: Vol_t , Oi_t e Reg_t , no mercado espanhol. Janeiro de 2010 - Março de 2014.

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

*Significativas a 1%.

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP, agentes de intermediação e REE

Tabela 31: Matriz de correlações das variáveis de liquidez: Vol_t , Oi_t e Reg_t , no mercado espanhol. Abril de 2014 - Dezembro de 2018.

	Vol_t	Oi_t
Vol_t	1	
Oi_t	0,5337*	1

*Significativas a 1%.

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP, agentes de intermediação e REE

Na Tabela 32 e Tabela 33 mostram a evolução do volume negociado e da posição em aberto nos mercados a prazo, bem como da procura elétrica no período compreendido entre janeiro de 2010 e dezembro de 2014. A Tabela 33 reflete os mesmos dados, mas para o período compreendido entre janeiro de 2015 e dezembro de 2018.

Tabela 32: Evolução do volume negociado nos mercados a prazo, da posição aberta na OMIClear e da procura elétrica por mês de liquidação (MW) no mercado espanhol. Janeiro de 2010 - Dezembro de 2014.

Período de Liquidação	Leilões CESUR (MW)	OMIClear Posição Aberta (MW)	OMIClear OMIP Contínuo (MW)	OMIClear Leilões (MW)	OMIClear OTC (MW)	OTC no reg OMIClear (MW)	Procura (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

Fonte: OMIP, OMIE, Agências de Intermediação e REE

Tabela 33: Evolução do volume negociado nos mercados a prazo, da posição aberta na OMIClear e da procura elétrica por mês de liquidação (MW), no mercado espanhol. Janeiro de 2015 - Dezembro de 2018.

Período de Liquidação	Leilões CESUR (MW)	OMIClear Posição Aberta (MW)	OMIClear OMIP Contínuo (MW)	OMIClear Leilões (MW)	OMIClear OTC (MW)	OTC no reg OMIClear (MW)	Procura (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

Fonte: OMIP, OMIE, Agências de Intermediação e REE

Resultados da regressão no mercado espanhol (2010-2018)

Variáveis	Coefficientes (b)	Erro Padrão Robusto	t	P> t	[Intervalo de confiança 95%]	
Constante	-3,47	3,35	-1,04	0,3020	-10,12	3,17
FPGás _{t-1,t}	0,05	0,19	0,24	0,8120	-0,33	0,43
Margem _t	-32,61	9,30	-3,51	0,0010	-51,07	-14,15
DvP(S _t)	0,34	0,14	2,47	0,0150	0,07	0,61
ΔBrent _t	-0,19	0,11	-1,73	0,0880	-0,41	0,03
Ef_Dinâmico _t	0,08	0,11	0,68	0,4960	-0,15	0,30
Margem _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 observações	108					
F-statistic	8,86					
Prob>F	0,000					
R²	0.4843					

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIP, Agências de Intermediação e REE

Todas as variáveis têm o sinal esperado excepto o “Prémio de risco *ex post* do contrato mensal do gás no hub NBP” e a “variação do preço à vista do Brent”.

A estimativa obtida (sinal e coeficiente dos parâmetros) é robusta à eliminação das observações do prémio de risco máximo e mínimo no período considerado (2010-2018).

A partir da análise de regressão efetuada, conclui-se que as **variáveis com impacto significativo sobre o prémio de risco**⁹¹ dos mercados a prazo são, no caso de **mercado espanhol**, as seguintes:

a) A margem de produção no mês anterior à liquidação do contrato (Margem_t): percentual médio da procura coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (% procura elétrica). De acordo com o resultado da análise de regressão, as variações produzidas na percentagem de produção procedente de fontes renováveis, no mês anterior ao de liquidação do contrato, são inversamente proporcionais às variações no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão negativo: -32,61).

No período de análise (2010-2018) a produção média proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação dos contratos do período considerado, ou seja, entre dezembro de 2009 e novembro de 2018, foi de 11.011 MW. Por outro lado, a procura elétrica média mensal nesse período foi de a 28.674 MW. Portanto, a percentagem média da procura coberta mensalmente por energia

⁹¹ Significativas se superior a 5%.

proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato, essa é a variável $Margem_t$ e situou-se em 38,4% nesse período.

De acordo com o resultado da análise de regressão, no caso em que a referida percentagem ($Margem_t$) aumentasse 1% no mês anterior ao da liquidação do contrato (aumento de produção mediante fontes de energia renováveis em torno a 286 MW), o prémio de risco dos contratos a prazo registaria uma redução de 0,3261 €/MWh.

- b) A volatilidade do preço à vista da eletricidade no mês anterior ao da liquidação do contrato ($DvP(S_t)$):** desvio padrão do preço diário à vista da eletricidade. De acordo com o resultado da análise de regressão, o aumento da volatilidade do preço à vista da eletricidade, no mês anterior ao da liquidação do contrato, é diretamente proporcional ao aumento no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão positivo: 0,34).

O desvio padrão médio do preço diário à vista da eletricidade, no período compreendido entre dezembro de 2009 e novembro de 2018, foi de 13,40 €/MWh.

De acordo com o resultado da análise de regressão, um aumento de 1 €/MWh no desvio padrão do preço diário à vista, no mês anterior ao da liquidação do contrato, aumentaria em 0,34 €/MWh o prémio de risco.

- c) A margem de produção no mês de liquidação do contrato ($Margem_T$):** percentual médio da procura coberta por energia procedente de fontes renováveis diariamente no mês da liquidação do contrato (T) (% procura elétrica). De acordo com o resultado da análise de regressão, as variações produzidas na percentagem de produção procedente de fontes renováveis, no mês de liquidação do contrato, são diretamente proporcionais às variações no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão positivo: 42,63).

No período de análise (2010-2018), a produção média procedente de fontes renováveis foi de 11.006 MW, enquanto que a procura elétrica média mensal nesse período foi de 28.659 MW. Portanto, a percentagem média da procura coberta mensalmente por energia procedente de fontes renováveis, no mês da liquidação do contrato, é a $Margem_T$ e correspondeu a 38,4% no período considerado.

De acordo com o resultado da análise de regressão, no caso de a referida percentagem ($Margem_T$) ter aumentado 1% no mês de liquidação do contrato (aumento de produção mediante fontes de energia renováveis de cerca de 286 MW), o prémio de risco dos contratos a prazo registaria um aumento de 0,4263 €/MWh.

- d) O volume negociado de contratos a prazo (liquidez de mercado) no mês anterior ao da liquidação do contrato (Vol_t):** quociente entre o volume total negociado, no mercado organizado do

OMIP (contínuo e OTC registado na OMIClear) e no mercado OTC, dos contratos mensal, trimestral e anual, com subjacente o preço à vista em carga base com liquidação no mês (t), e a procura elétrica peninsular no mês (t) (% procura elétrica). De acordo com o resultado da análise de regressão, as variações produzidas no volume negociado nos mercados a prazo, no mês anterior ao da liquidação do contrato, são inversamente proporcionais às variações no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão negativo: -2,75).

No período da análise (2010-2018), o volume médio negociado dos contratos mensal, trimestral e anual nos mercados a prazo (25.523 MW) representou, em média, 89,1% (Vol_t) da procura elétrica peninsular (28.659 MW).

De acordo com a análise de regressão, no caso em que essa percentagem (Vol_t) aumentasse 1% no mês anterior ao da liquidação do contrato (aumento no volume médio negociado nos mercados a prazo de cerca de 286 MW), o prémio de risco dos contratos a prazo registaria uma diminuição de 0,0275 €/MWh.

- e) **O volume negociado através de leilões regulados no mês anterior à liquidação do contrato(Reg_t):** quociente entre o volume de contratos objeto de leilão no OMIP e / ou no CESUR, com subjacente o preço à vista em carga base e liquidação no mês (T), e a procura elétrica peninsular no mês (T) (% procura elétrica). De acordo com o resultado da análise de regressão, os volumes atribuídos a prazo através dos leilões OMIP e CESUR contribuíram para o aumento do preço da contratação a prazo e, portanto, do prémio de risco (coeficiente de regressão positivo: 23,02).

O volume leiloado no CESUR e OMIP (3.769 MW) representou em média 13,2% da procura elétrica peninsular (28.659 MW).

De acordo com a análise de regressão, um aumento de 1% na percentagem do volume leiloado no CESUR e no OMIP (aumento em torno de 286 MW no volume leiloado) teria sido refletido num aumento de 0,23 €/MWh do prémio de risco.

2.4.3 ANÁLISE EMPÍRICA DO PRÉMIO DE RISCO EX POST NA ALEMANHA

Nesta secção, através de uma análise de regressão múltipla, são estudados os determinantes do prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo mensais no mercado alemão.

Na análise, considera-se que o prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo de eletricidade no mercado alemão é determinado pela seguinte fórmula:

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

- $F_{t,T} - S_T$: prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo de eletricidade (€/MWh) com subjacente o preço à *vista* na Alemanha em carga base.
- $F_{t,T}$: preço de referência do último dia de negociação (t) na EEX do contrato mensal com subjacente o preço à *vista* na Alemanha em carga base (Phelix Power Futures) com liquidação no mês (T) (€/MWh).
- t: mês anterior ao da liquidação do contrato.
- T: mês da liquidação do contrato.
- S_T : preço médio à *vista* alemão em EPEX Spot no mês (T) (€/MWh).
- $FPGas_{t-1,t}$: prémio de risco *ex post* do contrato mensal de gás no *hub* NBP⁹², calculada a partir de preço de referência do último dia de negociação (t-1) do contrato mensal com liquidação no mês (t) (€/MWh).
- $Margem_t$: percentagem média da procura elétrica na Alemanha coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao mês da liquidação do contrato (t) (% procura elétrica na Alemanha).
- $DvP(S_t)$: desvio padrão do preço diário à *vista* alemão no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (€/MWh).
- $\Delta Brent_t$: diferença entre o preço médio diário à *vista* do Brent⁹³ no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) e dois meses antes da liquidação do contrato (t-1) (€/MWh).
- $Ef_Dinámico_t$: diferença entre preço de referência do último dia de negociação (t) em EEX do contrato mensal, com subjacente o preço à *vista* na Alemanha em carga base, e o preço médio à *vista* alemão no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (€/MWh).
- $Margem_T$: percentagem média da procura elétrica na Alemanha coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês da liquidação do contrato (T) (% procura elétrica na Alemanha).

⁹² O NBP (*National Balance Point*) é o centro europeu virtual de gás natural com a maior liquidez, com uma relação entre o volume de negócios e a procura física, que nos últimos anos ficou entre 10 e 15. Fonte ICE Intercontinental.

⁹³ Fonte Reuters.

Tabela 34: Determinantes dos prêmios de risco dos contratos a prazo mensais

Resumo dos fatores explicativos		
	Coef. Regressão**	Variável utilizada
Fundamentais*		
Prêmio de risco do gás	-	Prêmio de risco do contrato a prazo mensal no NBP no último dia de negociação
Margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato	-	% de procura coberta por energias renováveis
Comportamento do preço à vista*		
Volatilidade de preço à vista elétrico	+ / -	Desvio padrão do preço à vista diário elétrico
Preço à vista do Brent	+	Diferença entre o preço à vista diário médio do Brent no mês (t) e o preço à vista no mês (t-1)
Poder de mercado*		
Margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato	-	% de procura coberta por energia renováveis
Efeitos dinâmicos*		
Preço à vista no mês anterior ao da liquidação do contrato	+	Diferença entre o preço do contrato a prazo mensal no último dia de negociação e o preço médio do mercado diário durante o último mês de negociação
Choques estocásticos de oferta / procura		

Margem de produção no mês da liquidação do contrato + % de procura coberta por energia renovável

*As variáveis são observadas pelos participantes no último dia de negociação do contrato a prazo mensal.

** Coeficiente de regressão positivo: variações da variável explicativa são diretamente proporcionais às variações do prémio de risco *ex-post*. Coeficiente de regressão negativo: variações da variável explicativa são inversamente proporcionais às variações do prémio de risco *ex post*.

Fonte: elaboração própria a partir do trabalho de Redl e Bunn (2013)

Descrição das variáveis

Procura elétrica e produção com energia proveniente de fontes renováveis

- *Margem_t: percentual médio da procura coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato (t).*
- *Margem_T: percentual médio da procura coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês de liquidação do contrato (T).*

Para a realização da análise considera-se a procura horária média (MW) mensal desde janeiro de 2010 até outubro de 2018.

No período considerado, a procura horária média mensal foi de 61.313 MW, com um valor máximo de 73.689 MW (registado em fevereiro de 2011) e um valor mínimo de 53.235 MW (contabilizado em maio de 2015).

Tabela 35: Estatísticas descritivas da média mensal da procura elétrica (MW) no mercado alemão. Janeiro de 2010 - Outubro de 2018.

Ano	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão
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

* Dados até outubro de 2018.

Fonte: ENTSO-E

Entre janeiro de 2010 e outubro de 2018, a produção média proveniente de fontes renováveis ascendia a 15.107 MW, com um valor máximo 25.680 MW (registado em janeiro de 2017) e um valor mínimo 7.250 MW (contabilizado em junho de 2010) (Ver Tabela 36).

Portanto, no período considerado, a percentagem média da procura de energia elétrica coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis ascendia a 24,6%. A produção mediante fontes de energia renováveis apresentou uma tendência ascendente no período de análise. A contribuição da produção renovável na cobertura da procura em 2018 ascendia a 35,9%.

**Tabela 36: Estatísticas descritivas da média mensal de energia renovável no mercado alemão.
Janeiro de 2010 - Outubro de 2018.**

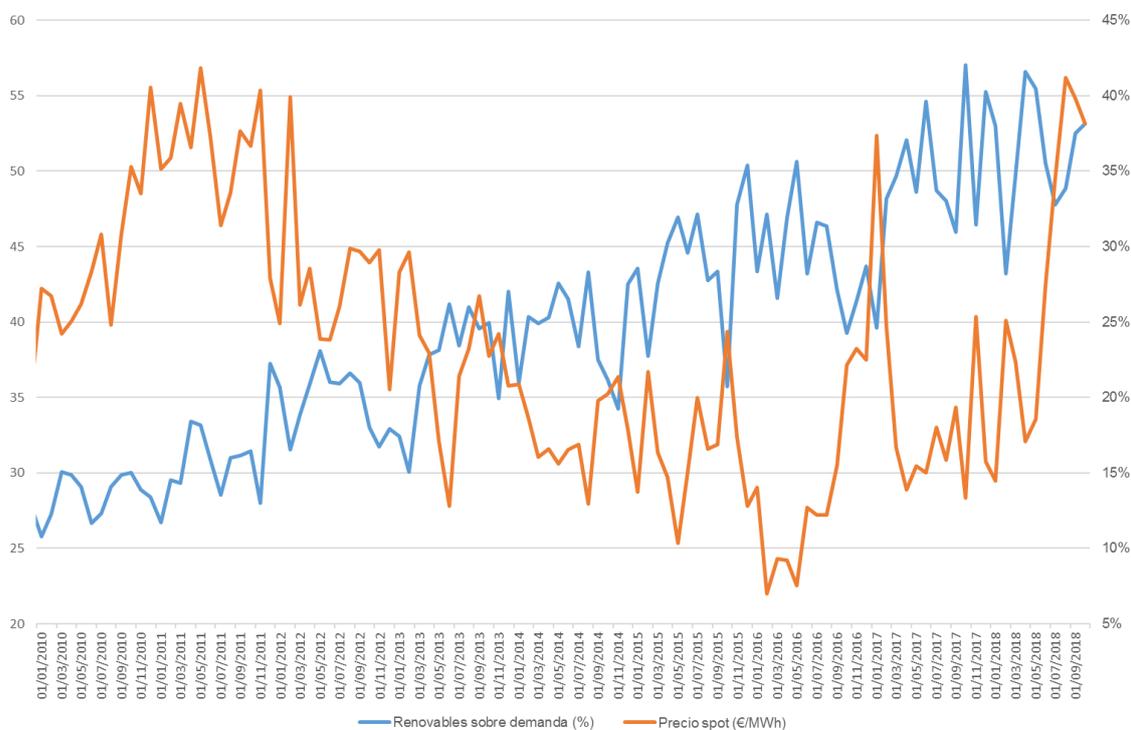
Ano	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão	Energia Renovável sobre Procura (%)
2010	8 428	8 541	9 863	7 250	828	13,5%
2011	9 835	9 417	14 468	7 884	1 790	15,8%
2012	12 081	12 033	13 737	10 425	842	19,6%
2013	13 584	13 486	16 290	10 403	1 626	22,4%
2014	14 702	14 685	17 247	12 178	1 592	24,3%
2015	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%

* Dados até outubro de 2018.

Fonte: ENTSO-E

A Figura 63 mostra a evolução do preço médio mensal do mercado diário e o percentual médio da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis. Neste gráfico pode observar-se a relação negativa existente entre as duas variáveis, o que explicaria, a título de exemplo, o impacto que teria tido a elevada produção de energia mediante fontes renováveis sobre os preços reduzidos do mercado *à vista* nos últimos meses de 2015 e primeiros de 2016.

Figura 63: Preço médio mensal do mercado diário e percentagem média da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis, no mercado alemão. Janeiro de 2010 - Outubro de 2018.



Fonte: EEX e ENTSO-E

Resultados da regressão no mercado alemão (2010-2018)

Variáveis	Coefficientes (b)	Erro Padrão Robusto	t	P> t	[Intervalo de confiança 95%]	
Constante	-1,32	1,41	-0,94	0,3490	-4,12	1,47
FPGás _{t-1,t}	-0,04	0,10	-0,41	0,6820	-0,25	0,16
Margem _t	-45,94	7,15	-6,42	0,0000	-60,13	-31,74
DvP(S _t)	0,19	0,12	1,63	0,1070	-0,04	0,42
ΔBrent _t	-0,12	0,07	-1,68	0,0960	-0,26	0,02
Ef_Dinâmico _t	0,25	0,09	2,77	0,0070	0,07	0,43
Margem _T	46,71	7,42	6,29	0,0000	31,98	61,44
Nº de observações	106					
F-statistic	9,23					
Prob>F	0,000					
R²	0,2865					

Fonte: elaboração própria a partir de dados de EEX, Agências de Intermediação e ENTSO-E

Todas as variáveis têm o sinal esperado excepto a “variação do preço à vista do Brent”.

A estimativa obtida (sinal e coeficiente dos parâmetros) é robusta à eliminação das observações do prémio de risco máximo e mínimo no período considerado (2010-2018).

O estudo de Redl e Bunn (2013) analisa também os fatores determinantes do prémio de risco dos contratos a prazo elétricos mensais com subjacente o preço à vista na Alemanha para o período compreendido entre outubro de 2003 e janeiro de 2010. Na sua regressão são significativas as seguintes variáveis do prémio de risco dos contratos a prazo de eletricidade: (i) as margens de entre a produção e a procura em t e em T , (ii) a volatilidade do preço diário da eletricidade, (iii) a volatilidade do preço diário de Brent e (iv) o efeito dinâmico. Todas as variáveis na sua regressão têm o sinal esperado.

Da análise da regressão efetuada, para o período compreendido entre 2010 e 2018, conclui-se que as **variáveis com impacto significativo sobre o prémio de risco**⁹⁴ dos mercados a prazo são, no caso de **mercado alemão**, as seguintes:

a) A margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato ($Margem_t$): percentual médio da procura coberta por energia proveniente de fontes renováveis diariamente no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (% procura elétrica). De acordo com o resultado da análise de regressão, as variações produzidas na percentagem de produção proveniente de fontes renováveis, no mês anterior ao da liquidação do contrato, são inversamente proporcionais às variações no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão negativo: -45,94).

No período analisado (2010-2018) a produção média proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação dos contratos do período considerado, ou seja, entre dezembro de 2009 e setembro de 2018⁹⁵, foi de 14.963 MW. Por outro lado, a procura elétrica média mensal nesse período foi de 61.323 MW. Portanto, a percentagem média da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato, essa é a variável $Margem_t$ e situou-se em 24,4% nesse período.

De acordo com o resultado de análise de regressão, caso essa percentagem ($Margem_t$) aumentasse um 1% no mês anterior ao da liquidação do contrato (aumento de produção mediante fontes de energia renováveis de cerca de 613 MW), o prémio de risco dos contratos a prazo registaria uma redução de 0,4594 €/MWh.

b) Volatilidade do preço à vista no mês anterior ao da liquidação do contrato ($Ef_Dinâmico_t$): diferença entre o preço do contrato carga base mensal no último dia de negociação do contrato no mês (t) e o preço médio à vista no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (€/MWh). De acordo

⁹⁴ Significativas se superiores a 5%.

⁹⁵ Procura e dados de produção estão disponíveis a partir de fontes renováveis até outubro de 2018.

com resultado da análise de regressão, os aumentos do preço à vista da eletricidade no mês anterior ao da liquidação do contrato, são diretamente proporcionais aos aumentos no prêmio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão positivo: 0,25).

No período de análise (2010-2018), a diferença média entre o preço do contrato de carga base mensal, no último dia de negociação, e o preço médio à vista no mês anterior ao da liquidação do contrato, o compreendido entre dezembro de 2009 e setembro de 2018, foi de 1,05 €/MWh.

De acordo com o resultado da regressão, um aumento de 1 €/MWh nessa diferença aumentaria em 0,25 €/MWh o prêmio de risco.

c) A margem de produção no mês da liquidação do contrato ($Margem_T$): percentual médio da procura coberta por energia proveniente de fontes renováveis diariamente no mês da liquidação do contrato (T) (% procura elétrica). De acordo com o resultado da análise de regressão, as variações produzidas na percentagem de produção proveniente de fontes renováveis, no mês da liquidação do contrato, são diretamente proporcionais às variações no prêmio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão positivo: 46,71).

No período de análise (2010-2018⁹⁶), a produção média proveniente de fontes renováveis foi de a 15.107 MW, enquanto que a procura elétrica média mensal nesse período situou-se em 61.313 MW. Portanto, a percentagem média da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis, no mês da liquidação do contrato, isto é, a variável $Margem_T$, ascendia a um 24,6% no período considerado.

De acordo com a análise da regressão, caso essa percentagem ($Margem_T$) aumente 1% no mês da liquidação do contrato (aumento de produção mediante fontes de energia renováveis de cerca de 613 MW), o prêmio de risco dos contratos a prazo registaria um aumento de 0,4671 €/MWh.

⁹⁶ Dados de 2018, tanto de produção procedente de fontes de energia renováveis como de procura, até o mês de outubro.

2.4.4 ANÁLISE EMPÍRICO DO PRÉMIO DE RISCO *EX POST* EM FRANÇA

Nesta secção, estuda-se, através de uma análise de regressão múltipla, os determinantes do prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo mensais no mercado francês.

Na análise, considera-se que o prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo de eletricidade no mercado francês é determinado pela seguinte fórmula:

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

- $F_{t,T} - S_T$: prémio de risco *ex post* dos contratos a prazo de eletricidade na EEX com subjacente o preço à *vista* em França em carga base (€/MWh).
- $F_{t,T}$: preço de referência do último dia de negociação (t) na EEX do contrato mensal com subjacente o preço à *vista* em França em carga base (*French Financial Base Month Future*) com liquidação no mês (T) (€/MWh).
- t: mês anterior ao da liquidação do contrato.
- T: mês da liquidação do contrato.
- S_T : preço médio à *vista* francês no EPEX Spot no mês da liquidação do contrato (T) (€/MWh).
- $FPGas_{t-1,t}$: prémio de risco *ex post* do contrato mensal de gás no *hub* NBP⁹⁷, calculada a partir do preço de referência do último dia de negociação (t-1) do contrato mensal com liquidação no mês (t) (€/MWh).
- $Margem_t$: percentagem média da procura elétrica diária em França coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (% procura elétrica em França).
- $DvP(S_t)$: desvio padrão do preço à *vista* diário francês no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (€/MWh).
- $\Delta Brent_t$: diferença entre o preço médio diário à *vista* de Brent⁹⁸ no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) e dos meses antes ao da liquidação do contrato (t-1) (€/MWh).
- $Ef_Dinámico_t$: Diferença entre o preço de referência do último dia de negociação (t) na EEX do contrato mensal com subjacente o preço à *vista* em França em carga base e o preço médio à *vista* francês no mês anterior ao da liquidação do contrato (t) (€/MWh).
- $Margem_T$: percentagem média da procura elétrica em França coberta diariamente com energia proveniente de fontes renováveis no mês da liquidação do contrato (T) (% procura elétrica em França).

⁹⁷ O NBP (National Balance Point) é o centro europeu virtual de gás natural com a maior liquidez, com uma relação entre o volume de negócios e a procura física, que nos últimos anos ficou entre 10 e 15. Fonte ICE Intercontinental.

⁹⁸ Fonte Reuters.

Tabela 37: Determinantes dos prémios de risco dos contratos a prazo mensais

Resumo dos fatores explicativos		
	Coef. Regressão**	Variável utilizada
Fundamentais*		
Prémio de risco do gás	-	Prémio de risco do contrato a prazo mensal em NBP no último dia de negociação
Margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato	-	% de procura coberta com energias renováveis
Comportamento do preço à vista*		
Volatilidade de preço à vista elétrico	+ / -	Desvio padrão de preço à vista diário elétrico
Preço à vista do Brent	+	Diferença entre o preço à vista diário médio do Brent no mês (t) e o preço à vista no mês (t-1)
Poder de mercado*		
Margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato	-	% de procura coberta com energia renováveis
Efeitos dinâmicos*		
Preço à vista no mês anterior ao da liquidação do contrato	+	Diferença entre o preço do contrato a prazo mensal no último dia de negociação e o preço médio de mercado diário durante o último mês de negociação
Choques estocásticos de oferta / procura		

Margem de produção no mês da liquidação do contrato + % de procura coberta com energia renovável

*As variáveis são observadas pelos participantes no último dia de negociação do contrato a prazo mensal.

** Coeficiente de regressão positivo: variações na variável explicativa são diretamente proporcionais às variações sobre o prémio de risco *ex post*. Coeficiente de regressão negativo: variações na variável explicativa são inversamente proporcionais às variações sobre o prémio de risco *ex post*.

Fonte: elaboração própria a partir do trabalho de Redl e Bunn (2013)

Descrição das variáveis

Procura elétrica e produção com energia proveniente de fontes renováveis

- *Margem_t*: percentual médio da procura coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato (*t*).
- *Margem_T*: percentual médio da procura coberta diariamente por energia proveniente de fontes renováveis no mês de liquidação do contrato (*T*).

Para a realização da análise considera-se a procura horária média (MW) mensal desde janeiro de 2010 até outubro de 2018.

No período considerado, a procura horária média mensal foi de 55.226 MW, com um valor máximo de 78.270 MW (registado em fevereiro de 2012) e um valor mínimo de 41.638 MW (contabilizado em abril de 2014).

**Tabela 38: Estatísticas descritivas da média mensal da procura elétrica (MW) no mercado francês.
Janeiro de 2010 - Outubro de 2018.**

Ano	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão
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

*Dados até outubro/2018

Fonte: ENTSO-E

Entre janeiro de 2010 e outubro de 2018, a produção média procedente de fontes de energia renováveis ascendia a 3.443 MW, com um valor máximo 6.650 MW (registado em janeiro de 2018) e um valor mínimo 1.286 MW (contabilizado em julho de 2010) (Ver Tabela 39).

Portanto, no período considerado, a percentagem média da procura de energia elétrica coberta mensalmente com energia procedente de fontes renováveis ascendia a um 6,2%. A produção mediante fontes de energia renováveis apresentou uma tendência ascendente no período de análise. A contribuição da produção renovável à cobertura da procura em 2018 ascendia ao 9,7%.

**Tabela 39: Estatísticas descritivas da média mensal de energia renovável no mercado francês.
Janeiro de 2010 - Outubro de 2018.**

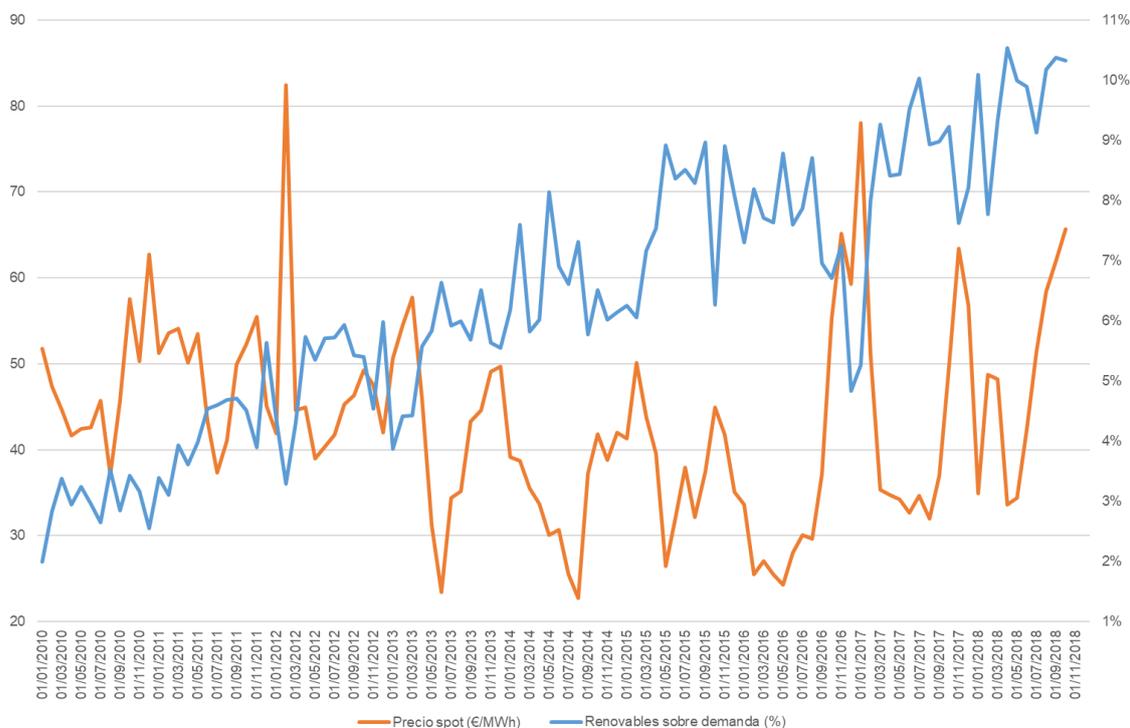
Ano	Média	Mediana	Máximo	Mínimo	Desvio Padrão	Energia Renovável sobre Procura (%)
2010	1 712	1 603	2 198	1 286	306	2,9%
2011	2 287	2 188	3 659	1 779	475	4,2%
2012	2 809	2 628	3 987	2 502	428	5,0%
2013	3 043	2 995	3 741	2 551	359	5,4%
2014	3 487	3 279	5 033	2 667	657	6,6%
2015	4 156	4 117	5 074	3 294	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%

*Dados até outubro/2018

Fonte: ENTSO-E

A Figura 64 mostra a evolução do preço médio mensal do mercado diário e a percentagem média da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis. Nesse gráfico pode observar-se a relação negativa existente entre ambas variáveis, o que explicaria, por exemplo, o impacto que teria tido a reduzida produção de energia mediante fontes renováveis sobre o preço elevado do mercado *à vista* em fevereiro de 2012 ou dezembro de 2016.

Figura 64: Preço médio mensal no mercado diário e percentagem média da procura coberta mensalmente com energia procedente de fontes renováveis no mercado francês. Janeiro de 2010 - Outubro de 2018.



Fonte: EEX e ENTSO-E

Resultados da regressão no mercado francês (2010-2018)

Variáveis	Coefficientes (b)	Erro Padrão Robusto	t	P> t	[Intervalo de confiança 95%]	
Constante	-3,58	2,95	-1,21	0,2270	-9,44	2,27
FPGás _{t-1,t}	-0,13	0,19	-0,65	0,5190	-0,51	0,26
Margem _t	-53,73	9,79	-5,49	0,0000	-73,16	-34,31
DvP(S _t)	0,44	0,11	4,02	0,0000	0,22	0,66
ΔBrent _t	-11,92	6,65	-1,79	0,0760	-25,10	1,27
Ef_Dinâmico _t	0,50	0,12	4,17	0,0000	0,26	0,74
Margem _T	53,67	12,49	4,3	0,0000	28,89	78,46
Nº de observações	106					
F-statistic	8,1					
Prob>F	0,000					
R²	0,37					

Fonte: elaboração própria a partir de dados de Powernext, Agências de Intermediação e ENTSO-E

Todas as variáveis têm o sinal esperado excepto a “variação de preço à vista de Brent”.

A estimativa obtida (sinal e coeficiente dos parâmetros) é robusta à eliminação das observações do prémio de risco máxima e mínima no período considerado (2010-2018).

De análise de regressão efetuada, para o período entre 2010 e 2018, conclui-se que as **variáveis com impacto significativo sobre o prémio de risco**⁹⁹ dos mercados a prazo são, no caso de **mercado francês**, as seguintes:

a) A margem de produção no mês anterior ao da liquidação do contrato ($Margem_t$): percentagem média da procura coberta com energia procedente de fontes renováveis diariamente no mês anterior ao de liquidação do contrato (t) (% procura elétrica). De acordo com o resultado de análise de regressão, as variações produzidas na percentagem de produção procedente de fontes renováveis, no mês anterior ao da liquidação do contrato, são inversamente proporcionais às variações no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão negativo: -53,73).

No período objeto de análise (2010-2018¹⁰⁰) a produção média procedente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação dos contratos no período considerado, compreendido entre dezembro de 2009 e setembro de 2018, ascendia a 3.412 MW. Por outro lado, a procura elétrica média mensal em tal período ascendia a 55.400 MW. Portanto, a percentagem média da procura coberta mensalmente com energia procedente de fontes renováveis no mês anterior ao da liquidação do contrato, isto é, a variável $Margem_t$, situou-se num 6,2% em tal período.

De acordo com o resultado da análise de regressão, no caso de que essa percentagem ($Margem_t$) aumentara 1% no mês anterior ao da liquidação do contrato (aumento da produção mediante fontes de energia renováveis de cerca de 554 MW), o prémio de risco dos contratos a prazo registaria uma redução de 0,5373 €/MWh.

b) A volatilidade do preço à vista da eletricidade no mês anterior ao da liquidação do contrato ($DvP(S_t)$): desvio padrão do preço diário à vista da eletricidade. De acordo com o resultado da análise de regressão, os aumentos da volatilidade de preço à vista da eletricidade são diretamente proporcionais aos aumentos no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão positivo: 0,44).

No mercado francês, o desvio padrão médio do preço diário à vista da eletricidade no mês anterior ao da liquidação do contrato, no período compreendido entre dezembro de 2009 e setembro de 2018, foi de 15,87 €/MWh.

⁹⁹ Significativas se superiores a 5%.

¹⁰⁰ Dados de produção e de procura até outubro de 2018.

De acordo com o resultado da regressão, um aumento de 1 €/MWh no desvio padrão do preço diário à vista, no mês anterior ao da liquidação do contrato, aumentaria em 0,44 €/MWh o prémio de risco.

- c) **Preço à vista no mês anterior ao de liquidação do contrato ($Ef_Dinámico_t$):** diferença entre o preço do contrato carga base mensal no último dia de negociação do contrato no mês (t) e o preço médio à vista no mês anterior ao de liquidação do contrato (t) (€/MWh). De acordo com o resultado de análise de regressão, os aumentos de preço à vista da eletricidade no mês anterior ao de liquidação do contrato, são diretamente proporcionais aos aumentos no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão positivo: 0,50).

No período objeto de análise (2010-2018¹⁰¹), a diferença média entre o preço do contrato de carga base mensal, no último dia de negociação, e o preço médio à vista no mês anterior ao de liquidação do contrato, compreendido entre dezembro de 2009 e setembro de 2018, foi de 1,63 €/MWh.

De acordo ao resultado da regressão, um aumento de 1 €/MWh nesta diferença aumentaria em 0,50 €/MWh o prémio de risco.

- d) **A margem de produção no mês da liquidação do contrato ($Margem_T$):** percentual médio da procura coberta por energia proveniente de fontes renováveis diariamente no mês da liquidação do contrato (T) (% procura elétrica). De acordo com o resultado da análise de regressão, as variações produzidas na percentagem de produção proveniente de fontes renováveis, no mês da liquidação do contrato, são diretamente proporcionais às variações no prémio de risco da eletricidade (coeficiente de regressão positivo: 53,67).

No período de análise (2010-2018¹⁰²), a produção média proveniente de fontes renováveis ascendia a 3.443 MW, enquanto que a procura elétrica média mensal nesse período foi de 55.226 MW. Portanto, a percentagem média da procura coberta mensalmente por energia proveniente de fontes renováveis, no mês da liquidação do contrato, é a variável $Margem_T$ e ascendia a 6,2% no período considerado.

De acordo com o resultado da regressão, no caso de que essa percentagem ($Margem_T$) aumentasse 1% no mês da liquidação do contrato (aumento de produção mediante fontes de energia renováveis de cerca de 552 MW), o prémio de risco dos contratos a prazo registaria um aumento de 0,5367 €/MWh.

¹⁰¹ Dados até outubro de 2018.

¹⁰² Dados até outubro de 2018.

2.4.5 PRINCIPAIS CONCLUSÕES DE ANÁLISE *EX POST* DOS PRÉMIOS DE RISCO EM ESPANHA, FRANÇA E ALEMANHA E INVESTIGAÇÃO FUTURA

Das análises de regressão múltipla realizados para o mercado a prazo espanhol, francês e alemão, destaca-se o impacto que têm sobre a formação dos prêmios de risco *ex post*, dos contratos a prazo nos três mercados, a evolução da procura coberta por energia proveniente de fontes renováveis, tanto no último mês da negociação como no mês da liquidação dos contratos a prazo.

Uma investigação futura que permitisse avançar no estudo da formação do prêmio de risco *ex-poste* dos contratos a prazo mensais seria a sua análise a partir das cotações diárias ao longo de todo o período de cotação dos referidos contratos. Esta análise permitiria analisar o mecanismo de transmissão de notícias nos preços a prazo. Da mesma forma, a análise do prêmio de risco *ex post* dos contratos de prazo diário poderia ser proposta.

3 CONCLUSÕES DA ANÁLISE DE COMPARAÇÃO ENTRE OS MERCADOS DO MIBEL, ALEMANHA E FRANÇA

Neste ponto apresentam-se as principais conclusões extraídas da análise de comparação realizada entre os mercados grossistas de eletricidade do MIBEL, Alemanha e França, com especial atenção às variáveis explicativas do nível de preços registado e dos prémios de risco *ex post*.

3.1 SOBRE A ESTRUTURA DE PRODUÇÃO E AS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a capacidade instalada por tecnologia, existem similaridades entre o parque produtor do MIBEL e o do mercado alemão, ao destacar em 2017 as tecnologias fósseis e as tecnologias provenientes de fontes renováveis¹⁰³ como tecnologias de maior potência instalada. Os dois perfis tecnológicos foram os que mais contribuíram para a cobertura da procura nos dois mercados. Em 2017, 48% e 52,8% da procura no MIBEL e na Alemanha, respetivamente, foi coberta por energia proveniente de tecnologias fósseis, seguida por 26% e 30,9% da procura no MIBEL e na Alemanha, respetivamente, que foi coberta por energia proveniente de fontes renováveis.

No mercado francês, 48,3% da capacidade instalada em 2017 correspondia à tecnologia nuclear, seguida por fontes renováveis de energia, com 19% da capacidade total instalada¹⁰⁴. Em termos de cobertura da procura, em 2017, 71,7% da procura de eletricidade em França era coberta por tecnologia nuclear, seguida por 10,7% da procura coberta por tecnologia fóssil¹⁰⁵.

Assim, de acordo a informação facilitada por ENTSO-E, a previsão da rácio de interligação¹⁰⁶ por país, para o ano de 2020, é de 10-15% para os mercados português, francês e alemão, enquanto que seria menor para 5-10% para o mercado espanhol, que condiciona o rácio de interligação global do MIBEL.

3.2 SOBRE OS PREÇOS À VISTA

Da análise estatística dos preços *à vista* nos três mercados, realizada para o período 2010-2018, conclui-se que 75% dos preços médios *à vista* nos três mercados estavam no intervalo 48-55 €/MWh. Embora em termos médios, os preços do mercado diário em Espanha tenham sido no período considerado, 7,3% e 20,7% superiores aos preços nos mercados francês e alemão, respetivamente.

¹⁰³ Em 2017, no mercado alemão, as tecnologias baseadas em fontes renováveis de energia começaram a capturar o maior percentual de energia instalada (com 50,6%), seguidas pelas tecnologias fósseis, com 40%. No MIBEL, em 2017, a maior capacidade instalada continuou a corresponder às tecnologias fósseis, com 42,3%, seguida das tecnologias de fontes renováveis de energia (29,8%).

¹⁰⁴ Seguida pela hidráulica com 18,2% da potência total instalada em 2017.

¹⁰⁵ Muito seguido pela hidráulica, que contribuiu em 2017 para cobrir 10,1% da procura.

¹⁰⁶ Na capacidade de produção instalada.

Deve-se mencionar que, embora a capacidade de interconexão entre Espanha e França ainda seja limitada, e embora a correlação entre os preços à vista em França e na Alemanha¹⁰⁷ seja maior do que a existente com os preços à vista em Espanha¹⁰⁸, há também uma correlação entre os preços à vista espanhóis e os dos países vizinhos. De facto, com a implementação da iniciativa *Price Coupling of Regions* (PCR), os coeficientes de correlação do preço do mercado diário espanhol com os preços dos mercados francês e alemão passaram de 0,16 e de 0,21, respetivamente, no período 2010-2015, para valores de 0,63 e de 0,61, em 2018, respetivamente.

Por outro lado, pode-se observar que no MIBEL e no mercado alemão o desvio dos preços à vista apresenta valores inferiores à média (assimetria negativa) o que poderia ser justificado pela presença no respetivo mix de produção de um percentual elevado de tecnologias provenientes de fontes renováveis¹⁰⁹. Pelo contrário, no mercado francês a assimetria do preço à vista no período considerado é positiva, ou seja, o desvio dos preços tende a valores acima da sua média, o que poderia ser justificado pelo elevado peso da energia nuclear no mix de produção¹¹⁰.

Da mesma forma, para o período analisado (2010-2018), observa-se uma maior volatilidade média no preço à vista do mercado francês que nos preços dos mercados espanhol e alemão (que é o que regista a volatilidade de preços mais baixa). No entanto, ao se analisar a volatilidade média de cada um dos anos do período considerado, conclui-se que para os anos 2013 e 2014 a maior volatilidade média correspondeu ao preço à vista do mercado espanhol.

Das reuniões mantidas pelo Comité Técnico do MIBEL (CT MIBEL) com os diferentes participantes no mercado elétrico ao longo de 2018, destaca-se o facto de que a maior participação no mix de produção do MIBEL de tecnologias provenientes de fontes renováveis implicaria que os agentes tivessem maiores dificuldades para prever a evolução a prazo do preço da eletricidade, pelo que na sua estratégia de participação nos mercados optariam pela realização de uma negociação mais próxima do período de entrega dos contratos. Neste sentido, nos relatórios de supervisão do mercado a prazo que realiza mensalmente a CNMC¹¹¹, observa-se um aumento na negociação a prazo à medida que o número de dias até o início do vencimento dos contratos diminui.

¹⁰⁷ Coeficiente de correlação de 0,7372 para o período 2010-2018.

¹⁰⁸ No período 2010-2018, o coeficiente de correlação dos preços à vista espanhóis com os preços franceses foi de 0,40 e com os preços alemães ficou em 0,35.

¹⁰⁹ Os aumentos na produção de tecnologias de fontes renováveis têm um efeito descendente sobre os preços do mercado à vista, deslocando tecnologias de produção mais caras. Como exemplo, vale ressaltar que a queda do preço à vista médio no mercado espanhol em 2016 em relação ao ano anterior (-27,1%) seria justificada em grande parte pela grande participação das energias renováveis nos primeiros meses do ano.

¹¹⁰ Os decréscimos na produção nuclear têm um efeito ascendente sobre os preços do mercado à vista, uma vez que a energia não produzida com a tecnologia nuclear tem que ser substituída pela energia de fontes de produção mais caras.

¹¹¹ Relatórios de Supervisão dos mercados futuros de energia elétrica: https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_informes_de_seguinte/block/250

3.3 SOBRE A LIQUIDEZ DOS MERCADOS A PRAZO

A Figura 65 reflete a evolução do volume negociado (em TWh) de contratos de carga base com liquidação financeira e horizonte temporal maior ou igual a um mês (contratos mensais, trimestrais e anuais), com subjacente o preço à vista na Alemanha e em França (registados em ECC), e com subjacente o preço à vista em Espanha (negociados no OMIP, EEX e OTC¹¹²), no período 2014-2018.

Observa-se que a liquidez do mercado espanhol é significativamente inferior à dos mercados alemão e francês. Assim, em 2018, a negociação no mercado espanhol de contratos de carga base com liquidação financeira e horizonte temporal maior ou igual a um mês (contratos mensais, trimestrais e anuais) com subjacente o preço à vista desse mercado (negociados no OMIP, EEX e OTC) foi 13 e 1,9 vezes inferior ao volume de negociação dos contratos equivalentes com subjacente o preço à vista alemão e francês (registados em ECC), respetivamente, e que tal diferencial de liquidez aumentou no período analisado (2010-2018).

Outra medida indicativa da menor liquidez do mercado espanhol é obtida a partir da comparação, entre os três mercados, do rácio entre o volume de negociação¹¹³ a prazo em cada um dos três mercados e a procura de cada mercado. Assim, no ano 2018, este rácio situou-se em 55,2% para o caso de Espanha e em 361,1% e 60% para o caso da Alemanha (dados a novembro de 2018) e França, respetivamente¹¹⁴.

Cabe destacar que, no ano 2015, produziu-se uma significativa queda de liquidez no mercado espanhol (-52,2%), que contrasta com a subida registada na liquidez dos mercados alemão e francês. Entre os fatores que poderiam ter incidido na diminuição da negociação no mercado a prazo espanhol durante 2015, pode-se mencionar o desaparecimento, desde janeiro de 2014, dos leilões CESUR, como mecanismo para a fixação do custo grossista da energia para o cálculo da tarifa de último recurso, o que se traduziu numa mudança na tipologia dos agentes intervenientes no mercado a prazo, reduzindo-se a participação de aqueles com fins especulativos em favor de agentes com objetivos de cobertura, mais moderados em relação ao volume dos contratos negociados, tendência que se acentuou em 2015 com a saída de agentes financeiros internacionais derivado da queda da liquidez do mercado a prazo.

Após a evolução positiva da negociação dos contratos a prazo (mensais, trimestrais e anuais) nos três mercados considerados no ano 2016, produziu-se uma queda da liquidez em 2017 que afetou a todos eles. Entre os fatores que poderiam ter incidido nesta queda da liquidez, caberia mencionar, entre outros, a incerteza gerada pela revisão da Diretiva relativa aos mercados de instrumentos financeiros (MiFID II¹¹⁵)

¹¹² Os dados de negociação OTC consideram tanto o OTC registado quanto o OTC não registado.

¹¹³ Volume negociado (em TWh) de contratos de carga base com liquidação financeira e horizonte temporal maior ou igual a um mês (contratos mensais, trimestrais e anuais), com subjacente o preço à vista na Alemanha e em França (registado no ECC), e com subjacente o preço à vista em Espanha (negociado no OMIP, EEX e OTC).

¹¹⁴ As percentagens para a Alemanha e a França seriam ainda maiores, já que para esses países o volume de mercado a prazo negociado nos mercados OTC não está a ser contabilizado.

¹¹⁵ Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros, que entrou em vigor em 3 de janeiro de 2018.

e seu possível impacto para as empresas não financeiras que negociam derivados sobre *commodities*, que teria incidido na adoção de estratégias de posicionamento em derivados mais conservadoras por parte dos agentes energéticos.

Pelo contrário, em 2018 aumentaram os volumes negociados dos contratos a prazo (contratos mensais, trimestrais e anuais), tanto no mercado espanhol, como nos mercados alemão e francês. O volume de contratos com liquidação financeira e horizonte temporal maior ou igual a um mês ascendeu, em 2018 a 148.326 GWh, 1.928.277 GWh e 287.267 GWh, para os produtos com subjacente espanhol, alemão e francês, respetivamente. Isto supõe um aumento em comparação a 2017, de 15,2% (subjacente espanhol), 7,5% (subjacente alemão) e 13,2% (subjacente francês).

Adicionalmente aos fatores comentados em relação à queda da liquidez do mercado espanhol em 2015, assim como em comparação à queda generalizada da liquidez em 2017, haveria outros que afetariam o menor volume negociado no mercado:

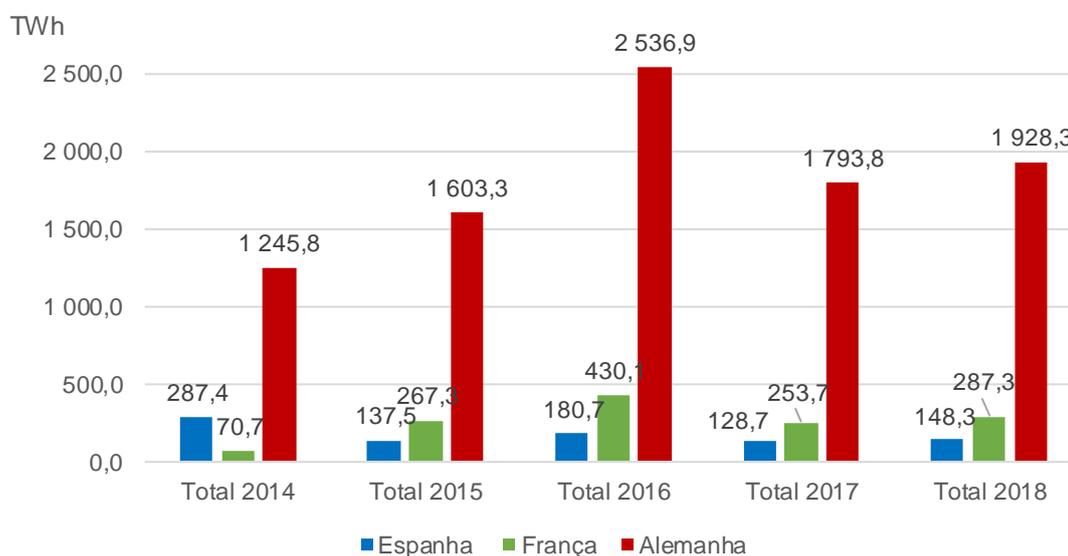
- A mudança na estrutura das mesas de *trading*: o desaparecimento dos *traders* especializados por mercados e a mudança para um modelo de negociação multi-mercado e produtos. Isto leva a que os *traders* tendam a negociar nos mercados mais líquidos, nos que é mais fácil abrir ou desfazer as posições tomadas e que implicam uma menor exposição ao risco da sua carteira (menor consumo de VaR¹¹⁶). De este modo, nos últimos anos, observa-se que está a ser drenada a liquidez dos mercados mais pequenos (com menor volume de negociação) em relação aos mercados de maior tamanho. Assim, no caso dos contratos com subjacente o preço à *vista* em Espanha observa-se um aumento de liquidez na plataforma de negociação alemã, muito mais diversificada.
- A perceção do risco regulatório no MIBEL¹¹⁷, que afeta principalmente os agentes estrangeiros, reduzindo a sua participação no mercado a prazo ibérico.
- Os custos associados à participação nos mercados a prazo (garantias, comunicação de dados, *compliance*, etc.). Por um lado, esses custos supõem uma barreira de entrada aos participantes de menor tamanho e desincentivam os consumidores de maior tamanho não incumbentes. Por outro lado, para otimizar esses custos associados à negociação nos mercados a prazo, os agentes têm incentivo a concentrar a sua participação nos mercados mais diversificados (em países e em produtos).
- A tendência para a cobertura do risco de preço do mercado diário através da assinatura de contratos bilaterais a um preço fixo, em vez de negociar nos mercados a prazo. Esta afirmação estaria apoiada pela opinião manifestada pelos agentes de mercado elétrico do MIBEL, particularmente dos consumidores, sobre as maiores dificuldades que encontram na hora de prever a evolução do futuro do preço da eletricidade num mercado que conta com uma relevante participação de produção proveniente de fontes renováveis.

¹¹⁶ Value at Risk (VaR): método usado para medir o nível de exposição ao risco de uma carteira (perda máxima esperada em um determinado intervalo de tempo, com um certo nível de confiança).

¹¹⁷ Nas reuniões realizadas ao longo de 2018 com os agentes participantes no mercado, a complexidade e as alterações regulamentares no MIBEL são apontadas de forma generalizada, destacando-se como exemplo, devido ao seu impacto na participação e liquidez do mercado a prazo, a eliminação dos leilões CESUR.

- A falta de incentivo à participação nos mercados a prazo dos grupos verticalmente integrados, já que dispõem de uma cobertura natural sobre o risco de preço de mercado diário.
- A falta de incentivo à participação nos mercados a prazo por parte das instalações de fontes renováveis, enquanto se manteve em vigor o marco regulatório de retribuição e incentivos económicos à produção com estas tecnologias. A aprovação do Real Decreto 413/2014, de 6 de junho pelo que se regula a catividade de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis, coprodução e resíduos, supôs uma mudança do normativo na retribuição das instalações de fontes renováveis, incentivando-as à participação nos mercados diário e intradiários. No entanto, a evolução do quadro regulamentar das instalações de fontes renováveis, que tem sido associada a uma maior exposição ao risco de preço do mercado à vista para estas instalações, não se refletiu numa maior participação de este tipo de produção nos mercados a prazo.
- A existência em Espanha de uma tarifa de último recurso, indexada ao preço de mercado à vista e que inclui uma margem de comercialização, que eventualmente poderia não incentivar economicamente os comercializadores de último recurso a cobrir a sua exposição ao risco de preço do mercado diário nos mercados a prazo¹¹⁸.

Figura 65: Volume dos contratos mensais, trimestrais e anuais com subjacente o preço à vista na Alemanha e em França (registados na EEX e OMIClear) e com subjacente o preço à vista em Espanha (negociados no OMIP, EEX e OTC) (TWh). 2014 - 2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados de agências de intermediação, OMIP-OMIClear e EEX-ECC

¹¹⁸ Em 2018, a quota dos comercializadores de último recurso, no mercado espanhol, foi cerca de 11% da procura total.

3.4 SOBRE A POSIÇÃO ABERTA NOS MERCADOS A PRAZO

Um volume de posição aberta positiva e inferior ao volume negociado, no início do período da liquidação do contrato, seria indicativo de que os agentes participantes nos mercados a prazo compram mais do que vendem (ou vice-versa) ao longo da negociação do contrato e que na negociação do contrato estariam participando agentes heterogêneos, isto é, tanto agentes especuladores (que fecham posições ao longo da negociação do contrato) quanto agentes com motivações de cobertura de riscos (que deixam a sua posição aberta até à liquidação do contrato).

Em termos médios, a posição aberta do volume registado na Contraparte Central (CCP) da EEX (ECC)¹¹⁹ dos contratos, mensais, trimestrais e anuais, com liquidação em 2018 e subjacente espanhol (83,4%) foi superior à percentagem de posição aberta nessa CCP (ECC) sobre contratos equivalentes nos mercados alemão (68,4%) e francês (78,3%).

A maior posição aberta registada na CCP da EEX de contratos com subjacente espanhol poderia ser indicativo de um mercado a prazo de carácter mais de cobertura de riscos e, portanto, com uma elevada participação de agentes com posições físicas (menor heterogeneidade de agentes). Por outro lado, a menor percentagem de posição aberta registado nessa mesma CCP em comparação aos contratos com subjacente alemão e francês, poderia ser indicativa de um mercado a prazo de natureza mais especulativa que de cobertura de riscos, bem como um possível indicador de participação heterogênea de agentes no mercado, já que interviriam nele não apenas agentes com posições físicas, mas também agentes de natureza financeira.

Cabe mencionar que das reuniões realizadas com os agentes participantes no mercado elétrico do MIBEL conclui-se que, entre outros aspetos, a queda de liquidez do mercado espanhol teria motivado uma saída deste mercado de agentes com perfil mais especulativo (bancos de investimentos e fundos), que teriam focado suas operações em mercados mais diversificados, nos quais, conforme discutido na secção sobre liquidez de mercado, é mais fácil desfazer as posições assumidas.

¹¹⁹ Os participantes do mercado a prazo também podem registar as suas posições de contratos a prazo com subjacentes o preço à vista da zona espanhola no OMIP - OMIClear ou na BME Clearing. Portanto, os participantes do mercado tanto podem registar indistintamente as suas posições sobre contratos a prazo com subjacente o preço à vista da zona espanhola na OMIClear, na BME Clearing ou na ECC, se forem membros das mesmas. A soma do volume da posição aberta em cada um das CCPs pode sobrestimar o volume da posição aberta registada no subjacente, já que os volumes de posição aberta que os participantes mantêm em cada um das CCP poderiam ser compensados se forem de sinal oposto. Portanto, note-se que na comparação dos três mercados é utilizado a percentagem de posição aberta sobre o volume total registado no ECC, o que provavelmente subestima a percentagem de posição aberta sobre o volume total de negociação de contratos futuros com preço a vista na zona espanhola.

3.5 SOBRE OS PRÉMIOS DE RISCO

Da análise realizada no período 2010-2018, observa-se que, nos três mercados, os prémios de risco calculados *ex post*¹²⁰ para os contratos a prazo mensais com subjacente o preço de mercado à *vista* espanhol, francês e alemão foram em média positiva, já que as posições líquidas compradoras (vendedoras) se liquidaram como perdas (benefícios). Assim, no período considerado, o prémio de risco *ex post* dos contratos com liquidação mensal situou-se, em média, em 1,5 €/MWh para o mercado espanhol, em 1,5 €/MWh para o mercado francês e em 0,9 €/MWh para o mercado alemão.

No caso de mercado espanhol, o maior prémio de risco médio *ex post* dos contratos mensais com subjacente preço à *vista* se registou no ano 2013 (+3,5 €/MWh). Cabe mencionar que esse foi o último ano no qual se realizaram os leilões CESUR¹²¹, através dos quais se incorporava ao mercado a prazo um volume de procura inelástica elevado (procedente dos comercializadores de último recurso) que poderia ter sido refletido numa pressão de subida sobre os preços do mercado a prazo.

Por outro lado, no mercado espanhol, vale destacar que no ano de 2015, apesar da redução da liquidez de mercado a prazo¹²², se produziu um mudança de tendência no prémio de risco *ex post* dos contratos mensais com subjacente preço à *vista* espanhol, que passou a ser negativo e se reduziu em comparação ao valor médio contabilizado em 2014¹²³. Esta evolução do prémio de risco *ex post* poderia justificar-se tanto por um choque estocástico de oferta (ou de procura) médio em 2015 negativo, quanto pelo fato de que a percentagem de procura coberta com energia renovável em média durante o mês de liquidação dos contratos foi decrescente, dado o crescimento da procura elétrica em 2015 (+1,9%) e o menor despacho das centrais de produção de energia procedente de fontes renováveis (especialmente da grande hidráulica, -30%)¹²⁴.

¹²⁰ Se define o prémio de risco como a diferença entre o preço a prazo do contrato com liquidação mensal (o último dia de negociação deste contrato) e o preço médio (média aritmética) do mercado diário.

¹²¹ O último leilão CESUR (25ª subasta CESUR) foi realizado em 19 de dezembro 2013, para a fixação de uma tarifa regulada aos consumidores domésticos para o primeiro trimestre de 2014, embora a Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tenha decidido que não era apropriado validar o referido leilão na presença de circunstâncias atípicas no desenvolvimento do mesmo e num contexto de preços elevados no mercado diário durante as semanas anteriores.

¹²² Que poderia haver-se refletido em um aumento dos preços a prazo.

¹²³ Em 2014 o prémio de risco *ex post* dos contratos com liquidação mensal se situou, em média, em cerca de 2 €/MWh, frente a uma média de -1,6 €/MWh em 2015.

¹²⁴ Com o conseqüente incremento do *gap* térmico.

Tabela 40: Valor máximo, mínimo e média, no último dia de negociação das cotações dos contratos a prazo com liquidação mensal e subjacente espanhol, alemão e francês; preço médio aritmético à vista espanhol, alemão e francês, e prêmio de risco ex post dos três mercados. 2010-2018.

€/MWh	Espanha	Alemanha	França
2010 Preço máximo do último dia de negociação	45,90	49,53	56,50
Preço mínimo do último dia de negociação	26,88	36,00	37,64
Preço médios do último dia de negociação	39,44	44,49	48,30
Preço médio spot no período de liquidação	36,95	44,46	47,47
Prêmio de risco ex post	2,49	0,03	0,82
2011 Preço máximo do último dia de negociação	58,25	57,48	62,00
Preço mínimo do último dia de negociação	45,70	46,88	35,50
Preço médios do último dia de negociação	51,65	53,55	53,28
Preço médio spot no período de liquidação	49,91	51,14	48,94
Prêmio de risco ex post	1,74	2,41	4,34
2012 Preço máximo do último dia de negociação	56,38	52,22	57,38
Preço mínimo do último dia de negociação	43,90	39,90	38,95
Preço médios do último dia de negociação	49,91	44,14	46,91
Preço médio spot no período de liquidação	47,26	42,67	47,10
Prêmio de risco ex post	2,65	1,47	-0,19
2013 Preço máximo do último dia de negociação	54,50	43,77	61,35
Preço mínimo do último dia de negociação	37,20	30,75	26,50
Preço médios do último dia de negociação	47,70	37,48	43,39
Preço médio spot no período de liquidação	44,19	37,82	43,30
Prêmio de risco ex post	3,50	-0,35	0,09
2014 Preço máximo do último dia de negociação	53,75	39,49	54,70
Preço mínimo do último dia de negociação	26,30	29,72	22,37
Preço médios do último dia de negociação	43,92	33,54	37,52
Preço médio spot no período de liquidação	41,97	32,78	34,67
Prêmio de risco ex post	1,95	0,76	2,86
2015 Preço máximo do último dia de negociação	55,03	36,00	48,95
Preço mínimo do último dia de negociação	38,53	27,80	28,07
Preço médios do último dia de negociação	48,66	31,80	37,47
Preço médio spot no período de liquidação	50,27	31,66	38,56
Prêmio de risco ex post	-1,60	0,14	-1,09
2016 Preço máximo do último dia de negociação	56,90	42,99	98,33
Preço mínimo do último dia de negociação	27,50	22,59	22,45
Preço médios do último dia de negociação	41,78	29,04	40,52
Preço médio spot no período de liquidação	39,61	28,95	36,71
Prêmio de risco ex post	2,17	0,08	3,80
2017 Preço máximo do último dia de negociação	62,80	48,25	71,50
Preço mínimo do último dia de negociação	41,85	30,45	31,00
Preço médios do último dia de negociação	52,28	36,41	46,01
Preço médio spot no período de liquidação	52,22	34,22	44,98
Prêmio de risco ex post	0,07	2,18	1,02
2018 Preço máximo do último dia de negociação	69,50	59,33	68,33
Preço mínimo do último dia de negociação	39,83	31,40	31,54
Preço médios do último dia de negociação	57,76	45,87	52,28
Preço médio spot no período de liquidação	57,29	44,45	50,20
Prêmio de risco ex post	0,47	1,42	2,08

Preços de negociação tomados no último dia de negociação

Fonte: elaboração própria a partir de dados OMIP, EEX, OMIE e EPEX Spot

Da comparação do prêmio de risco *ex post* dos contratos a prazo com liquidação mensal nos três mercados, conclui-se que o prêmio de risco *ex post* no mercado espanhol é, em geral, superior no período 2010-2018, situando-se, em média, os preços a prazo com subjacente espanhol em 6% acima do preço médio aritmético *à vista*, comparado ao 3,7% do mercado francês e ao 2,8% do mercado alemão. Da mesma forma, no período considerado, observa-se uma maior volatilidade do prêmio de risco *ex post* do mercado espanhol¹²⁵ e uma menor correlação de tal prêmio com os registados nos mercados francês e alemão (mais correlacionadas entre si¹²⁶), que estaria justificada por a menor interligação do MIBEL com o resto de mercados europeus.

Por outro lado, das reuniões mantidas ao longo de 2018 com os agentes participantes no mercado elétrico, conclui-se que, para tais participantes o fato de que historicamente os preços a prazo espanhóis haviam se situado sistematicamente superiores ao preço *à vista*, e com um prêmio de risco alto, é um fator que desincentiva a participação em tais mercados a prazo, drenando liquidez dos mesmos, o que favorece a realização de estratégias alternativas como a celebração de contratos de fornecimento a preço fixo.

3.6 SOBRE AS VARIÁVEIS COM INCIDÊNCIA SIGNIFICATIVA SOBRE O PRÊMIO DE RISCO EX POST

Da análise da regressão efetuada para o período 2010-2018, conclui-se que existem variáveis que têm impacto significativo sobre o prêmio de risco *ex post* dos contratos a prazo com liquidação mensal nos três mercados considerados (Espanha, França e Alemanha), que se formam a partir de informação disponível no mercado no mês anterior ao de liquidação do contrato. Isso mostra que o prêmio de risco *ex post* no referido mercado é influenciado por variáveis utilizadas pelos os agentes para fazer previsões não a partir de expectativas racionais de evolução (considerando o conjunto de informação disponível no momento de realizar a previsão), mas sim assumindo expectativas míopes ou adaptativas, isto é, influenciadas por eventos passados e presentes ocorridos no mercado *à vista*. Isso significa que os agentes fazem as suas previsões sobre o prêmio de risco futuro com base nos valores registados pelas variáveis explicativas do passado.

Da mesma forma, vale destacar que o prêmio de risco *ex post* dos três mercados aponta para a evolução do percentual de procura coberta com energia proveniente de fontes renováveis e que a incidência significativa de esta variável se observa tanto no mês anterior à liquidação do contrato (t) como no mês de liquidação do mesmo (T).

¹²⁵ No período 2010-2018, o desvio padrão do prêmio de risco *ex post* do mercado espanhol se situou em 18,9% frente a 14,6% no mercado francês e a 9,2% no mercado alemão.

¹²⁶ A correlação, no período 2010-2018, do prêmio de risco francês e alemão se situou em 0,71. A correlação do prêmio de risco espanhol, no período indicado, se situou ao redor de 0,2 tanto com o prêmio de risco francês quanto com o prêmio de risco alemão.

Tabela 41: Percentagem média da procura mensal coberta com energia procedente de fontes renováveis em Espanha, Alemanha e França, e o efeito (aumento ou diminuição) sobre o prémio de risco da evolução da energia procedente de fontes renováveis nos referidos mercados. 2010-2018.

Espanha	Alemanha	França
% médio de procura coberta mensalmente por energia de fonte renovável		
38,40%	24,60%	6,20%
Aumento (€/MWh) do prémio de risco por incrementos no % de procura coberta com energia de fontes renováveis no mês T		
0,4263	0,4671	0,5367
Diminuição (€/MWh) do prémio de risco por incrementos no % de procura coberta com energia de fontes renováveis no mês T		
0,3261	0,4594	0,5373

Fonte: elaboração própria a partir de dados REE, OMIP e agências de intermediação

No caso do mercado espanhol, a cobertura média da procura mensal com energia procedente de fontes renováveis situou-se no período 2010-2018 em 38,4%:

- Um aumento de 1% no (%) de procura coberta com energia de fontes renováveis, no mês de liquidação do contrato (T), teria aumentado o prémio de risco em 0,4263 €/MWh.
- Um aumento de 1% no (%) de procura coberta com energia de fontes renováveis, no mês anterior ao de liquidação do contrato (t), teria reduzido a prémio de risco em 0,3261 €/MWh.

No caso de mercado alemão:

- Um aumento de 1% no (%) de procura coberta com energia de fontes renováveis, no mês de liquidação do contrato (T), teria aumentado o prémio de risco em 0,4671 €/MWh.
- Um aumento de 1% no (%) de procura coberta com energia de fontes renováveis, no mês anterior ao de liquidação do contrato (t), teria reduzido o prémio de risco em 0,4594 €/MWh.

No caso de mercado francês:

- Um aumento de 1% no (%) de procura coberta com energia de fontes renováveis, no mês de liquidação do contrato (T), teria aumentado o prémio de risco em 0,5367 €/MWh.
- Um aumento de 1% no (%) de procura coberta com energia de fontes renováveis, no mês anterior ao de liquidação do contrato (t), teria reduzido o prémio de risco em 0,5373 €/MWh.

Portanto, a incidência sobre o prêmio de risco *ex post* das variações de percentagem média de procura mensal coberta com energia procedente de fontes renováveis tanto no mês anterior ao de liquidação (t) do contrato a prazo mensal como no mês de liquidação do mesmo (T) está inversamente relacionada com a percentagem médio de procura mensal coberta com energia procedente de fontes renováveis, o que poderia indicar que a previsão da produção renovável é melhor quanto maior for a sua contribuição sobre a produção. Assim, no mercado francês, em que a percentagem média de procura mensal coberta com energia procedente de fontes renováveis é significativamente inferior (5,70%) ao registado nos mercados espanhol (38,50%) e alemão (22,10%), a incidência sobre o prêmio de risco *ex post* nas variações em percentagem de cobertura é maior, tanto no mês anterior ao de liquidação do contrato a prazo mensal como no mês de liquidação de mesmo.

Além disso, no mercado francês deve ter-se em conta que o aumento de produção de energia renovável se efetua sobre uma base significativa de energia nuclear (em 2018, 71,7% da produção total foi nuclear) e que a dita tecnologia incide sobre o preço à vista no mesmo sentido que a energia procedente de fontes renováveis, isto é, um aumento da produção nuclear teria um efeito descendente sobre os preços de mercado à vista.

Por outro lado, de análise da regressão efetuada, se identificam outras variáveis com incidência significativa em cada um dos três mercados considerados. Assim, no mercado espanhol, destacam-se variáveis relacionadas com a liquidez de mercado a prazo:

- O volume negociado no mercado a prazo no mês anterior ao de liquidação do contrato (t). Um aumento de 1% no volume negociado, no mês anterior ao de liquidação do contrato, teria reduzido o prêmio de risco em 0,0275 €/MWh no período 2010-2018.
- O volume leilado através dos leilões regulados (CESUR e OMIP), no mês anterior ao de liquidação do contrato (t). Um aumento de 1% no volume leilado, no mês anterior ao de liquidação do contrato, teria aumentado o prêmio de risco em 0,23 €/MWh no período considerado.

Por outro lado, no mercado francês destaca-se a incidência significativa sobre o prêmio de risco *ex post* nos contratos a prazo com liquidação mensal e subjacente o preço à vista, tem-se:

- A volatilidade de preço à vista no mês anterior ao de liquidação do contrato (t). Assim, um aumento de 1 €/MWh em volatilidade (desvio padrão) de preço à vista, no mês anterior ao de liquidação do contrato, teria aumentado o prêmio de risco em 0,44 €/MWh no período 2010-2018.
- Variações na diferença de preços entre a último preço do contrato e o preço médio à vista no mês anterior ao de liquidação do contrato (t). Um aumento de 1 €/MWh em tal diferença de preço, no mês anterior ao de liquidação do contrato, teria aumentado o prêmio de risco em 0,5050 €/MWh, no período considerado.

Por último, a Alemanha destaca-se por sua incidência significativa sobre o prêmio de risco *ex post* dos contratos a prazo mensais com subjacente diferença entre o preço do contrato de carga base mensal o último dia de negociação do contrato (t) e o preço médio à vista no mês anterior ao de liquidação do

contrato (t). Assim, um aumento de 1 €/MWh nesta diferença de preço teria aumentado o prêmio de risco em 0,25 €/MWh no período 2010-2018.

4 MEDIDAS SUSCETÍVEIS DE IMPLEMENTAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO DO MIBEL

[CONFIDENCIAL]