

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Caracterização de Padrões de Preços de Eletricidade em Produtos do Mercado de Derivados

Pedro Miguel Fráguas da Cunha Serpa Pinto

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

22 de Janeiro de 2018

Resumo

O Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, foi uma das mais importantes e proeminentes iniciativas regionais europeias na criação de um mercado de eletricidade, estando 100% operacional desde 2007. Desde a sua criação que o paradigma do transacionamento deste tipo de produtos tem vindo a ser alterado. [1] Não há muitos anos, o nível de interligação com o resto da Europa era praticamente inexistente estando este mercado a operar quase isolado nesta região. Por normas impositivas europeias de integração de mercados, este nível ascenderia até a um mínimo de 10% da capacidade de potência instalada em todos os países da comunidade.[2]

O MIBEL é composto por dois pólos, o OMIE - Operador de Mercado Ibérico de Energia (Espanha), que assume a gestão do sistema de ofertas de compra e venda de energia elétrica no mercado spot, e o OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal), que é a sua bolsa de derivados. Neste mercado de derivados, são transacionados vários tipos de contratos como futuros, *swaps*, *forwards* e opções.

Os mercados de futuros são os principais produtos derivados com elevada importância para a estipulação dos preços de eletricidade principalmente a médio prazo.[3]

Nesta dissertação foram estudados e analisados derivados futuros em Portugal com maturidades de contrato anual, trimestral e mensal. Sendo este um tema ainda por explorar, acabou por ser muito interessante a criação de padrões de caracterização de preços tendo em conta diversas variáveis de interesse, percebendo-se o funcionamento do mercado, dos seus participantes e da mais valia deste tipo de negócio.

Foram conseguidos, através do Operador de Mercado, todos os dados relativos aos futuros portugueses para análise. Após a respetiva estruturação da informação foi possível obter diversos gráficos que se traduziram em alguns padrões. Seguidamente, foram acrescentadas as informações relativas aos preços praticados pelo mercado spot e a % de produção de hídrica.

Foi feita então uma análise da evolução dos preços nos mercados (derivados e spot). Observou-se que o mercado diário pratica preços inferiores em relação ao mercado a prazo. No entanto, anos irregulares como 2015 e 2017, fazem esta tendência inverter-se. Outro padrão retirado prende-se com o facto do preço de futuros ser superior para maturidades de contrato maiores. Isto é, futuros anuais com preços acima de futuros trimestrais e estes por sua vez a serem mais caros que futuros mensais.

É então interessante o planeamento e uma eficaz capacidade de previsão e gestão de risco para "atacar" o mercado a prazo atempadamente, podendo este tornar-se muito vantajoso financeiramente.

Por fim, viu-se também que o nível de produção de hídrica tem influência no preço de mercado spot. Sendo a eletricidade tão mais cara quanto menor for o nível de produção desta renovável. E, apesar do mercado diário ter interferência no preço do mercado a prazo, o efeito da % de hídrica não se nota de forma imediata no preço praticado pelos futuros.

Abstract

The Iberian Electricity Market, MIBEL, was one of the most important and prominent European regional initiatives in the creation of an electricity market and having been 100% operational since 2007. Since its creation, the paradigm of transaction of this type of products has been changing. Not many years ago, the level of interconnection with the rest of Europe was practically non-existent with this market operating almost isolated in this region. By European market integration rules, this level would amount to a minimum of 10% of power installed capacity in all countries of the Community.

MIBEL works through a double division: on one hand, there is the Spanish Iberian Energy Market Operator - OMIE -, responsible for the management of the electrical energy sale and purchase programmes of the spot market, and on the other hand there is the Iberian Energy Market Operator – OMIP (Portugal), which manages the futures market. In this derivatives market, various types of contracts such as futures, swaps, forwards and options are transacted.

Futures markets are the main derivatives products with high importance for the stipulation of electricity prices mainly in the medium term.

In this master's thesis, future derivatives were studied and analyzed in Portugal with maturity of annual, quarterly and monthly contracts. This being a topic still to be explored, it became very interesting to create patterns of price characterization of these products taking into account several variables of interest, noting the functioning of the market, its participants and the added value of this type of business.

All data relating to Portuguese futures for analysis were obtained through the Market Operator (OMIP). After the respective structuring of the information it was possible to obtain several graphics that translated into some standards. Next, the information on spot prices and % of national water production was added.

Then, an analysis of the evolution of prices in the markets (derivatives and spot) was made. It was observed that the daily market practices prices lower than the futures market. However, uneven years like 2015 and 2017, make this trend reversed. Another seen standard is that the futures price is higher for larger contract maturities. That is, annual futures priced above quarterly futures and these end up being more expensive than monthly futures.

Planning and an effective forecasting and risk management capability are super crucial in order to "attack" the forward market in a timely manner, which can be financially very valuable.

Finally, it was also seen that the level of water production has an influence on the spot market price. With electricity being more expensive the lower the level of production of this renewable energy. And although the daily market has an influence on the futures market price, the effect of % of water is not immediately noticeable in the price practiced by futures.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer em primeiro lugar ao Professor Doutor Cláudio Monteiro por toda a sua ajuda e orientação ao longo do semestre, tendo estado sempre disponível para colaborar ativamente.

A todos os meus amigos que estiveram sempre do meu lado.

A todos os meus colegas de faculdade que durante este percurso se mantiveram unidos, tendo sido mais fácil com o vosso companheirismo.

Um obrigado gigante à minha família, em particular aos meus pais, que em todos os momentos sempre me incentivaram a encarar tudo de forma positiva.

O agradecimento mais especial tem que ser direcionado para os meus 4 avós que apesar de nem todos estarem ainda presentes, sempre foram os pilares da minha vida.

Pedro Miguel Fráguas da Cunha Serpa Pinto

*I don't know. Only God knows where the story ends for me,
but I know where the story begins.
It's up to us to choose, whether we win or lose
and I choose to win."*

Mary J. Blige

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação e Enquadramento	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura da dissertação	4
1.4	Informação e ferramentas utilizadas	4
2	Estado da arte	7
2.1	Mercado de Derivados	7
2.2	Instrumentos disponibilizados pelo Operador de Mercado	8
2.3	Índices de eletricidade	10
2.3.1	SPEL Base Index	10
2.3.2	SPEL Peak Index	11
2.3.3	PTEL Base Index	11
2.3.4	PTEL Peak Index	12
2.3.5	FTR E-P Index	12
2.3.6	FTR P-E Index	13
2.4	Produtos transacionados MIBEL (Portfolio)	14
2.4.1	Espanha	14
2.4.2	Portugal	15
2.4.3	Portugal e Espanha – Baseado na diferença de preço	15
2.4.4	Alemanha e França	16
2.5	Contratos negociáveis (maturidade)	16
2.6	Descrição genérica das características específicas dos produtos do mercado de derivados	18
2.6.1	Perfil de Carga	18
2.6.2	Entrega	18
2.6.3	Período comercial	18
2.6.4	Período de entrega	19
2.6.5	Índice externo	19
2.6.6	Negociação (contínuo / leilão)	19
2.6.7	Registo OTC (operações bilaterais)	19
2.6.8	Cotação de preço, <i>Tick</i> , Valor do <i>Tick</i> e Volume do <i>Tick</i>	19
2.6.9	Volume nominal do contrato (NV – <i>Nominal Volume</i>)	20
2.6.10	<i>Cascading</i>	21
2.6.11	Liquidações numerário	22
2.6.12	Limites de variação de preço diário	22
2.6.13	Liquidação de ganhos e perdas	22
2.6.14	Entrega Financeira VS Entrega Física	23

2.7	<i>Trading</i>	24
2.8	<i>Clearing and Settlement</i>	26
2.8.1	<i>Clearing</i>	26
2.8.2	Participantes	26
2.8.3	<i>Settlement</i>	29
2.9	Trayport	31
2.10	Mercado Ibérico	32
3	Metodologia e Análise de Dados	35
3.1	Futuros anuais	35
3.1.1	Ano 2012	35
3.1.2	Ano 2013	37
3.1.3	Ano 2014	38
3.1.4	Ano 2015	40
3.1.5	Ano 2016	41
3.1.6	Ano 2017	43
3.1.7	Evolução do preço médio a partir do ano de negociação	44
3.1.8	Evolução do preço médio para anos de entrega	46
3.2	Futuros trimestrais	47
3.2.1	Evolução do preço médio	47
3.2.2	Comparação de preços por trimestre	48
3.2.3	Comparação de preços por ano	49
3.3	Futuros mensais	50
3.3.1	Evolução do preço médio	50
3.3.2	Comparação de preços por mês	51
3.4	Análise global dos futuros anuais, trimestrais e mensais	52
3.5	Análise comparativa de futuros com o preço de mercado grossista (spot)	54
3.5.1	Futuros Anuais	54
3.5.2	Futuros Trimestrais	55
3.5.3	Futuros Mensais	56
3.5.4	Análise global dos futuros anuais, trimestrais e mensais com o preço spot	62
3.5.5	Preços elevados de eletricidade no mercado grossista em 2015	64
3.5.6	Preços elevados de eletricidade no mercado grossista em 2017	65
3.6	Cascading? Sim ou não?	66
3.7	Influência da produção hídrica	67
3.7.1	Futuros anuais	67
3.7.2	Futuros mensais	69
4	Conclusões	71
4.1	Considerações iniciais	71
4.2	Conclusões relativas à caracterização de padrões de preços	71
4.3	Considerações finais	73
	Referências	75

Lista de Figuras

2.1	Comparação esquemática entre futuros, <i>forwards</i> e <i>swaps</i>	9
2.2	Índices PT - ES.	10
2.3	Futuros, <i>forwards</i> e <i>swaps</i> comercializados em Espanha.	14
2.4	Contratos de Opções comercializados em Espanha.	14
2.5	Futuros e <i>swaps</i> comercializados em Portugal.	15
2.6	Contratos de Opções comercializados entre os dois países da Península Ibérica.	15
2.7	Futuros comercializados para Alemanha e França.	16
2.8	Cálculo do volume nominal (MWh).	20
2.9	<i>Cascading</i> de um produto anual, retirado de [4].	21
2.10	<i>Cascading</i> de um produto trimestral, retirado de [4].	21
2.11	Esquema simples de "cálculo" para contratos de entrega física, retirado de [4].	23
2.12	Esquema OMIClear, retirado de [4].	25
2.13	OMIP - OMIClear, retirado de [5].	26
2.14	Sistema baseado na estrutura de relações entre contas, retirado de [5].	28
2.15	Fluxograma para cálculo do SP, retirado de [4].	29
2.16	Exemplo de um contrato futuro semanal, retirado de [4].	30
2.17	Aspeto da interface <i>Trayport</i> , retirado de [6].	31
2.18	Abordagem de funcionamento do mercado MIBEL, retirado de [7].	33
3.1	Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2012.	36
3.2	Evolução do preço do mercado spot em 2012.	36
3.3	Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2013.	37
3.4	Evolução do preço do mercado spot em 2013.	37
3.5	Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2014.	38
3.6	Evolução do preço do mercado spot em 2014.	39
3.7	Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2015.	40
3.8	Evolução do preço do mercado spot em 2015.	40
3.9	Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2016.	41
3.10	Evolução do preço do mercado spot em 2016.	42
3.11	Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2017.	43
3.12	Evolução do preço do mercado spot em 2017.	43
3.13	Preço médio anual à data de negociação para ano de entrega seguinte.	44
3.14	Preço médio anual à data de negociação para ano de entrega: (a) Y+2 ; (b) Y+3.	45
3.15	Evolução do preço médio ao longo dos anos de negociação.	45
3.16	Preço médio da energia ao longo dos anos.	46
3.17	Evolução do preço médio ao longo dos anos.	47
3.18	Evolução do preço por trimestre de entrega.	48
3.19	Evolução do preço ao longo dos anos de entrega.	49

3.20	Evolução do preço médio mensal ao longo dos anos.	50
3.21	Evolução do preço médio por mês ao longo dos anos de entrega.	51
3.22	Comparação dos três produtos ao longo dos anos de entrega.	52
3.23	Comparação do produto mensal e trimestral ao longo dos trimestres de entrega.	53
3.24	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros anuais.	54
3.25	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros trimestrais.	55
3.26	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2012.	56
3.27	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2013.	57
3.28	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2014.	58
3.29	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2015.	59
3.30	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2016.	60
3.31	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2017.	61
3.32	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros para os anos de entrega.	62
3.33	Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros para os trimestres de entrega.	63
3.34	Evolução do preço do mercado spot em 2015.	64
3.35	Evolução do preço do mercado spot em 2017.	65
3.36	Exemplo de uma possível partição no ano de 2016.[8]	66
3.37	Scatter com a produção de hídrica e preço spot ao longo dos anos.	67
3.38	Scatter com a produção de hídrica e o preço anual praticado para o ano seguinte.	67
3.39	Scatter com a produção de hídrica e o preço anual praticado para o ano Y+2.	68
3.40	Scatter com a produção de hídrica e o preço anual praticado para o ano Y+3.	68
3.41	Scatter com a produção de hídrica e o preço mensal praticado para o mês M+1.	69
3.42	Scatter com a produção de hídrica e o preço mensal praticado para o mês M+2.	69
3.43	Scatter com a produção de hídrica e o preço mensal praticado para o mês M+3.	69

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

CA	<i>Clearing Account</i>
CCP	<i>Central Counterparty</i>
CM	<i>Clearing Member</i>
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
D	<i>Day</i>
DDS	Dia da Semana
DPVL	<i>Daily Price Variation Limits</i>
DSV	<i>Delivery Settlement Value</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETD	<i>Exchange Trading Derivatives</i>
FDD	<i>First Day Of The Delivery Period</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FTD	<i>First Trading Day</i>
IVA	Imposto Sobre o Valor Acrescentado
LDD	<i>Last Day Of The Delivery Period</i>
LSEs	Entidades de Serviço de Carga
LTD	<i>Last Trading Day</i>
M	<i>Month</i>
MEFF	Mercado Espanhol de Futuros Financeiros
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MtM	<i>Market to Market</i>
NV	<i>Nominal Volume</i>
OMEL	Operador do Mercado Elétrico
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico, pólo espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico, pólo português
OTC	<i>Over-the-Counter</i>
PRE	Produção em Regime Especial
Q	<i>Quarter</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
SNIRH	Sistema Nacional de Informação dos Recursos Hídricos
SP	<i>Settlement Price</i>

TA	<i>Trading Account</i>
TM	<i>Trading Member</i>
UE	União Europeia
UP	Universidade do Porto
VM	<i>Variation Margin</i>
WE	<i>Weekend</i>
Wk	<i>Week</i>
Y/YR	<i>Year</i>

Lista de símbolos

GWh	<i>gigaWatt-hora</i>
TWh	<i>teraWatt-hora</i>
kWh	<i>kiloWatt-hora</i>
€	Euro

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é feita uma apresentação geral do trabalho a desenvolver. É descrita inicialmente numa exposição breve do tema num enquadramento onde está inserida também a motivação que deu origem à dissertação. São posteriormente definidos os objetivos e finalmente são apresentadas a estrutura e as ferramentas utilizadas.

1.1 Motivação e Enquadramento

O mercado de eletricidade tem vindo a ser alterado ao longo dos últimos anos. A liberalização do mercado de eletricidade em Portugal está a ser efetuada desde 2000.

Este mercado de eletricidade permite uma concorrência livre e que os consumidores possam decidir qual o comercializador que melhor serve os seus interesses de entre os vários que têm vindo a aparecer. Cada comercializador em mercado livre estabelece o seu próprio preço tendo que obedecer a um conjunto de regras concorrenciais e respeitando o Regulamento das Relações Comerciais.[9]

Existem então vários mercados de energia dos quais os comercializadores se podem servir. À medida que estes mercados, voláteis e competitivos amadurecem, as empresas de geração, os comercializadores de energia e as entidades de serviço de carga (LSEs) procuram ter uma maior certeza nos seus custos. É necessário então quantificar, monitorizar e controlar os riscos de negociação nos vários mercados de energia, sendo por isso requeridas ferramentas e metodologias apropriadas.

Do lado da oferta, a gestão do risco associado ao investimento a longo prazo na geração e transmissão requer métodos e ferramentas para o planeamento sob incerteza e para a avaliação de ativos.

Uma visão fundamental subjacente ao movimento mundial em direção a uma indústria de eletricidade competitiva foi que a maior parte dos ganhos de eficiência resultantes da reestruturação vêm de investimentos de longo prazo na capacidade de geração.

As empresas de serviços públicos foram autorizadas a ganhar uma taxa regulamentada de retorno acima do seu custo de capital.

Uma vez que os reguladores aprovaram os custos de construção de uma indústria de geração de energia, os custos seriam repassados aos consumidores através de preços de eletricidade regulados ao longo da vida do investimento, independentemente da flutuação no valor de mercado do investimento ao longo do tempo devido à mudança dos preços da energia e da evolução das condições de oferta e procura.

A maior parte dos riscos de investimento na capacidade de geração foi atribuída aos consumidores e não aos produtores. As empresas, portanto, tiveram poucos incentivos para evitar custos excessivos de investimento e concentraram-se em melhorar e manter a qualidade do serviço ao invés de desenvolver e adotar tecnologia de nova geração.[10]

As reformas do mercado de eletricidade em todo o mundo deslocaram grande parte do risco de investimento dos consumidores para os produtores. Sob o paradigma teórico ideal, os acionistas assumem todo o risco de investimento e os consumidores assumem o risco de preço, com a entrada competitiva empurrando a capacidade de geração para o desejado equilíbrio de longo prazo.

Num ambiente de mercado ideal, os fornecedores e os consumidores são livres de escolher o nível desejado de exposição ao risco, obtido através de práticas voluntárias de gestão de riscos. Infelizmente, essa visão idealizada de um mercado competitivo de eletricidade não está a funcionar como esperado, principalmente devido a imperfeições do mercado tais como a falta de resposta à procura, o abuso do poder local de mercado e a resistência política.[11]

Nos mercados elétricos grossistas existem vários tipos de mercados.

- Mercado de contratação à vista (mercado spot) que se subdivide em dois tipos, nomeadamente mercados diários e intradiários. É nestes mercados que se apresentam as várias propostas de venda (produção) e compra (comercialização) de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação numa base horária;
- Mercado de contratação a prazo, onde são estipulados compromissos a futuro de produção e compra de energia elétrica. O mercado a prazo pode realizar liquidação física (venda de energia) ou liquidação financeira;
- Mercado de contratação bilateral, onde é possível ordenar a compra e venda de energia elétrica para diferentes horizontes temporais;
- Mercado de serviços de sistema que funciona em tempo real e é responsável por manter o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica.[12]

O mercado a prazo de eletricidade é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. No âmbito do MIBEL e dos acordos estabelecidos, a entidade responsável pela sua gestão a prazo é o OMIP.

Os instrumentos transacionados no OMIP referem-se a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre e ano), de acordo com regras específicas deste mercado. O tipo de instrumentos transacionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes.

O OMIP disponibiliza os seguintes instrumentos:

- Contratos futuros – contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.
- Contratos *forward* - contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.
- Contratos *swap* – contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

Atualmente, no OMIP, os produtos mais líquidos (mais transacionados e, por isso, mais comuns) são os contratos Futuros. [13]

Com este enquadramento é possível avançar para uma análise detalhada dos preços de eletricidade na câmara de comercialização OMIP e caracterizar os padrões de preços de forma a servir de base para ferramentas de previsão de produtos de derivados.

1.2 Objetivos

De uma forma genérica esta dissertação tem como finalidade a realização de um estudo para caracterizar preços de eletricidade em produtos do mercado de derivados. A grande análise será realizada para os futuros portugueses com maturidades contratuais anual, trimestral e mensal.

No entanto, para tal é necessário repartir esse amplo e complexo objetivo em pequenas metas que se traduzem em objetivos individuais, sejam estes os seguintes:

- Análise de vários produtos que existem no mercado em termos de futuros;
- Recolher informação de transações de futuros ao longo de vários anos;
- Estudo das dependências das séries temporais de preços dos produtos;

- Função dos instantes da informação cronológica (dia, mês, trimestre) do instante da entrega do produto e do instante da realização da transação;
- Estudo da dependência de variáveis meteorológicas;
- Estudo da dependência de variáveis sistêmicas da organização dos mercados;
- Sistematização e representação dos padrões para os produtos estudados.

É ainda de salientar que este estudo pode servir de base para a implementação de uma ferramenta de software que poderá ter como finalidade a previsão de preços de eletricidade em produtos do mercado de derivados.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é composta por quatro capítulos.

No capítulo 1 é feito um enquadramento e contextualização do tema. No qual é abordada a situação do mercado de eletricidade. Desta forma, é explicada a motivação da dissertação, sendo também apresentados os objetivos a atingir até ao final da mesma.

No capítulo 2 é então apresentado o estado da arte, onde se faz uma abordagem completa pelo mercado de derivados. São descritos todos os produtos aí comercializados, bem como do seu funcionamento, dos seus participantes e da sua estrutura organizacional.

Já no capítulo 3 é feita uma análise da informação. São estruturados todos os dados disponíveis e é feito um estudo sobre o comportamento ao longo dos últimos 5 anos (2012-2017) dos futuros portugueses anuais, trimestrais e mensais. São então estabelecidos padrões sobre o seu preço de mercado tendo em conta várias variáveis de interesse.

Por fim, no capítulo 4 é apresentada uma conclusão do trabalho desenvolvido ao longo desta dissertação. Desta forma, são então respondidos os objetivos propostos no capítulo um. É também explicado como utilizar os resultados obtidos nesta dissertação. Não esquecendo o que faltou ser feito, introduzindo a possibilidade de trabalhos futuros no assunto abordado.

1.4 Informação e ferramentas utilizadas

Para a realização desta dissertação foram recolhidos todos os dados disponíveis relativos à comercialização de produtos no mercado de derivados através do site do Operador de Mercado OMIP.[14]

Foi também conseguido através do site da REN os preços spot para o mesmo período de análise.[15]

Através da plataforma digital disponibilizada pelo Sistema Nacional de Informação dos Recursos Hídricos (snirh) foram conseguidos todos os dados relativos à produção de energia renovável hídrica em território nacional.[16]

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 Mercado de Derivados

Neste capítulo está descrito o que é e como funciona o mercado em questão, um pouco desde a sua inicialização até ao detalhe no qual nos encontramos atualmente. Será feita referência e caracterização a todos os produtos transacionados pelo operador de mercado de um ponto de vista teórico que servirá de base para o capítulo seguinte da metodologia.

O governo português e o governo espanhol assinaram um acordo em 1 de outubro de 2004 para constituir um mercado ibérico de energia elétrica, “Acordo MIBEL”. [17] Para efetuar a gestão do mercado a prazo em Portugal foi criado a 16 de junho de 2003 o OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, em Portugal.

Os principais objetivos deste operador de mercado centram-se:

- Na contribuição do desenvolvimento do mercado ibérico elétrico;
- Na promoção de preços de referência para a zona;
- Na disponibilização de técnicas para gestão de risco;
- Na superação de limitações do Mercado OTC.

De acordo com as regras do mercado, o OMIP transaciona instrumentos referentes a contratos de compra e venda de energia para uma determinada altura— dia (D), fins-de-semana (WE), semana (Wk), mês (M), trimestre (Q) e ano (Y). A necessidade de troca de eletricidade entre os mais variados agentes e a necessidade de se efetuar uma cuidadosa gestão de risco são as duas variáveis fundamentais que têm que ser tidas em conta aquando da realização destes contratos.

O principal problema com a eletricidade centra-se na inexistência de uma maneira economicamente viável de armazená-la. A eletricidade tem que ser consumida dentro de um décimo de segundo da sua geração. Portanto, a oferta deve combinar a procura em todos os momentos para garantir a eficiência e a estabilidade do sistema. Este facto torna os participantes do mercado expostos a riscos, uma vez que eles têm que trabalhar com previsões sobre a carga. Existem riscos financeiros relacionados à alta volatilidade dos preços de mercado devido à flutuação da procura,

que pode atingir um pico em períodos em que a geração é insuficiente. Há também riscos em relação ao volume de energia devido à incerteza inerente à procura e à geração. [18]

Algumas estratégias com o mercado de derivados centram-se em:

Speculation:

- O "*speculator*" está disposto a aceitar alguns riscos para obter retornos positivos;
- Crucial para a liquidez do mercado;
- Especulações informadas forçam esses preços de mercado a preços mais favoráveis.

Hedging:

- O "*hedger*" tem como objetivo reduzir ou mesmo eliminar alguma exposição às mudanças nos preços da eletricidade;
- É a lógica económica básica para o lançamento de mercados de derivados.

Arbitrage:

- Os "*arbitrageurs*" tentam obter lucros implementando estratégias com riscos muito baixos. São essenciais para a eficiência dos mercados.

2.2 Instrumentos disponibilizados pelo Operador de Mercado

O OMIP disponibiliza contratos futuros, contratos *forward*, contratos *swap* e contratos opções.

Os contratos futuros incluem a obrigação de comprar ou vender uma determinada quantidade de energia num determinado horário futuro por um determinado preço. Esses contratos têm liquidações diárias financeiras entre o preço acordado e o preço variável do mercado spot desses contratos. As partes não interagem diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. A entrega física é opcional.

Os contratos a prazo, contratos *forward*, implicam um compromisso entre as partes de vender ou comprar uma quantidade específica de eletricidade num determinado horário futuro por um determinado preço. Ao contrário dos contratos futuros, os contratos a prazo apenas possuem liquidação numa única data, na qual a energia é entregue e o pagamento é realizado. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. Neste caso, não há liquidações financeiras e a entrega física de energia é sempre necessária.

Nos contratos *swap* existe uma troca de uma posição com preço variável por uma posição de preço fixo, podendo ocorrer o contrário dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes.[19]

Os contratos futuro são os mais utilizados no Operador de Mercado.

Futuros	Forwards	Swaps
Obrigação de compra e venda num determinado horário a um preço fixo.	Obrigação de compra e venda num determinado horário a um preço fixo.	Troca de posições de preços variável e preço fixo.
Agentes não se relacionam entre si.	Agentes não se relacionam entre si.	Agentes relacionam-se entre si.
Instrumentos financeiros, sendo a entrega física opcional.	Não existe liquidação financeira, sendo a entrega física de energia obrigatória.	Não existe entrega do produto.
Liquidação diária financeira.	Liquidação numa única data.	Tem por objetivo a gestão do risco financeiro, ocorrendo apenas a liquidação das margens correspondentes.
Mais utilizado.	Utilização inferior aos Futuros e superior aos Swaps.	Menos utilizado.

Figura 2.1: Comparação esquemática entre futuros, *forwards* e *swaps*.

O operador de mercado disponibiliza ainda aqueles que são chamados de contratos de opções que por sua definição:

- É um contrato negociável;
- Tem posição num mercado organizado (troca);
- Uma Opção de Chamada é um acordo cuja parte (compradora), ao pagar uma taxa adquire o direito, mas não a obrigação de comprar 1 contrato futuro (subjacente) do vendedor da opção num determinado período (data de validade) por um certo preço;
- Uma Opção de Venda é um acordo cuja parte (compradora), ao pagar uma taxa, adquire o direito, mas não a obrigação de vender 1 contrato futuro (subjacente) do vendedor da opção num determinado momento (data de validade) por um certo preço.

Em termos de agentes que participam no mercado, podem ser membros do mercado a prazo do MIBEL as seguintes entidades:

- Intermediários financeiros, que disponham de capacidade e competência de negociação, bem como de recursos suficientes para exercer as funções a que estão sujeitos;
- Produtores em regime ordinário;

- Comercializadores;
- Outros agentes do sector elétrico.

2.3 Índices de eletricidade

Um processo de divisão de mercado (*Market Splitting*) está em vigor para gerir restrições entre Portugal e Espanha. Com base em preços marginais horários de área diferente (*Precio Marginal Zonal Horario del Mercado Diario*) para Espanha e Portugal publicados pela OMIE, a OMIP define índices de Carga Base (*Base Load*) e Pico de carga (*Peak Load*) para as zonas espanholas e portuguesas.[20]

	Zona Portuguesa	Zona Espanhola
Base Load	PTEL Base Index	SPEL Base Index
Peak Load	PTEL Peak Index	SPEL Peak Index
	Zona PT – Zona ES	Zona ES – Zona PT
Base Load	FTR P-E Index	FTR E-P Index

Figura 2.2: Índices PT - ES.

2.3.1 SPEL Base Index

Corresponde à média aritmética em Espanha dos preços marginais horários da *Base Load*, arredondados a duas casas decimais (0,005 arredondado para 0,01), e calculado da seguinte forma:

$$SPELBaseIndex = \frac{\sum_{i=1}^n SMP(e)_i^B}{n} \quad (2.1)$$

Onde:

n - Nº de horas num dia de calendário - geralmente 24, exceto nos dias de verão: março (23) e outubro (25);

i - Cada hora do dia;

$SMP(e)_i^B$ - Preço marginal horário da área espanhola (mercado diário do OMEL - *Precio Marginal Zonal Español Horario del Mercado Diario*) pela hora i, definido em €/MWh com duas casas decimais.

2.3.2 SPEL Peak Index

Corresponde à média aritmética em Espanha dos preços marginais horários da *Peak Load*, arredondados a duas casas decimais (0,005 arredondado para 0,01), e calculado da seguinte forma:

$$SPELPeakIndex = \frac{\sum_{j=1}^n SMP(e)_j^P}{n} \quad (2.2)$$

Onde:

n - Nº de horas de pico num dia de semana (de segunda a sexta-feira), das 08:00 às 20:00, ambas as horas incluídas, equivalentes a 12 horas (horário oficial espanhol);

j - Cada hora do dia;

$SMP(e)_j^P$ - Preço marginal horário da área espanhola (mercado diário do OMEL - *Precio Marginal Zonal Español Horario del Mercado Diario*) para a hora j, definido em €/MWh com duas casas decimais.

2.3.3 PTEL Base Index

Corresponde à média aritmética em Portugal dos preços marginais horários da *Base Load*, arredondados a duas casas decimais (0,005 arredondado para 0,01), e calculado da seguinte forma:

$$PTELBaSeIndex = \frac{\sum_{i=1}^n SMP(p)_i^B}{n} \quad (2.3)$$

Onde:

n - Nº de horas num dia de calendário - geralmente 24, exceto nos dias de verão: março (23) e outubro (25);

i - Cada hora do dia;

$SMP(p)_i^B$ - Preço marginal horário da área portuguesa (mercado diário do OMEL - *Precio Marginal Zonal Portugues Horario del Mercado Diario*) pela hora i, definido em €/MWh com duas casas decimais.

2.3.4 PTEL Peak Index

Corresponde à média aritmética em Portugal dos preços marginais horários da *Peak Load*, arredondados a duas casas decimais (0,005 arredondado para 0,01), e calculado da seguinte forma:

$$PTELPeakIndex = \frac{\sum_{j=1}^n SMP(p)_j^P}{n} \quad (2.4)$$

Onde:

n - N^o de horas de pico num dia de semana (de segunda a sexta-feira), das 08:00 às 20:00, ambas as horas incluídas, equivalentes a 12 horas (horário oficial espanhol);

j - Cada hora do dia;

$SMP(e)_j^P$ - Preço marginal horário da área portuguesa (mercado diário do OMEL - *Precio Marginal Zonal Portugues Horario del Mercado Diario*) para a hora j, definido em €/MWh com duas casas decimais.

2.3.5 FTR E-P Index

Corresponde à média aritmética das diferenças, se positivas, entre os preços marginais das horas do sistema espanhol e o preço marginal da hora do sistema português, por 24 (23 ou 25) horas do dia, arredondadas a duas casas decimais e com a seguinte fórmula de cálculo:

$$IFTRE - PBaseIndex = \frac{\sum_{i=1}^n \max((SMP(e)^i - SMP(p)^i); 0)}{n} \quad (2.5)$$

Onde:

n - N^o de horas num dia de calendário (24, exceto nos últimos domingos de março - 23 e outubro - 25);

i - Corresponde a cada hora de um dia de calendário para o qual o PTEL Base Index está a ser calculado;

$SMP(e)^i$ - Preço marginal horário do sistema espanhol para a hora i, definido em €/MWh com duas casas decimais;

$SMP(p)^i$ - Preço marginal horário do sistema português para a hora i, definido em €/MWh com duas casas decimais.

2.3.6 FTR P-E Index

Corresponde à média aritmética das diferenças, se positivas, entre os preços marginais das horas do sistema português e o preço marginal da hora do sistema espanhol, por 24 (23 ou 25) horas do dia, arredondadas a duas casas decimais e com a seguinte fórmula de cálculo:

$$IFTRP - EBaseIndex = \frac{\sum_{i=1}^n \max((SMP(p)^j - SMP(e)^j); 0)}{n} \quad (2.6)$$

Onde:

n – N° de horas num dia de calendário (24, exceto nos últimos domingos de março - 23 e outubro - 25);

j - Corresponde a cada hora de um dia de calendário para o qual o PTEL Base Index está a ser calculado;

$SMP(p)^j$ – Preço marginal horário do sistema português para a hora i, definido em €/MWh com duas casas decimais;

$SMP(e)^j$ – Preço marginal horário do sistema espanhol para a hora i, definido em €/MWh com duas casas decimais.

2.4 Produtos transacionados MIBEL (Portfolio)

2.4.1 Espanha

São comercializados em território espanhol futuros, *swaps*, *forwards* e contratos de opções com as seguintes características[21]:

Características	Futuros			Swaps		Mini Swaps	Forwards
Perfil de Carga	Base	Base	Pico	Base	Base	Base	Base
Entrega	Financeira	Física	Financeira	Física	Financeira	Física	Física
Índice Externo	SPEL Base	SPEL Base	SPEL Peak	SPEL Base	SPEL Base	SPEL Solar	SPEL Base
Negociação (contínuo / leilão)	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não
Registo OTC (operações bilaterais)	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Maturidade contratos	D, WE, Wk, M, Q, Y	Wk, M, Q, Y	D, Wk, M, Q, Y	Wk, M, Q, Y	D, WE, Wk, M, Q, Y	D, Wk, M	Wk, M, Q, Y
Máx. Maturidade	Y+4	Y+4	Y+4	Y+4	Y+4	M+3	Y+4
Liquidações Numerário	Diário	Diário	Diário	Diário	Mensal	Mensal	Mensal
Cascading	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
IVA (ganhos e perdas)	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim (VLE)

Figura 2.3: Futuros, *forwards* e *swaps* comercializados em Espanha.

Características	Opções
Perfil de Carga	Base
Entrega	Futuro SPEL
Índice Externo	SPEL Base
Negociação (contínuo / leilão)	Sim
Registo OTC (operações bilaterais)	Sim
Tipo de opção	Europeu
Maturidade contratos	M, Q, Y
Máx. Maturidade	Y+1
Liquidações Numerário	Diário (Prémio Opção)
Cascading	n/a
IVA (ganhos e perdas)	Não

Figura 2.4: Contratos de Opções comercializados em Espanha.

2.4.2 Portugal

Em Portugal, por sua vez são apenas comercializados contratos futuros e mini *swaps* cujas características são apresentadas de seguida.

Características	Futuros		Mini Swaps
	Base	Base	Base
Perfil de Carga	Financeira	Física	Financeira
Entrega	PTEL Base	PTEL Base	PTEL Base
Índice Externo			
Negociação (contínuo / leilão)	Sim	Sim	Sim
Registo OTC (operações bilaterais)	Sim	Sim	Sim
Maturidade contratos	D, WE, Wk, M, Q, Y	Wk, M, Q, Y	D, WE, Wk, M, Q, Y
Máx. Maturidade	Y+4	Y+4	Y+4
Liquidações Numerário	Diário	Diário	Diário
Cascading	Sim	Sim	Sim
IVA (ganhos e perdas)	Não	Não	Não

Figura 2.5: Futuros e *swaps* comercializados em Portugal.

2.4.3 Portugal e Espanha – Baseado na diferença de preço

Baseado na diferença de preço, temos ainda entre Portugal e Espanha contratos de opções com as seguintes características:

Características	Opções	
	PT – ES	ES – PT
Perfil de Carga	Base	Base
Entrega	Financeira	Física
Índice Externo	IFTR PT-ES	IFTR ES-PT
Negociação (contínuo / leilão)	Sim (apenas leilões)	Sim (apenas leilões)
Registo OTC (operações bilaterais)	Sim	Sim
Maturidade contratos	M, Q, Y	M, Q, Y
Máx. Maturidade	Definido por ERSE	Definido por ERSE
Liquidações Numerário	Mensal	Mensal
Cascading	Sim	Sim
IVA (ganhos e perdas)	Não	Não

Figura 2.6: Contratos de Opções comercializados entre os dois países da Península Ibérica.

2.4.4 Alemanha e França

O operador de mercado transaciona ainda contratos futuros para Alemanha e França que têm como características:

Características	Alemanha	França
	Futuros	Futuros
Perfil de Carga	Base	Base
Entrega	Financeira	Financeira
Índice Externo	DEEL Base	FREL Base
Negociação (contínuo / leilão)	Sim	Sim
Registo OTC (operações bilaterais)	Sim	Sim
Maturidade contratos	D, WE, Wk, M, Q, Y	D, WE, Wk, M, Q, Y
Máx. Maturidade	Y+4	Y+4
Liquidações Numerário	Diário	Diário
Cascading	Sim	Sim
IVA (ganhos e perdas)	Não	Não

Figura 2.7: Futuros comercializados para Alemanha e França.

2.5 Contratos negociáveis (maturidade)

Contratos diários (D)

Contratos de 3 a 9 dias:

- Os contratos de 3 a 9 dias mais próximos são negociáveis;
- Na última sessão de negociação da semana, todos os contratos de futuros diários da próxima semana são lançados.

Contratos de fim de semana (WE)

1 ou 2 contratos de fim de semana:

- O primeiro ou segundo contratos de fins de semana mais próximos são negociáveis;
- Na última sessão de negociação da semana, o contrato de futuros do fim de semana da próxima semana será lançado.

Contratos semanais (Wk)

3 Contratos semanais:

- Os 3 contratos de semana mais próximos são negociáveis;
- No primeiro dia de negociação de cada semana, um novo contrato de semana é lançado.

Contratos mensais (M)

Contratos de 3 a 5 meses:

- Os contratos do mês implícito do trimestre atual e do trimestre seguinte são negociáveis;
- Na primeira sessão de negociação de cada trimestre, os contratos dos 3 meses que cobrem o próximo trimestre negociado são lançados;
- Exceção para os Contratos de Opções que apenas permite 2 contratos (M+1 e M+2).

Contratos trimestrais (Q)

Contratos de 4 a 7 trimestres:

- Os contratos do trimestre atual do ano corrente e do ano seguinte são negociáveis;
- Na primeira sessão de negociação de cada ano, são lançados 4 contratos trimestrais que cobrem o próximo ano;
- Exceção para dezembro que permite 3 contratos após o último dia de negociação do trimestre seguinte;
- Exceção também para os Contratos de Opções que apenas permite 2 contratos (Q + 1 e Q + 2).

Contratos anuais (YR)

Contratos de 4 anos:

- Na primeira sessão de negociação de cada ano, o contrato que cobre o quarto ano seguinte é lançado;
- Exceção para dezembro que permite 2 contratos após o último dia de negociação do ano seguinte;
- Exceção também para os Contratos de Opções que apenas permite 1 contrato (YR + 1).

2.6 Descrição genérica das características específicas dos produtos do mercado de derivados

2.6.1 Perfil de Carga

- **Base** – *Produto Baseload*, oferece igual quantidade de energia para todas as horas de um dia (23, 24 ou 25) de um determinado período de entrega;
- **Pico** – *Produto Peakload*, oferece a mesma quantidade de energia para as 12 horas de pico (das 8h00 às 20h00) dos dias úteis de um determinado período de entrega;
- **Solar** – *Produto Solar*, oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período de entrega, energia essa obtida a partir de fontes de energia renováveis, cogeração ou resíduos.[22]

2.6.2 Entrega

Quanto ao referencial de preços para liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha), sendo o preço spot de cada país a referência de liquidação.

- **Financeira** – “*Cash-settlement*”, ocorre liquidação meramente financeira das posições em aberto (vendedoras e compradoras). Corresponde ao fornecimento fictício de eletricidade a uma potência constante de 1 MW durante todas as horas do período de entrega. A entrega, puramente financeira, é liquidada em dinheiro com base no preço de referência spot.
- **Física** – Entrega física de eletricidade através da sua oferta no mercado diário. Corresponde ao fornecimento de eletricidade a uma potência constante de 1 MW durante todas as horas do período de entrega. A entrega física ocorrerá no OMIE (*MIBEL Spot Market*).[23]

No OMIP, existe também a possibilidade de se efetuarem liquidações de operações em OTC (*Over-the-Counter*: mercado ao balcão) já firmadas entre as partes, sendo o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes (com a gestão das necessárias garantias).

2.6.3 Período comercial

Período em que os membros negociadores podem negociar o contrato na plataforma de negociação (*Trayport*). Corresponde ao intervalo entre o primeiro dia de negociação (FTD – *First Trading Day*), que é data quando a vida do contrato começa e este se torna negociável, e o último dia de negociação (LTD – *Last Trading Day*), que define a data em que o contrato atinge a maturidade. [24]

Trading Period=LTD-FTD, com ambos os dias incluídos.

2.6.4 Período de entrega

Período em que a energia elétrica dos futuros ativos é entregue. Corresponde ao intervalo entre o primeiro dia do prazo de entrega (FDD – *First Day Of The Delivery Period*), que é a data em que o contrato começa a ser liquidado, e o último dia do prazo de entrega (LDD - *Last Day Of The Delivery Period*), equivalente à data em que expira o contrato.[24]

$$\text{Delivery Period} = \text{LDD} - \text{FDD}, \text{ com ambos os dias incluídos.}$$

2.6.5 Índice externo

Índice Externo corresponde ao índice escrito pelo qual cada produto é designado.

2.6.6 Negociação (contínuo / leilão)

A negociação no mercado pode dividir-se em três níveis distintos:

- Sim, contínuo – negociação em contínuo, dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação;
- Sim, apenas em leilões – negociação em leilão, realizando-se atualmente sessões específicas de leilão nas 4 primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigações de compra para os comercializadores de último recurso ibéricos;
- Não – A negociação decorre somente através de operações bilaterais, sendo posteriormente efetuado o registo junto da OMIClear, por intermédio do OMIP.

2.6.7 Registo OTC (operações bilaterais)

Um contrato bilateral no mercado da energia é um acordo entre dois agentes, em que uma parte se compromete a entregar energia e a outra a efetuar um pagamento. A mais-valia deste tipo de contratos deve-se ao facto de serem mecanismos que permitem às partes interessadas efetuarem uma transação que cumpre os seus requisitos em termos de quantidade, preço e duração do contrato. Todos os produtos transacionados pelo OMIP (ibéricos e não ibéricos) permitem a negociação através de operações bilaterais.[25]

2.6.8 Cotação de preço, *Tick*, Valor do *Tick* e Volume do *Tick*

- Cotação de preço: €por MWh.
- *Tick* (menor variação do preço): 0,01 €por MWh. Por exemplo, se o preço de um determinado contrato for de 53,20 €/MWh, assumindo a menor variação do preço, teremos como preços resultantes 53,21 €/MWh ou 53,19 €/MWh.
- O valor do *Tick* corresponde ao volume nominal do contrato que multiplica pelo *Tick*.

- O volume do *Tick* define a menor capacidade em MW associada a um contrato negociado: 1MW.[26]

2.6.9 Volume nominal do contrato (NV – *Nominal Volume*)

Indica a quantidade de eletricidade efetiva (contratos físicos) ou teórica (contratos financeiros) entregue a um contrato de futuros.

$$NV = \text{Rate of delivery (1MW)} \times \text{Delivery days} \times \text{Delivery hours/day}$$

Contrato		Valor nominal (MWh)
Dia		24 (23; 25)
Fim-de-semana		48 (47;49)
Semana		168 (=1x7x24)
	Última semana de março	167
	Última semana de outubro	169
Mês		
	Meses com 31 dias	744
	Meses com 30 dias	720
	Fevereiro (28/29 dias)	672 / 696
	Março (30 dias com 24h e 1 dia com 23h)	743 (= 1x30x24+1x1x23)
	Outubro (30 dias com 24h e 1 dia com 25h)	745
Trimestre		
	Primeiro trimestre	2159 / 2183
	Segundo trimestre	2184 (=1x91x24)
	Terceiro trimestre	2208
	Quarto trimestre	2209
Ano		
	365 dias	8760
	366 dias	8784

Figura 2.8: Cálculo do volume nominal (MWh).

2.6.10 *Cascading*

Os membros envolvidos caso decidam comprar produtos financeiros em ano ou trimestre têm a hipótese de “partir” esse mesmo produto em vários que podem ir de trimestre a mensal. Isto permite uma maior flexibilidade e uma melhor gestão do risco.

No entanto, a decisão de se realizar uma compra ou não apenas para uma "partição" é uma questão nada linear e que tem que ser bastante ponderada consoante as circunstâncias do mercado no momento (aquando da compra) e uma certa previsão no futuro (aquando da venda), algo que irá ser analisado no próximo capítulo.[27]

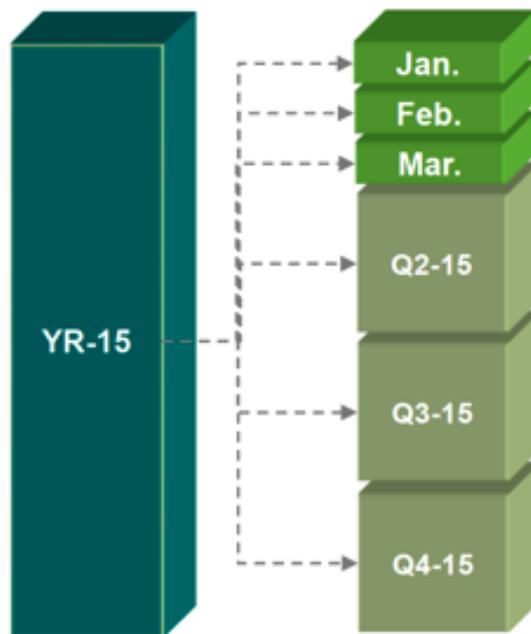


Figura 2.9: *Cascading* de um produto anual, retirado de [4].

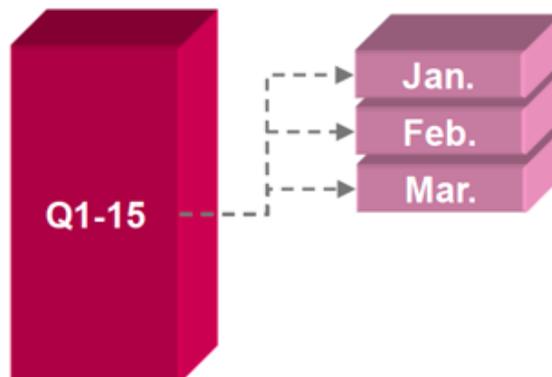


Figura 2.10: *Cascading* de um produto trimestral, retirado de [4].

2.6.11 Liquidações numerário

Preço de Liquidação (SP – *Settlement Price*) de um contrato de futuros:

- Calculado pelo OMIP diariamente (geralmente o último preço) no final de cada sessão de negociação;
- Base para avaliar posições; usado no cálculo *mark-to-market*, variação de margem e valor de liquidação de entrega;
- Os contratos de entrega física e financeira têm o mesmo SP;
- Com base nos preços de mercado da OMIP;
- Um comitê de preços pode fornecer cotações.

2.6.12 Limites de variação de preço diário

Para cada contrato o OMIP estabelece uma variação de valor absoluto em vez de % de variação, relativamente ao Preço de Liquidação (SP) da sessão de negociação anterior. Os limites de variação de preço variam dependendo do tipo de contrato e maturidade, isto é, quanto mais aproximado for o contrato para a entrega, maior será o limite de variação e maior será a margem inicial exigida.

O OMIP pode alterar os limites de variação estabelecidos quando há uma mudança de condições de mercado.

Os limites diários de variação do preço (DPVL - *The Daily Price Variation Limits*) dos produtos também são usados nos instrumentos de base e pico. Todos os meses o OMIClear recalcula esses limites e transmite a informação para o OMIP.

2.6.13 Liquidação de ganhos e perdas

2.6.13.1 Período de negociação:

Mark to Market (MtM):

- Os lucros e perdas diários de contratos de futuros são medidos através da diferença entre o SP da sessão atual de negociação e do SP da sessão de negociação anterior, sendo creditadas/debitadas ao membro negociador em dinheiro, através do *Clearing Member*;
- Os contratos de *swaps* e *forward* não estão sujeitos ao MtM.

2.6.13.2 Período de entrega:

Valor de liquidação da entrega (DSV - *Delivery Settlement Value*):

- Os lucros e perdas diários dos contratos de futuros na entrega são medidos através da diferença entre o preço da última liquidação do contrato e o preço de referência spot do dia.

Margem de variação (VM - *Variation Margin*):

- Futuros - lucros e perdas diários para as posições ainda que têm que ser entregues. Semelhante ao MtM. Contudo não é liquidado, mas cumprido com garantias;
- *Swaps e forwards* - uma vez que não há MtM no período de negociação, a VM é calculada durante os períodos de negociação e entrega.

2.6.14 Entrega Financeira VS Entrega Física

2.6.14.1 Contratos de entrega física:

O comprador e o vendedor concordam em definir e entregar a energia de uma quantidade especificada, com um perfil de carga especificado e local de entrega a um preço acordado, num certo ponto no futuro (durante o período de entrega), após a conclusão da transação.



Figura 2.11: Esquema simples de "cálculo" para contratos de entrega física, retirado de [4].

2.6.14.2 Contratos de entrega financeira:

O comprador e o vendedor concordam em liquidar a diferença de preço entre o preço acordado e o preço futuro do mercado spot por uma quantidade especificada, com um perfil de carga especificado, num determinado momento no futuro (durante o período de entrega), após conclusão da transação.

A entrega física é definida por contrato e não é compensada por posições opostas em períodos de sobreposição de contratos diferentes.

2.7 *Trading*

“*Trading Account*” (TA) corresponde a uma base de dados onde as operações negociadas pelos membros negociadores (*traders*) na plataforma de negociação da OMIP estão registadas.

Existem vários tipos de contas dentro do operador do mercado que identificam cada membro do processo negocial com funções bem clarificadas.

Cada cliente é identificado na OMIP / OMIClear e tem que possuir pelo menos uma “*Trading Account*” (TA).

Cada TA está relacionada com apenas uma “*Clearing Account*” (CA), onde negociações de proprietários têm que estar separadas de negociações de clientes.

Cada conta de *trading* pode ser classificada no que concerne ao tipo de entrega, ao proprietário e à gestão de risco.

No que diz respeito ao tipo de entrega:

- Financeira;
- Física - um agente de liquidação física deve ser designado como responsável pela entrega de eletricidade no OMIE.

No que diz respeito à propriedade:

- Conta própria: negociação proprietária;
- Contas dos clientes: terceira parte na negociação.

No que diz respeito ao risco:

- Conta de posição: o membro negociador (*trader*) é o cliente e a contraparte do membro compensador (*Clearing Member*);
- Conta de retorno: o *trader* não é a contraparte, sendo o membro compensador a contraparte direta do cliente.

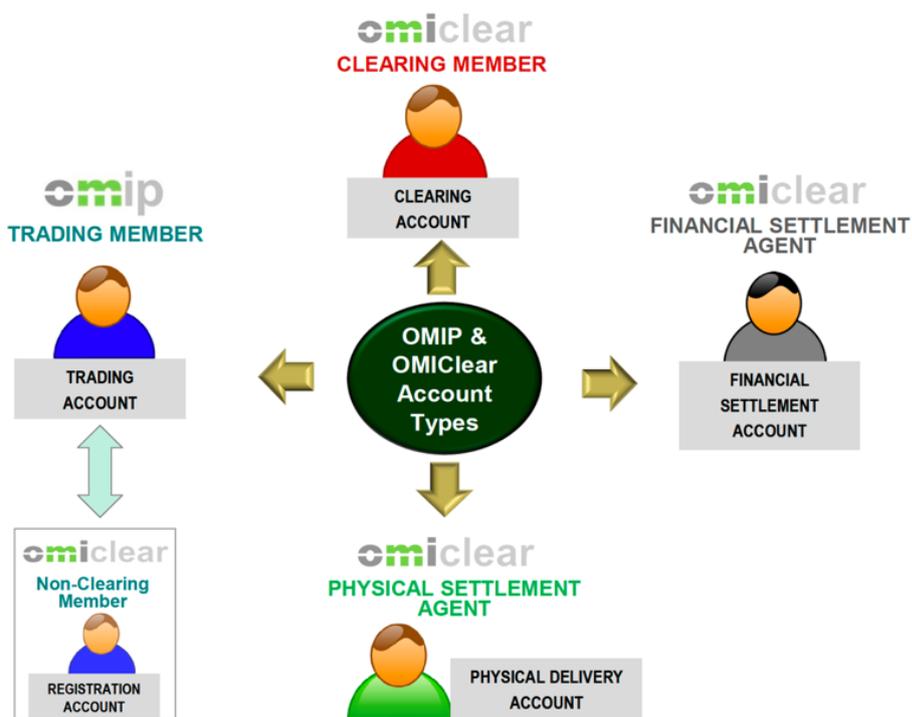


Figura 2.12: Esquema OMIClear, retirado de [4].

Um membro de *trading* deve escolher entre uma conta financeira ou física:

- TA financeira para contratos financeiros;
- TA física para contratos físicos.

Até ao LTD uma posição pode ser fechada numa conta financeira e aberta numa conta física e o contrário também.

Os membros negociadores são sempre a interface com o mercado, sendo que negociar é anónimo e o *OMIClear* atua sempre como contraparte central (sem risco de crédito). Todas as ordens interferem entre si.[28]

2.8 Clearing and Settlement

2.8.1 Clearing

A atividade da OMIClear é dedicada exclusivamente ao papel de *Clearing House* e *Central Counterparty* (CCP) em negócios feitos em vários produtos de derivados: Power & Gas, através de ETD (*Exchange Trading Derivatives*) ou OTC.

- torna-se a contrapartida do comprador para o Membro de compensação de cada vendedor e a contraparte do vendedor para o Membro de compensação de cada comprador: "modelo de oferta aberta";
- executa a compensação de posições;
- gere as posições, os riscos e os acordos que são negociados.

Clearing é o processo que envolve o registo (*Registration*), gestão de riscos (*Risk Management*) e liquidação (*Settlement*) de posições levadas a cabo pela Câmara de Compensação (*Clearing House*) que assume uma função de Contraparte Central.[29]



Figura 2.13: OMIP - OMIClear, retirado de [5].

2.8.2 Participantes

OMIP:

- *Trading Members* - participam diretamente no OMIP, tendo acesso direto à plataforma de *trading*, estando sujeitos a taxas fixas de admissão e manutenção, e taxas variáveis de *trading* e *clearing*:

- *Dealer* – membro de *trading* que atua apenas em conta própria ou em conta de entidades do mesmo grupo de participação (negociação proprietária). Pode operar para empresas com as quais têm controlo;

- *Broker* – membro de *trading* que apenas pode atuar em contas de terceiros;
 - *Broker-Dealer* - membro de *trading* que pode atuar tanto em conta própria como em conta de terceiros.
- *Clients* - participam no OMIP através de membros de *trading* autorizados a operar em nome de terceiros, não tendo acesso direto à plataforma nem estando sujeito a taxas fixas.

OMIClear:

- *Registration Agent*;

- *OTC Broker*;

- *Clearing Member*:

- *Direct (DCM)* – *Own trades clearing*;
- *General (GCM)* – *Own and Clients trades clearing*;

- *Settlement Agent*:

- *Financial (FSAg)*;
- *Physical (PSAg)*.

Os membros de compensação (CM) são as contrapartes da *OMIClear* nas atividades de compensação e liquidação relativas à CCP.

Funções e obrigações dos membros de compensação:

- Gerir garantias com CCP;
- Participar (direta / indiretamente) na liquidação financeira de posições;
- Ao atuar para a conta de clientes, deve replicar as obrigações exigidas pela CCP aos próprios clientes;
- Fornecer informações relevantes para a CCP sempre que solicitado;
- Tornar-se a Contraparte de Compra ou Venda quando as posições estiverem registadas na CCP (modelo de oferta aberta).

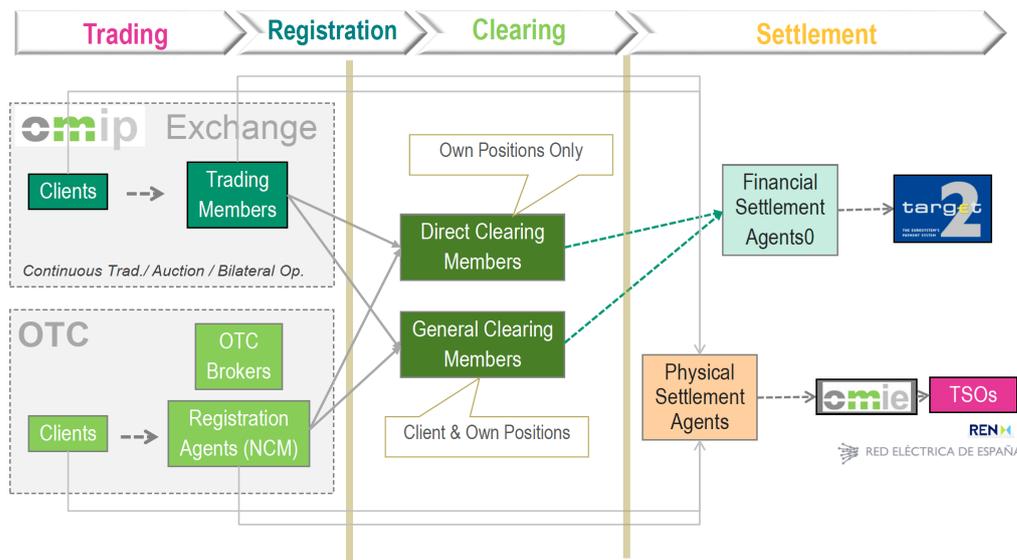


Figura 2.14: Sistema baseado na estrutura de relações entre contas, retirado de [5].

Existem alguns requisitos gerais que têm que ser cumpridos para ser membro de *trading*:

- Recursos - demonstrar recursos humanos, técnicos e operacionais adequados para operar no sistema de negociação da OMIP (*Trayport*);
- *Clearing* - ser um membro compensador ou ter celebrado um acordo de compensação com um membro compensador;
- Interlocutores - nomear o representante autorizado para alto-nível e o gerente de negociação para problemas operacionais;
- Taxas – efetuar o respetivo pagamento de taxas definidas pela OMIP.

Requisitos específicos para ser membro de *trading broker* ou *broker-dealer*:

- Entidades aceites - apenas empresas de investimento (intermediários financeiros ou instituições de crédito);
- Aspectos legais - Comprovação da sua inscrição na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), indicando a sua capacidade de executar as atividades intermediárias financeiras. Para prestar serviços de investimento em Portugal, as empresas de investimento de um país da UE só devem ativar o seu passaporte europeu com o seu regulador nacional.

Existem também alguns requisitos gerais que têm que ser cumpridos para ser membro de compensação (*Clearing Member*):

- Recursos - demonstrar recursos humanos, técnicos e operacionais adequados para operar no sistema de compensação *OMIClear*;

- Liquidação - assinar um acordo com um agente de liquidação financeira (sem restrições de nacionalidade);
- Interlocutores - nomear o representante autorizado para alto-nível e o gerente de negociação para problemas operacionais;
- Fundo de compensação - promover a contribuição para o fundo de compensação;
- Taxas - pagar as taxas devidas definidas pela *OMIClear*.

2.8.3 Settlement

O *Settlement Price (SP)* é calculado pelo OMIP numa base diária (normalmente o último preço) no fim de cada sessão de negociação. Contratos com entrega física e financeira têm o mesmo SP. As regras para o cálculo deste preço são algo complexas, pelo que se apresenta abaixo um fluxograma ilustrativo que clarifica de forma breve o modo de chegar a este valor.[3]

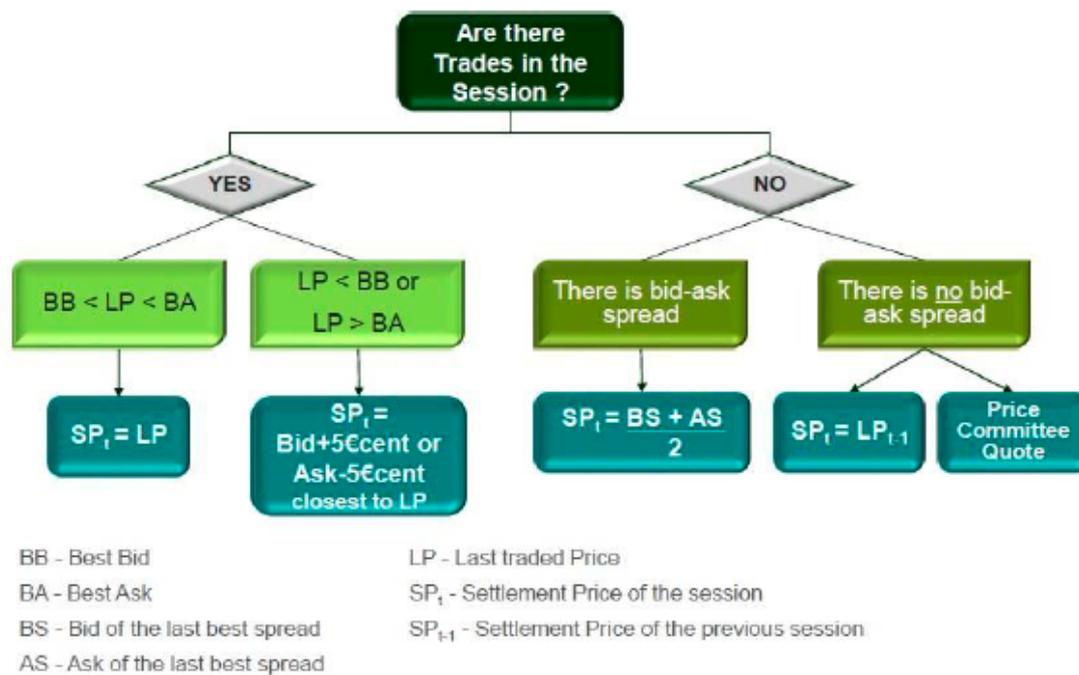


Figura 2.15: Fluxograma para cálculo do SP, retirado de [4].

Na figura abaixo é ilustrado um exemplo concreto de um contrato futuro semanal.

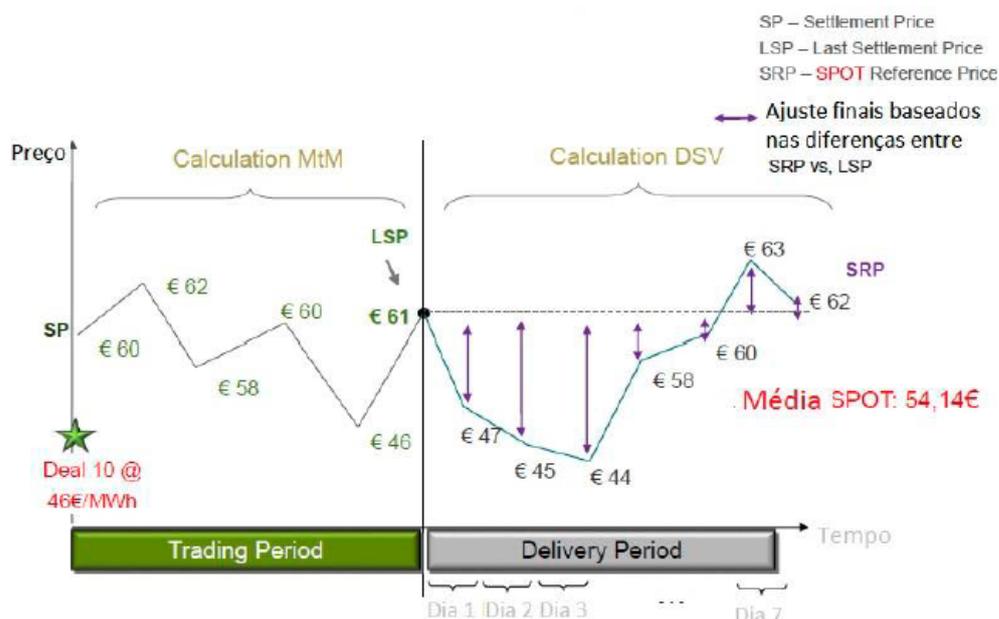


Figura 2.16: Exemplo de um contrato futuro semanal, retirado de [4].

O *Trading Period*, que tem início no *First Trading Day* (FTD) e termina no *Last Trading Day* (LTD), representa o período em que os membros negociam o contrato. O *Delivery Period*, que tem início no *First Delivery Day* (FDD) e termina no *Last Delivery Day* (LDD), representa o período no qual a energia dos futuros negociados é entregue.

Durante o período de negociação, as perdas e lucros diários dos contratos de futuros são calculadas a partir da diferença entre o SP de presente sessão de negociação e o SP da sessão anterior, são creditados/debitados ao membro em dinheiro, via *Clearing Member*. Os contratos *swap* e *forward* não estão sujeitos ao *Market to Market*.

No período de entrega, as perdas e lucros são calculadas através da diferença entre o LSP do contrato e o preço spot de referência (SRP) do dia corrente, dando origem ao *Delivery Settlement Value* (DSV). A margem de variação (VM) é calculada, no caso dos futuros, para as posições ainda por entregar, similarmente ao MtM mas em vez de ser pago em dinheiro é dada através de garantias. Esta mesma margem, no caso dos contratos *swap* e *forward*, é calculada durante o período de negociação e entrega, uma vez que, para estes, não existe o MtM.

Para além do OMIP, existe o MEFFPower, sediado em Espanha, que disponibiliza derivados financeiros e também derivados sobre eletricidade, sendo o seu funcionamento bastante semelhante, no entanto, neste último são realizadas um menor número de transações.[30]

2.9 Trayport

A *Trayport Exchange Systems*, líder de sistemas de trading e a OMIP celebraram um acordo para a provisão de um sistema de trading.

O sistema de *trading* do *Trayport* substituiu a plataforma de negociação existente da OMIP e pretende. Este sistema apoia as operações da OMIP como órgão de gestão do Mercado de Derivados da MIBEL, incluindo atividades de negociação (leilões e negociação contínua), além de relatórios de OTC. Paralelamente, o centro de compensação da contraparte central da OMIClear, OMIP, está a atualizar os seus sistemas de gestão de riscos e compensação.

A OMIP e *OMIClear* têm 47 participantes em toda a Europa e EUA e a tecnologia da *Trayport* oferece a rota mais rápida e escalável para acessar à comunidade europeia de comércio de energia.[6]

A interface permite que os participantes do mercado operem em todos os produtos de derivados do MIBEL utilizando uma tela *Trayport* ou OMIP. Os procedimentos de instalação e configuração destinam-se a ser rápidos e simples através de interfaces gráficas amigáveis, facilitando o comércio eficiente para os membros.[31]

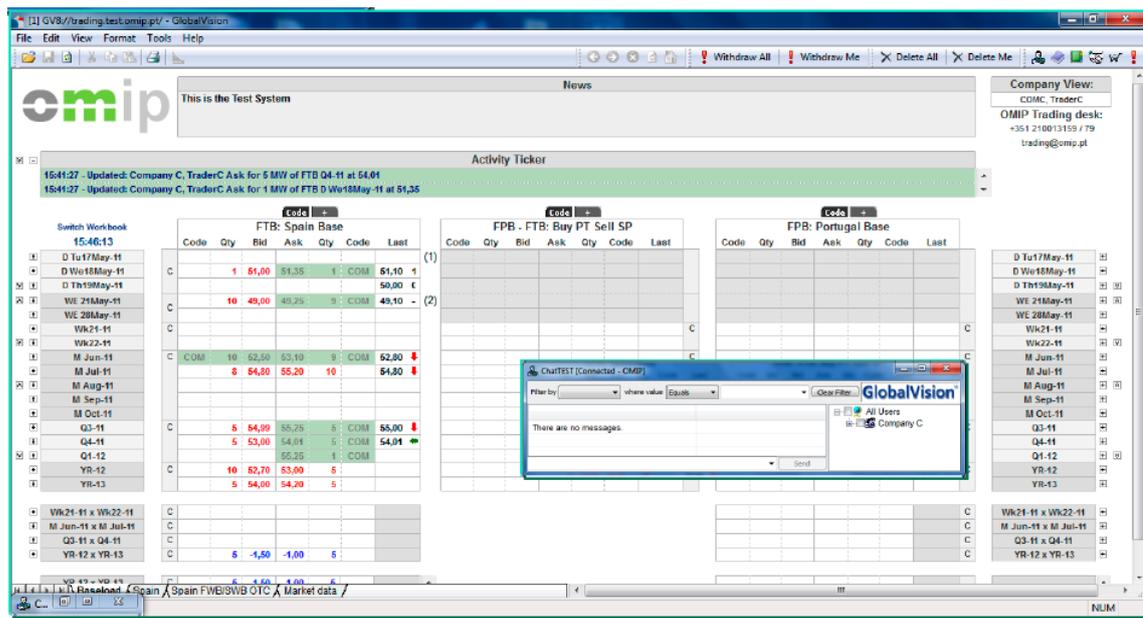


Figura 2.17: Aspeto da interface *Trayport*, retirado de [6].

2.10 Mercado Ibérico

Segundo dados de 2014, em Espanha, existiram 27 milhões de consumidores de energia com consumo de 262 TWh. Já em Portugal o número de consumidores ficou-se pelos 6 milhões com consumo de 52 TWh. Como existe um único mercado integrado na Península Ibérica (MIBEL), estamos a falar de um total de 33 milhões de consumidores com consumo efetivo total de 314 TWh.

Em ambos os países e num único mercado, tem de haver:

- Igualdade de direitos e obrigações para os agentes de ambos os países;
- Princípios de transparência, objetividade e liquidez;
- Um operador de mercado ibérico, através da integração de OMIP e OMEL;
- Dois operadores do sistema;
- Um conselho regulador;
- Um comité de gestão técnica e económica.

Objetivos do OMI:

- Contribuir para o estabelecimento de um único mercado ibérico de eletricidade;
- Promover preços de referência ibéricos;
- Fornecer ferramentas eficientes de gestão de riscos;
- Garantir, como contraparte central em todos os negócios, compensação total, eliminando riscos;
- Superar algumas das limitações do mercado OTC.

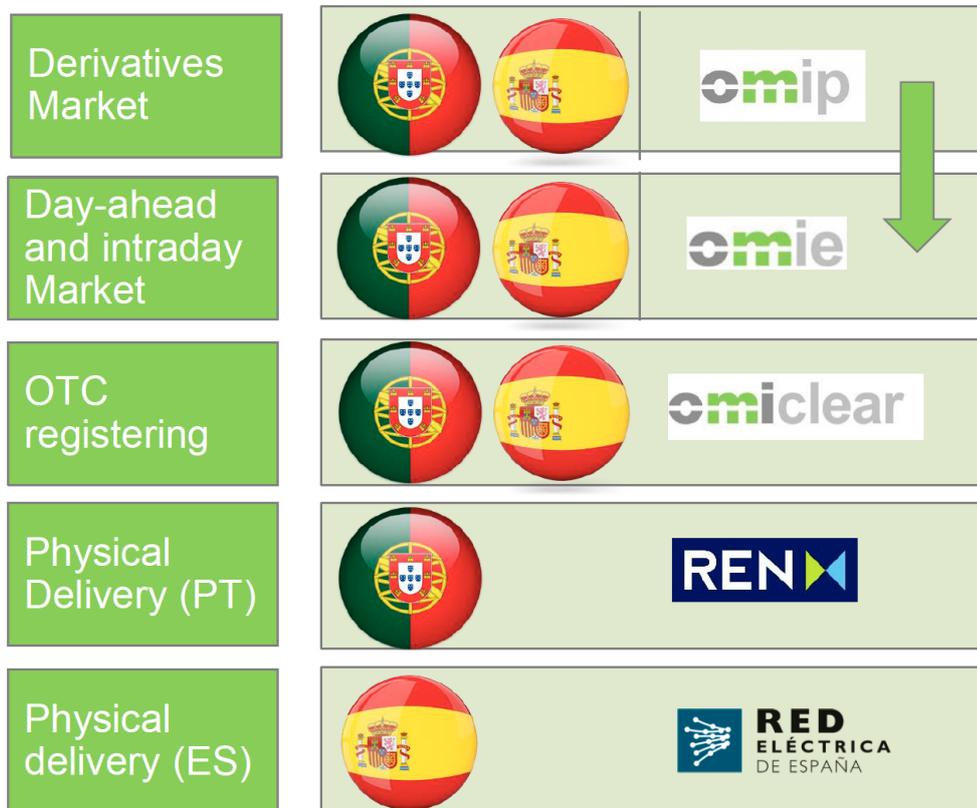


Figura 2.18: Abordagem de funcionamento do mercado MIBEL, retirado de [7].

Capítulo 3

Metodologia e Análise de Dados

Neste capítulo está presente uma análise aos futuros mensais, trimestrais e anuais transacionados em território português através do operador de mercado OMIP.

Foram reunidos todos os dados comerciais relativos aos produtos desde o ano de 2012 até 30 de outubro de 2017 resultando em algumas centenas de milhares de linhas de informação. Após os dados organizados, foram realizadas várias tabelas que resultaram em diversos gráficos que permitiram retirar algumas conclusões para o estabelecimento respetivo de padrões.

3.1 Futuros anuais

Nos futuros anuais os dados foram organizados estabelecendo-se médias de preços por semana relativamente ao ano de negociação e ao ano de entrega. Por exemplo, foram vendidos 3 produtos no dia 1 de janeiro para o ano de 2013 com o preço de 49, 50 e 51 €/MWh, repetindo-se o mesmo para os restantes dias da primeira semana. Isto resulta em: semana 1, ano 2012 – preço médio 50 €/MWh para ano de entrega 2013 (trata-se apenas de um exemplo ilustrativo simples para se perceber o mecanismo de organização inicial de dados). Consideraram-se todos os anos com 52 semanas à exceção do ano de 2017 que se analisou até à 44^a semana.

3.1.1 Ano 2012

Ao longo do ano de 2012 foram comercializados 589 futuros de maturidade contratual anual. Feita a média semanal podemos observar pelo gráfico da figura 3.1 que o preço médio se encontra no intervalo entre [50;57] €/MWh.

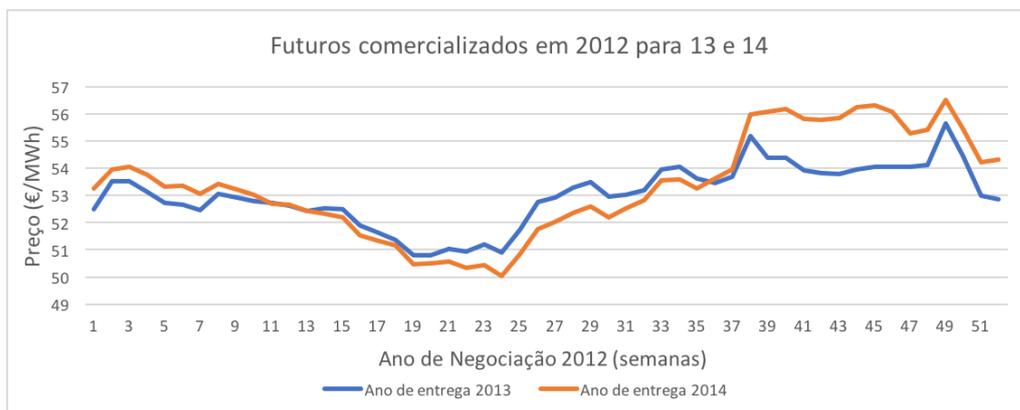


Figura 3.1: Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2012.

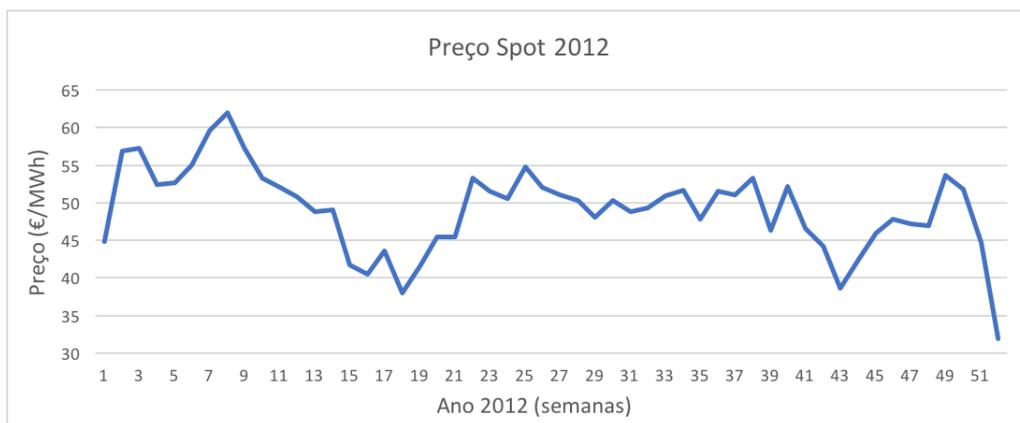


Figura 3.2: Evolução do preço do mercado spot em 2012.

Algumas conclusões após análise dos gráficos 3.1 e 3.2:

- No primeiro semestre do ano verificou-se que os preços dos futuros vendidos são inferiores ao segundo semestre;
- As curvas relativamente ao ano de entrega 2013 e ao ano de entrega 2014 andam próximas ocorrendo uma maior diferença a partir da semana 37, sendo que no final do ano, os futuros vendidos para 2014 se encontram mais dispendiosos;
- Podemos constatar que o preço spot teve bastante influência na aquisição de futuros, isto é, quando há um abaixamento brusco numa determinada semana do preço de mercado spot ocorre também um abaixamento mais ligeiro na mesma semana de negociação de futuros para os anos seguintes, verificando-se a mesma influência aquando de uma subida de preços.

3.1.2 Ano 2013

Ao longo do ano de 2013 foram comercializados 763 futuros de maturidade contratual anual. Feita a média semanal podemos observar pelo gráfico da figura 3.3 que o preço médio se encontra no intervalo entre [46;55] €/MWh.

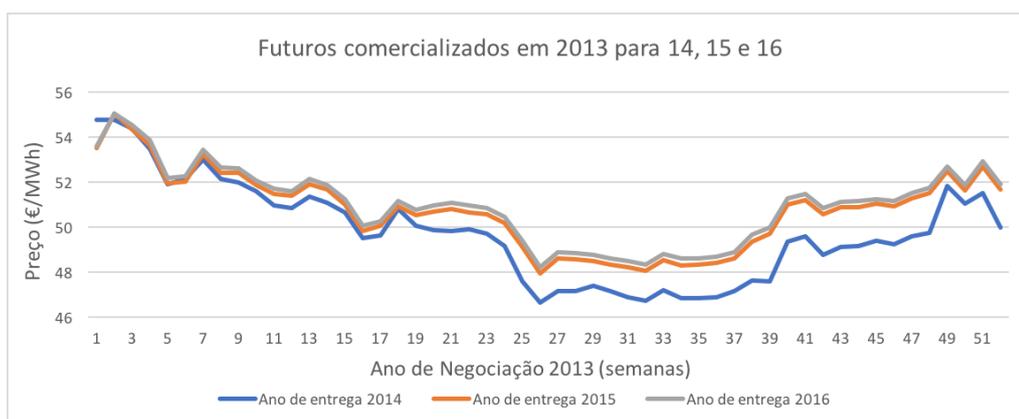


Figura 3.3: Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2013.

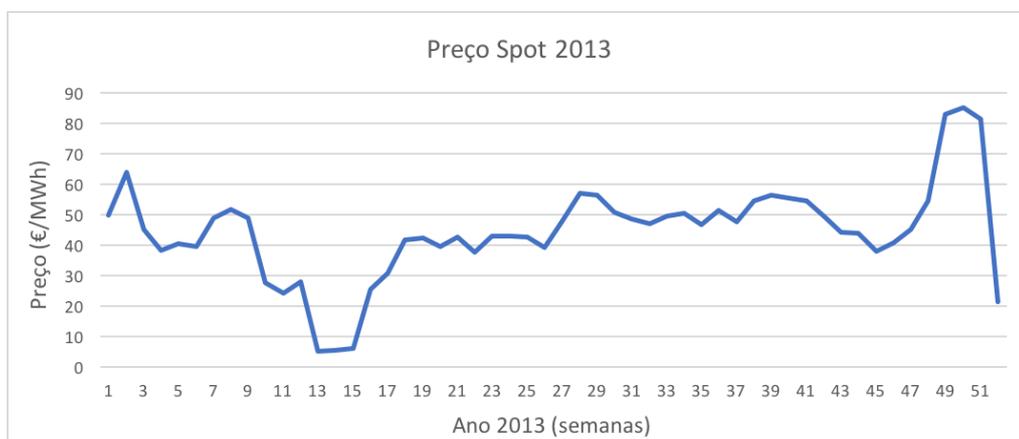


Figura 3.4: Evolução do preço do mercado spot em 2013.

Algumas conclusões após análise dos gráficos 3.3 e 3.4:

- Verificamos quase que uma simetria de preços de futuros vendidos do primeiro semestre em relação ao segundo;
- As curvas relativamente ao ano de entrega 2015 e ao ano de entrega 2016 andam sempre juntas (quase que sobrepostas). Até à semana 19 a curva do ano de entrega 2014 anda muito próxima das outras havendo um abaixamento de preço que se mantém até ao fim do ano;

- O preço de mercado spot no ano de 2013 teve uma dispersão de valores brutal, o que, obviamente, causou algum distanciamento do preço dos futuros vendidos para os anos posteriores. Ainda assim, podemos constatar alguma influência deste preço spot na aquisição de futuros, isto é, quando há um abaixamento brusco numa determinada semana do preço de mercado spot ocorre também um abaixamento mais ligeiro na mesma semana de negociação de futuros para os anos seguintes, verificando-se a mesma influência aquando de uma subida de preços.

3.1.3 Ano 2014

Ao longo do ano de 2014 foram comercializados 763 futuros de maturidade contratual anual. Feita a média semanal podemos observar pelo gráfico da figura 3.5 que o preço médio se encontra no intervalo entre [45;52] €/MWh.

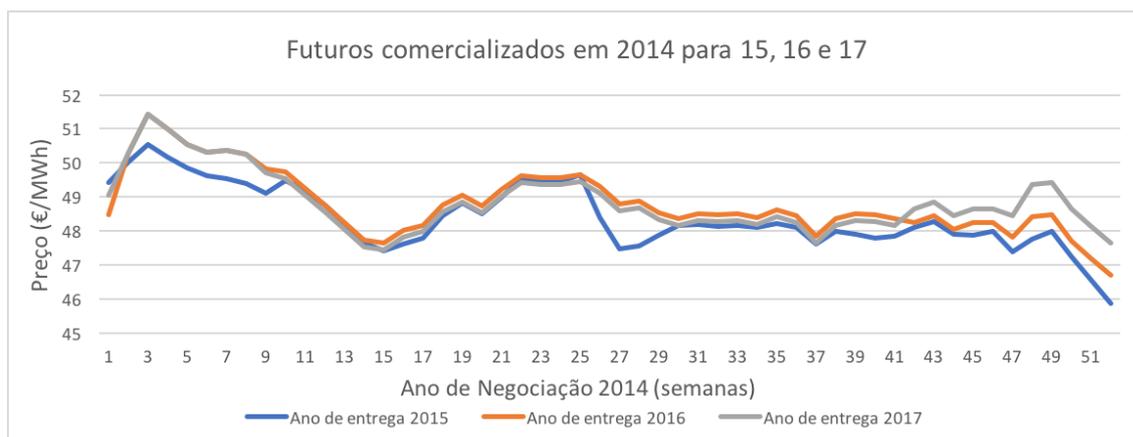


Figura 3.5: Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2014.

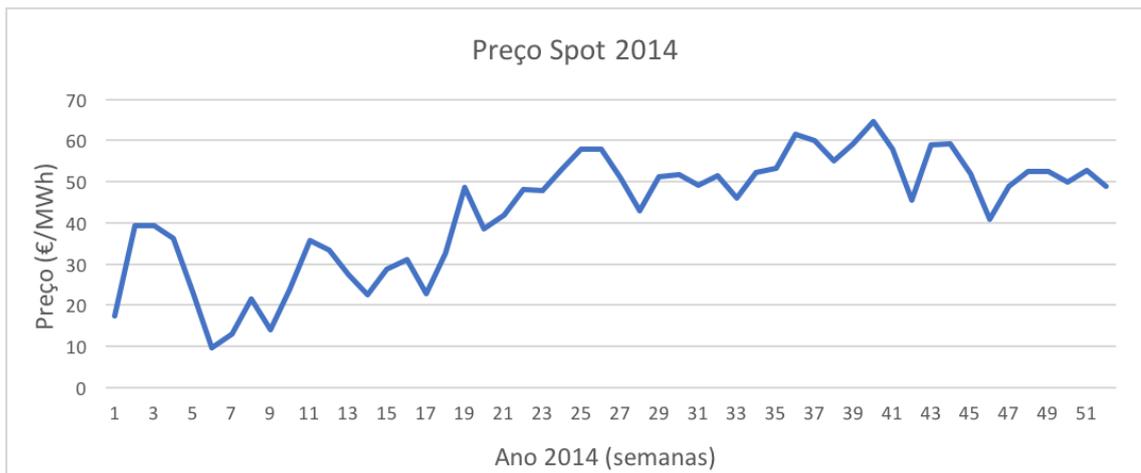


Figura 3.6: Evolução do preço do mercado spot em 2014.

Algumas conclusões após análise dos gráficos 3.5 e 3.6:

- Verificamos quase que uma simetria de preços de futuros vendidos do primeiro semestre em relação ao segundo, sendo que o início do ano teve valores superiores ao final do mesmo. Contudo, em 2014, a simetria pautou-se por valores muito constantes ao longo do ano, ao contrário do que se verificou no ano anterior;
- As curvas relativamente aos três anos de entrega andam sempre muito próximas e em muitos casos sobrepostas. Ocorre alguma diferença no final do ano onde se pode ver que quanto mais distante o ano da entrega mais caro o produto vendido;
- O preço de mercado spot no ano de 2014 tornou a ter uma dispersão de valores brutal, o que causou novamente algum distanciamento do preço dos futuros vendidos para os anos posteriores. Ainda assim, podemos constatar muito ligeiramente, influência deste preço spot na aquisição de futuros, isto é, quando há um abaixamento brusco numa determinada semana do preço de mercado spot ocorre também um abaixamento mais ligeiro na mesma semana de negociação de futuros para os anos seguintes, verificando-se a mesma influência aquando de uma subida de preços.

3.1.4 Ano 2015

Ao longo do ano de 2015 foram comercializados 766 futuros de maturidade contratual anual. Feita a média semanal podemos observar pelo gráfico da figura 3.7 que o preço médio se encontra no intervalo entre [44;49] €/MWh.

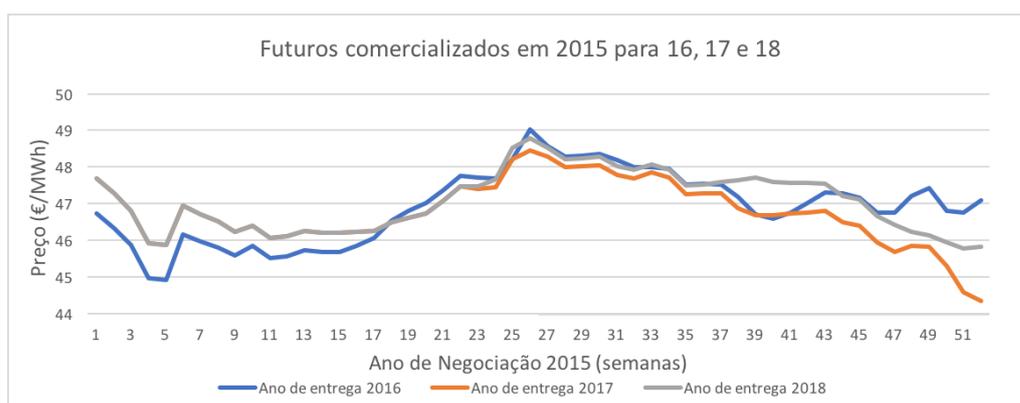


Figura 3.7: Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2015.

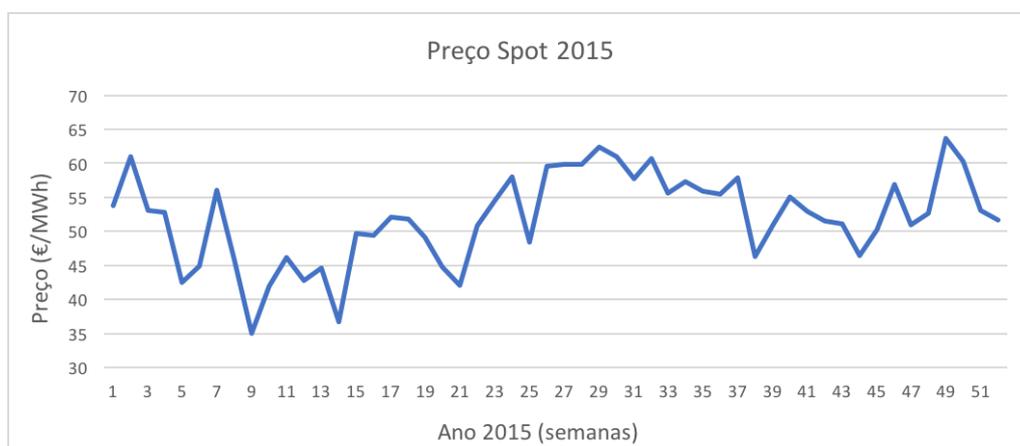


Figura 3.8: Evolução do preço do mercado spot em 2015.

Algumas conclusões após análise dos gráficos 3.7 e 3.8:

- Verificamos quase que uma simetria de preços de futuros vendidos do primeiro semestre em relação ao segundo, sendo que em 2015 os preços no segundo semestre do ano (de negociação) foram superiores ao primeiro, invertendo-se o que se passava nos anos anteriores;
- Até à 23ª semana as curvas do ano de entrega 2017 e 2018 sobrepõe-se totalmente. Outra inversão muito relevante neste ano é o facto do ano de entrega mais próximo terminar o ano com valores mais altos que os seguintes;

- O preço de mercado spot no ano de 2015 tornou a ter uma dispersão de valores grande, o que causou novamente algum distanciamento do preço dos futuros vendidos para os anos posteriores. Ainda assim, podemos constatar muito ligeiramente, influência deste preço spot na aquisição de futuros, isto é, quase sempre, quando há um abaixamento brusco numa determinada semana do preço de mercado spot ocorre também um abaixamento mais ligeiro na mesma semana de negociação de futuros para os anos seguintes, verificando-se a mesma influência aquando de uma subida de preços.

3.1.5 Ano 2016

Ao longo do ano de 2016 foram comercializados 935 futuros de maturidade contratual anual. Feita a média semanal podemos observar pelo gráfico da figura 3.9 que o preço médio se encontra no intervalo entre [40;46] €/MWh.

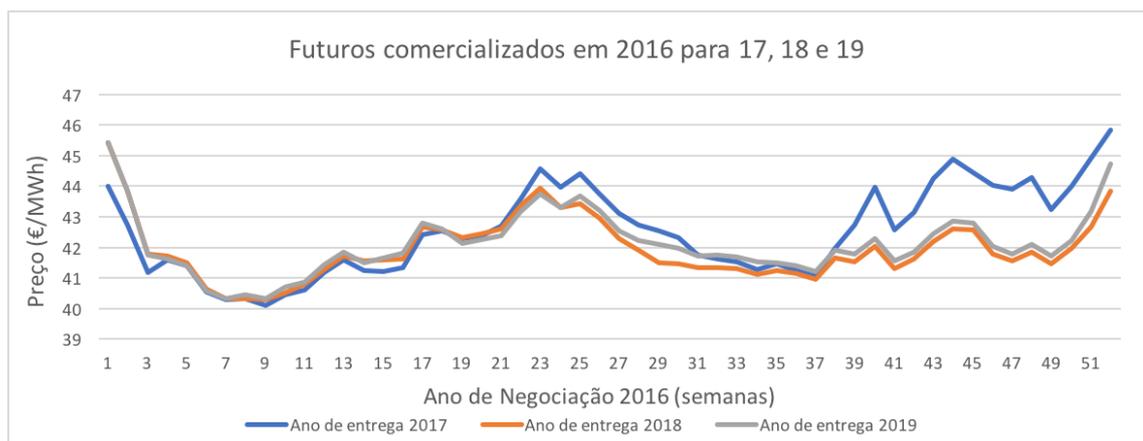


Figura 3.9: Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2016.

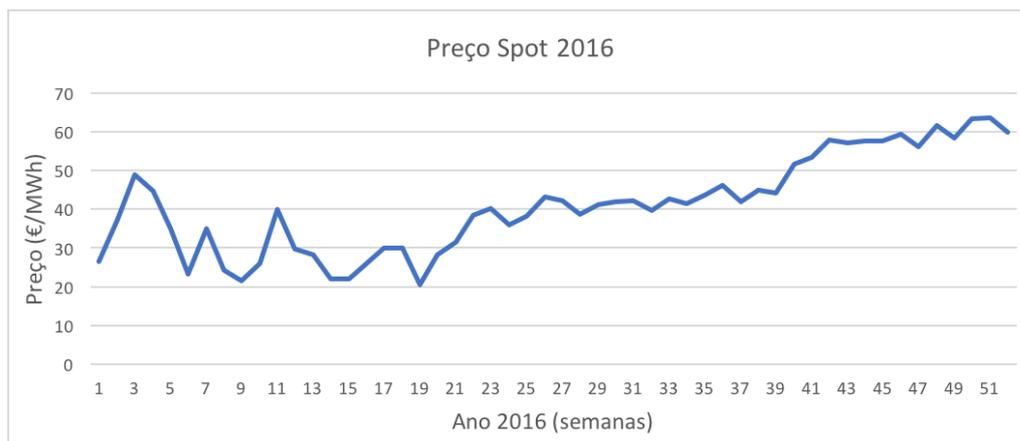


Figura 3.10: Evolução do preço do mercado spot em 2016.

Algumas conclusões após análise dos gráficos 3.9 e 3.10:

- Verificamos quase que uma ligeira simetria de preços de futuros vendidos do primeiro semestre em relação ao segundo;
- Até à 23^a semana as curvas dos três anos de entrega encontram-se praticamente sobrepostas, mantendo-se assim as curvas para os anos de entrega de 2018 e 2019. A tendência verificada no ano anterior volta-se a repetir em 2016 no que se refere à subida de preços para o ano de entrega mais próximo no final do ano de negociação;
- O preço de mercado spot no ano de 2016 tornou a ter uma dispersão de valores grande, verificando-se preços baixos no primeiro semestre do ano e causou de novo algum distanciamento do preço dos futuros vendidos para os anos posteriores. Ainda assim, podemos constatar alguma influência deste preço spot na aquisição de futuros, isto é, quando há um abaixamento brusco numa determinada semana do preço de mercado spot ocorre também um abaixamento mais ligeiro na mesma semana de negociação de futuros para os anos seguintes, verificando-se a mesma influência aquando de uma subida de preços.

3.1.6 Ano 2017

Ao longo do ano de 2017 foram comercializados 856 futuros de maturidade contratual anual. Feita a média semanal podemos observar pelo gráfico da figura 3.11 que o preço médio se encontra no intervalo entre [41;51] €/MWh.



Figura 3.11: Evolução do preço dos futuros vendidos ao longo de 2017.

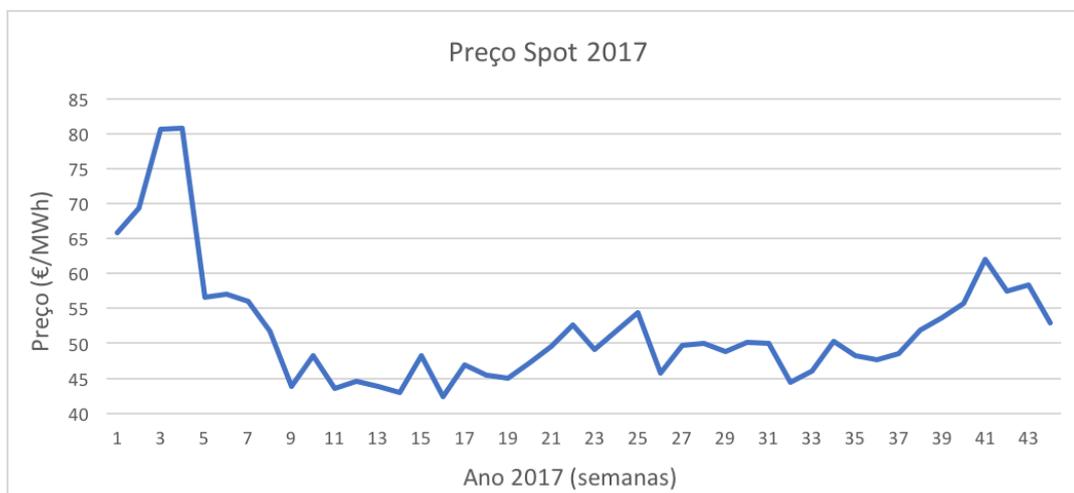


Figura 3.12: Evolução do preço do mercado spot em 2017.

Algumas conclusões após análise dos gráficos 3.11 e 3.12:

- Verificamos uma evolução do preço quase constante dos futuros vendidos em 2016;
- A curva do ano de entrega 2020 encontra-se totalmente sobreposta ao longo de todo o ano com a curva do ano de entrega de 2021. E 2017 veio confirmar e inverter totalmente a

tendência que ocorria em 2012, tornando o preço superior com a proximidade do ano de entrega, acentuando a importância de uma correta gestão do risco na compra de futuros;

- O preço de mercado spot no ano de 2017 começou com uma dispersão de valores brutal tendo atingido alguma estabilidade a partir da 9ª semana. Esta estabilidade de valores também se verificou nos valores dos futuros vendidos, sendo que em 2017, o preço spot voltou a ter grande influência na comercialização de futuros.

3.1.7 Evolução do preço médio a partir do ano de negociação

Foram calculados os preços médios anuais à data de negociação para os anos seguintes de entrega. Por exemplo, no ano de 2012 (Y) foram transacionados produtos para o ano de 2013 (Y+1), 2014 (Y+2) e 2015 (Y+3), onde foi possível a obtenção dos seguintes gráficos:

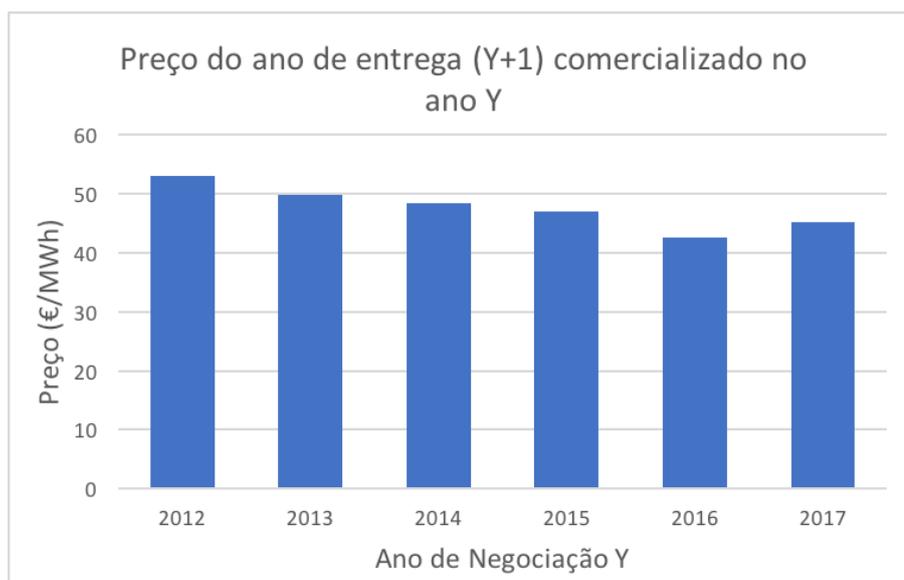


Figura 3.13: Preço médio anual à data de negociação para ano de entrega seguinte.



(a)



(b)

Figura 3.14: Preço médio anual à data de negociação para ano de entrega: (a) Y+2 ; (b) Y+3.

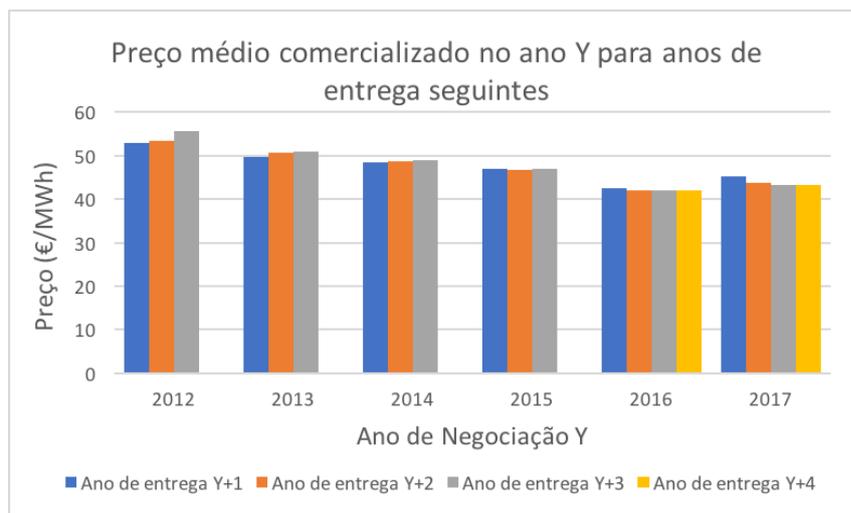


Figura 3.15: Evolução do preço médio ao longo dos anos de negociação.

É possível retirar duas conclusões importantes pela análise destes últimos gráficos:

- Tem-se verificado ao longo dos anos um abaixamento do preço da energia, o que é expectável tendo em conta a maior capacidade de interligação e transação de energia com a Europa (integração de mercados) e a maior produção de energia renovável. Isto não se verificou para o ano de 2017 visto faltar nos dados de análise o último trimestre do ano que iria fazer baixar o preço global;
- Torna-se claro neste gráfico que há uma inversão ao longo dos anos de negociação do preço de venda com a proximidade do ano de entrega, sendo que hoje, é mais caro comprar eletricidade para um futuro mais próximo.

3.1.8 Evolução do preço médio para anos de entrega

Foi realizada uma média dos preços dos produtos vendidos para um valor de cada ano de entrega. Por exemplo, para 2015 foram considerados os preços dos produtos vendidos no ano de negociação 2012, 2013 e 2014. Foi feita uma média de todos os valores dos produtos vendidos nestes anos de negociação para o ano de entrega de 2015. Assim, foi possível obter um valor global para cada ano de entrega.

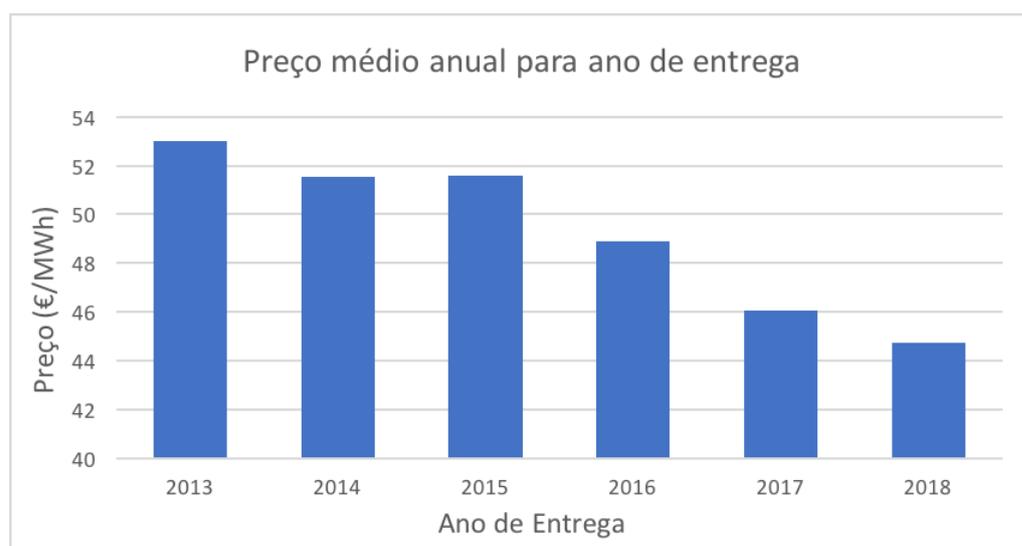


Figura 3.16: Preço médio da energia ao longo dos anos.

Pela análise do gráfico 3.16 podemos reafirmar a tendência de descida de preço da eletricidade ao longo dos últimos anos, o que como referi na análise do gráfico 13, era expectável.

3.2 Futuros trimestrais

Nos futuros trimestrais, tal como nos anuais, o processo organizacional dos dados foi semelhante, estabelecendo-se médias de preços por semana relativamente ao ano de negociação e ao trimestre de entrega. Consideraram-se todos os anos com 52 semanas à exceção do ano de 2017 que se analisou até à 44^a semana. Cada ano com 4 trimestres. Exemplo: “12Q1” corresponde ao primeiro trimestre de 2012.

3.2.1 Evolução do preço médio

Com os dados organizados em tabelas, conseguiu-se obter um preço médio para cada trimestre de entrega ao longo dos anos de negociação, o que permitiu a construção de alguns gráficos.

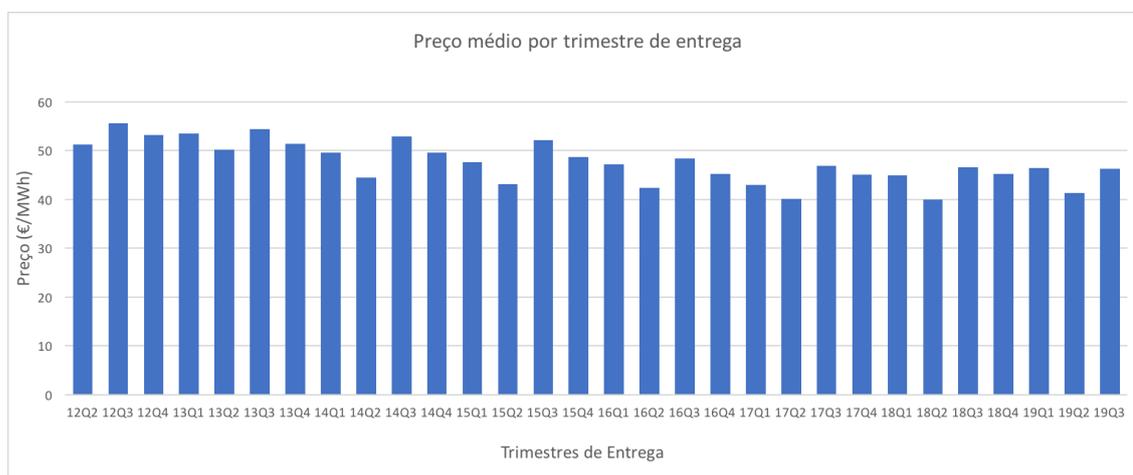


Figura 3.17: Evolução do preço médio ao longo dos anos.

Pela análise do gráfico 3.17 podemos observar que de um ponto de vista geral, o preço médio por trimestre também baixou e que existe alguma homogeneidade na sua evolução ao longo do ano, saltando à vista o terceiro trimestre como o mais caro, algo que também era expectável devido à menor produção de energia renovável, maioritariamente hídrica.

3.2.2 Comparação de preços por trimestre

Foi realizado um gráfico onde é possível analisar individualmente a evolução dos preços por trimestre de entrega ao longo dos anos.

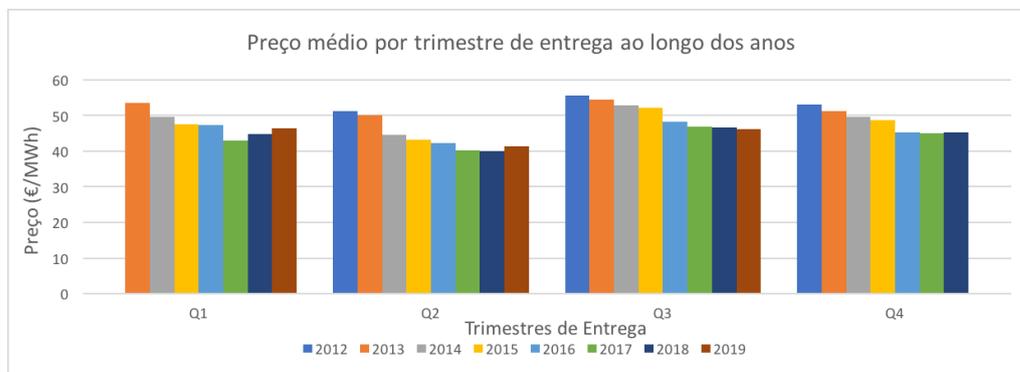


Figura 3.18: Evolução do preço por trimestre de entrega.

A falta da barra do primeiro trimestre de 2012 deve-se ao facto de não terem sido negociados produtos para esta época no período de recolha de dados de análise, o que se verificou também no último trimestre de 2019.

Algumas conclusões após análise do gráfico da figura 3.18:

- De um ponto de vista geral verifica-se mais uma vez que o preço da eletricidade tem vindo a diminuir ao longo dos anos;
- O segundo trimestre corresponde ao trimestre com o preço mais reduzido (maior produção de hídrica) e por isso a altura mais apropriada para a aquisição de futuros trimestrais;
- O terceiro trimestre é aquele com preços mais elevados com ligação direta a variáveis meteorológicas (período mais seco);
- O primeiro e quarto trimestre apresentam-se com preços algo semelhantes;
- Relativamente às barras correspondentes ao ano de 2019, estas não seguem a tendência do esperado devido à falta de dados de análise.

3.2.3 Comparação de preços por ano

Foi realizado um gráfico onde é possível analisar individualmente a evolução dos preços de futuros trimestrais por ano.

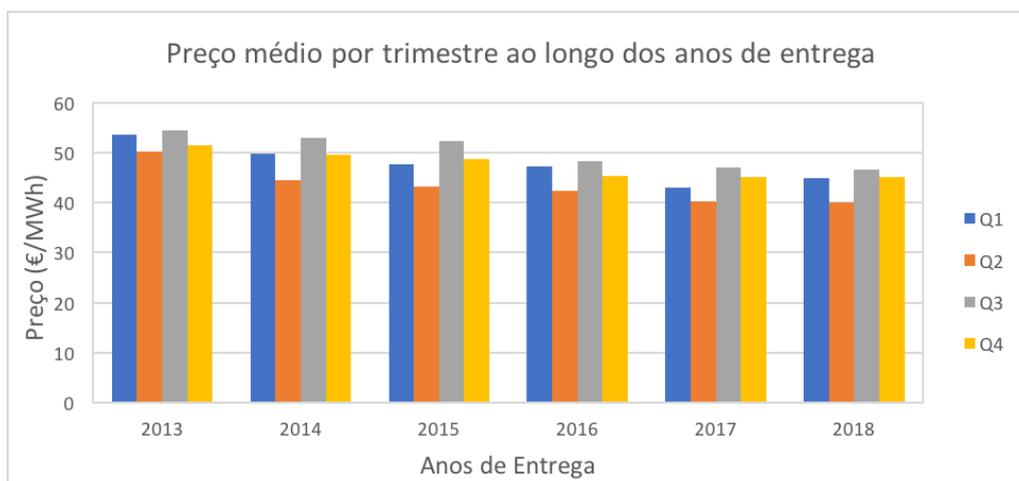


Figura 3.19: Evolução do preço ao longo dos anos de entrega.

Se visualizarmos o gráfico 3.19 podemos quantificar de uma maneira geral a descida do preço da eletricidade. Se focarmos por exemplo na barra correspondente ao segundo trimestre no ano de 2013 e 2018, conseguimos perceber que no espaço de 5 anos o preço baixou cerca de 10 €/MWh, isto é, uma descida de 20%.

Mais uma vez e de forma destacada percebe-se que o segundo e o terceiro trimestre são aqueles com os preços mais baixos e mais altos, respetivamente. Por sua vez, o primeiro e quarto trimestres têm uma variação de preços baixa de um relativamente ao outro.

3.3 Futuros mensais

Nos futuros mensais, tal como nos anteriores, o processo organizacional dos dados foi semelhante, estabelecendo-se médias de preços por semana relativamente ao ano de negociação e ao mês de entrega. Consideraram-se todos os anos com 52 semanas à exceção do ano de 2017 que se analisou até à 44^a semana.

Exemplo: “12Fev” corresponde ao mês de Fevereiro do ano de 2012.

3.3.1 Evolução do preço médio

Com os dados novamente organizados em tabelas, conseguiu-se obter um preço médio para cada mês de entrega ao longo dos anos de negociação, o que permitiu a construção de alguns gráficos.

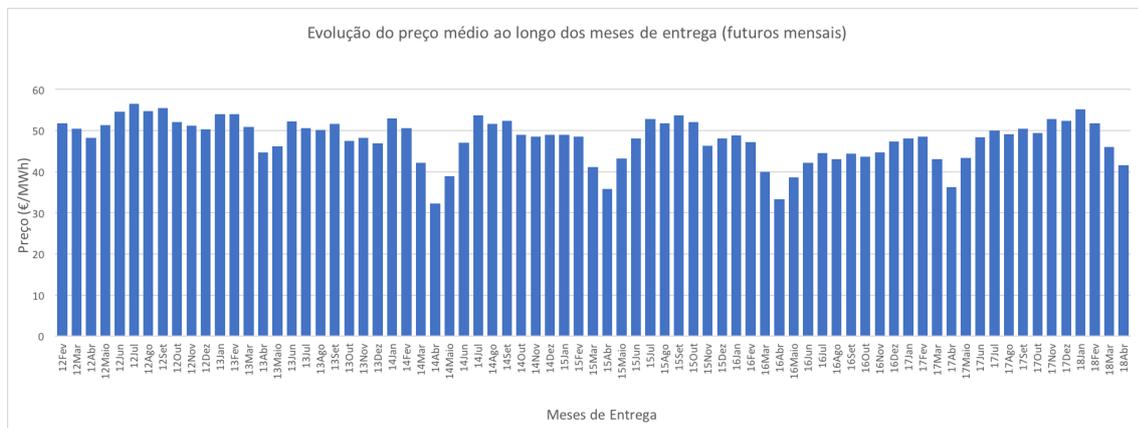


Figura 3.20: Evolução do preço médio mensal ao longo dos anos.

Pela análise do gráfico 3.20 podemos observar que existe alguma coerência naqueles que são consecutivamente os meses mais caros e mais baratos ao longo dos anos. Salta-nos à vista o mês de abril que é sempre o mês onde os preços são mais baratos (grande produção de hídrica). Por outro lado, os meses mais secos como julho, agosto e setembro apresentam preços mais elevados.

3.3.2 Comparação de preços por mês

Foi realizado um gráfico onde é possível analisar individualmente a evolução dos preços por mês de entrega ao longo dos anos.

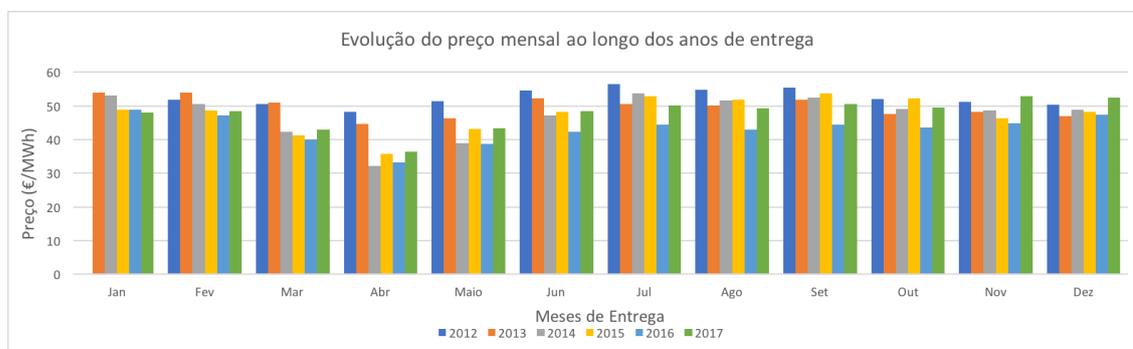


Figura 3.21: Evolução do preço médio por mês ao longo dos anos de entrega.

A falta da barra do primeiro mês de 2012 deve-se ao facto de não terem sido negociados produtos para esta época no período de recolha de dados de análise.

Algumas conclusões após análise do gráfico 3.21:

- De um ponto de vista geral verifica-se mais uma vez que o preço da eletricidade tem vindo a diminuir ao longo dos anos com exceção do ano de 2017 que se justifica através do facto de ter sido um ano seco com o preço spot a assumir valores extraordinariamente altos no começo do ano. Outra razão para os valores altos dos últimos meses do ano de 2017 prende-se com o facto de não terem sido introduzidos mais dados de negociação a partir da 44ª semana do ano;
- Os meses de março e abril são aqueles com preço mais barato (grande produção de hídrica);
- Os meses de junho a setembro, sendo os meses com menor precipitação acabam por ter preços mais elevados;
- Existe alguma similitude dos preços no período compreendido de novembro a fevereiro com a variável meteorológica a não apresentar grande dispersão.

3.4 Análise global dos futuros anuais, trimestrais e mensais

Com a análise individual dos futuros realizada, o próximo passo foi entender como estes vários produtos se relacionam entre si em termos de preços e perceber se é possível retirar algum padrão.

Foi feita uma nova redistribuição dos dados em novas tabelas de modo a ser possível fazer uma comparação com os preços ao longo dos vários anos de entrega.

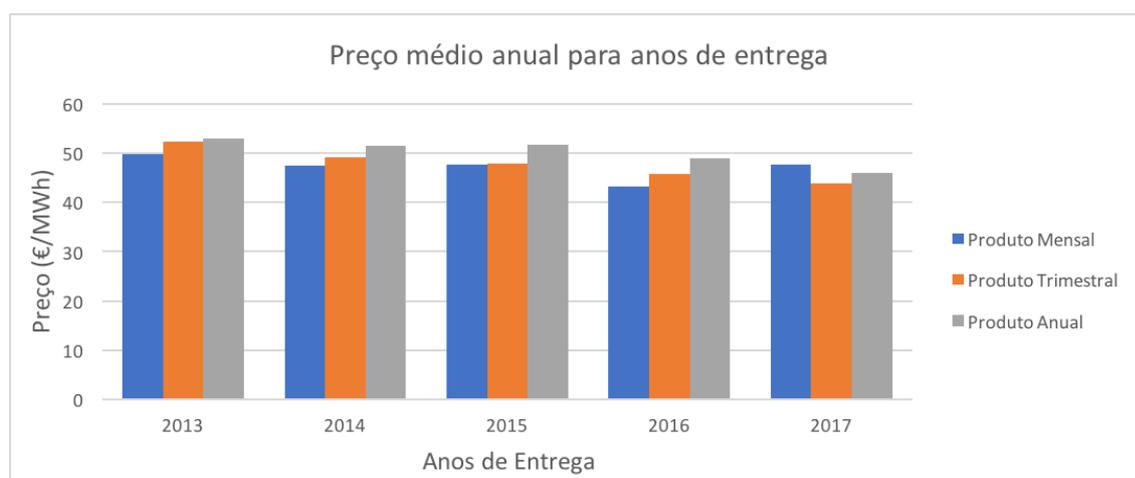


Figura 3.22: Comparação dos três produtos ao longo dos anos de entrega.

Através da análise do gráfico 3.22, é possível retirar uma primeira grande conclusão:

- Ao contrário do que se passa na grande maioria dos produtos comercializados no mercado generalizado, em termos de eletricidade, o risco apresenta-se do lado de quem compra, isto é, quanto maior o produto comercializado maior será o seu preço (produto anual > produto trimestral > produto mensal).

Este último facto apenas não se verificou para o produto mensal de 2017 devido ao facto de faltarem nos dados de análise milhares de produtos comercializados para este ano da 44^a semana à 52^a semana, o que faria com toda a certeza reduzir a barra para um valor um pouco mais baixo do produto trimestral do ano correspondente.

Foi feito um novo gráfico com o mesmo objetivo do anterior, mas desta vez com os dados organizados por trimestre.

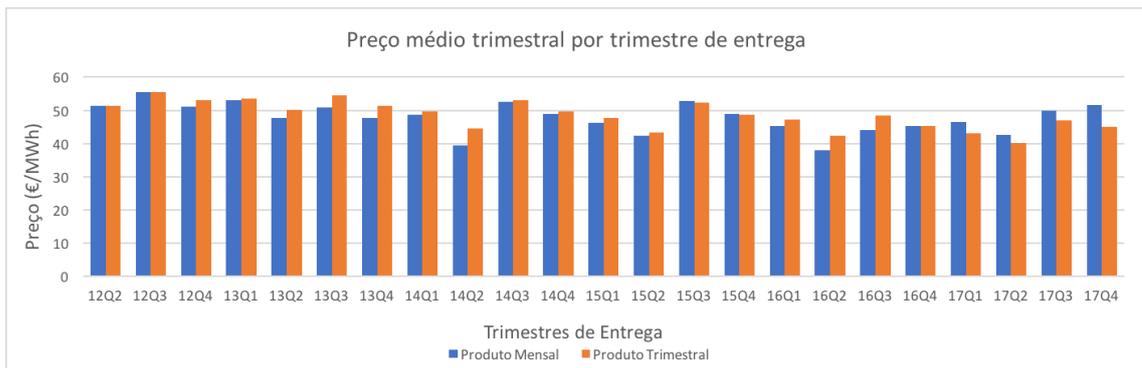


Figura 3.23: Comparação do produto mensal e trimestral ao longo dos trimestres de entrega.

Este último gráfico 3.23 veio confirmar a tendência do gráfico 20 com os preços do produto trimestral a assumirem valores superiores em comparação com o produto mensal, o que veio sedimentar a informação do risco apresentar-se do lado de quem compra. Mais uma vez esta tendência não se verifica nos últimos meses de 2017 pela falta de dados para análise.

3.5 Análise comparativa de futuros com o preço de mercado grossista (spot)

3.5.1 Futuros Anuais

Foi construído um gráfico de barras onde se colocou lado a lado uma média anual do preço verificado no mercado diário e do preço de futuros vendidos para o ano correspondente.

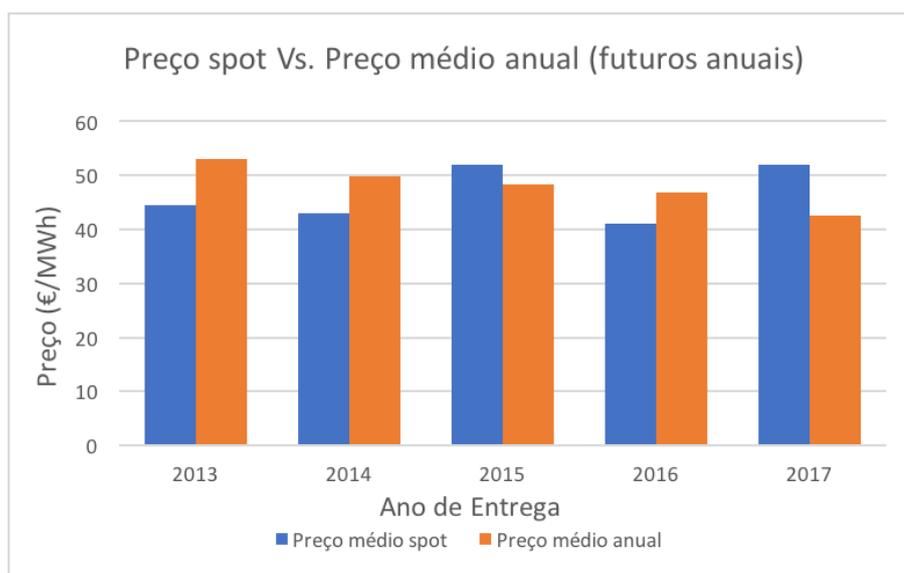


Figura 3.24: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros anuais.

Através da figura 3.24 podemos observar que em regra geral, o preço spot é inferior ao preço praticado pela comercialização de futuros, à exceção do ano de 2015 e 2017. É de notar, mais uma vez que o ano de 2017 não está completo, o que com uma produção maior de energia hídrica nos últimos meses iria consequentemente baixar este preço médio. Contudo esta última justificativa torna-se aqui insuficiente para demonstrar tamanha disparidade de valores. É importante então, neste caso, perceber-se aquilo que aconteceu com o mercado de contratação à vista no ano de 2015 e no ano de 2017, isto é, nos anos que fogem à tendência do esperado, algo que será feito no final desta secção 3.5.

3.5.2 Futuros Trimestrais

Foi construído um gráfico de barras onde se colocou lado a lado uma média trimestral do preço verificado no mercado spot e do preço de futuros vendidos para o trimestre correspondente.

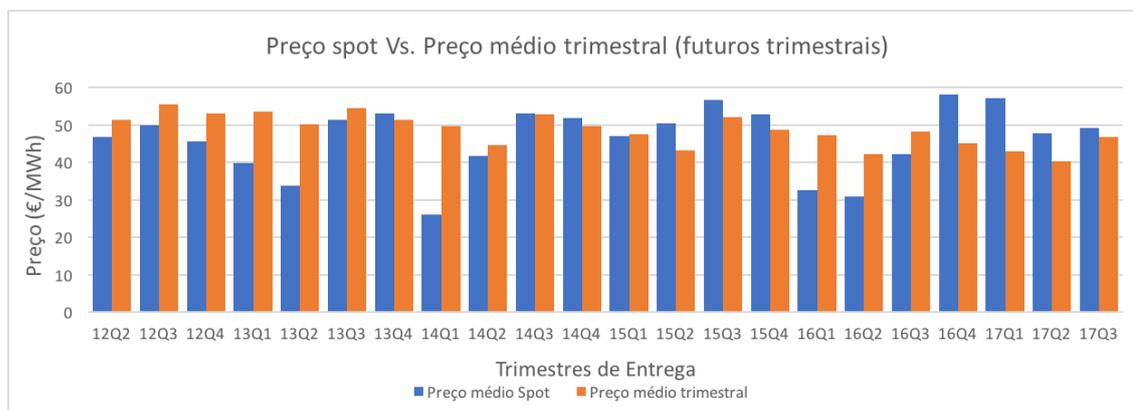


Figura 3.25: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros trimestrais.

No caso da comparação do mercado spot com os futuros trimestrais, conseguimos perceber que o primeiro e segundo trimestre são aqueles onde os preços são mais baixos, estando os últimos dois trimestres de cada ano com preços mais elevados, algo expectável se tivermos em consideração a importância de produção de energia hídrica. Desde o último trimestre de 2016 que quem comprou comprar eletricidade no mercado diário pagou mais do que quem se garantiu com a compra de futuros.

3.5.3 Futuros Mensais

Foram construídos gráficos de barras onde se colocou lado a lado uma média mensal do preço verificado no mercado spot e do preço de futuros vendidos para o mês correspondente.

3.5.3.1 Ano 2012

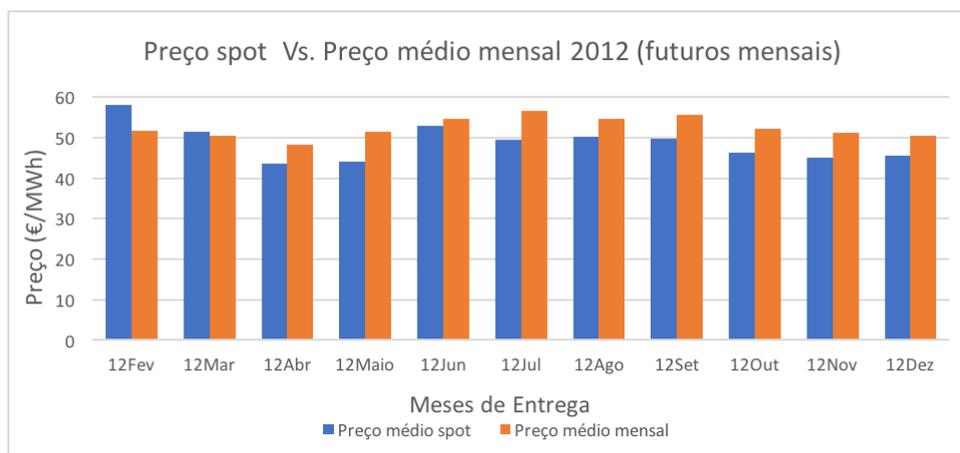


Figura 3.26: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2012.

Ao longo do ano de 2012 verificamos que em regra geral o valor do mercado diário teve praticamente sempre inferior ao preço praticado pelos derivados futuros mensais. É de salientar que a barra de correspondente ao mês de janeiro não está presente porque no período de análise não foram comercializados futuros mensais para esse mês.

- O mercado spot começou o ano com valores superiores, tendo-se invertido este comportamento a partir do mês de abril;
- Fevereiro foi o mês onde o preço do mercado diário foi superior aproximando-se dos 60 €/MWh;
- Abril, sendo normalmente o mês onde a produção de hídrica é superior, foi aquele, onde quer o preço do spot, quer o preço dos derivados foi menor;
- Junho, julho, agosto e setembro, sendo os meses mais secos do ano, foram esperadamente, os meses mais caros.

Podemos concluir que neste ano de 2012, ainda que com alguma divergência as barras nunca se distanciaram muito durante estes meses, não se apresentando assim de forma extremamente clara a vantagem ou desvantagem da utilização do mercado de derivados.

3.5.3.2 Ano 2013

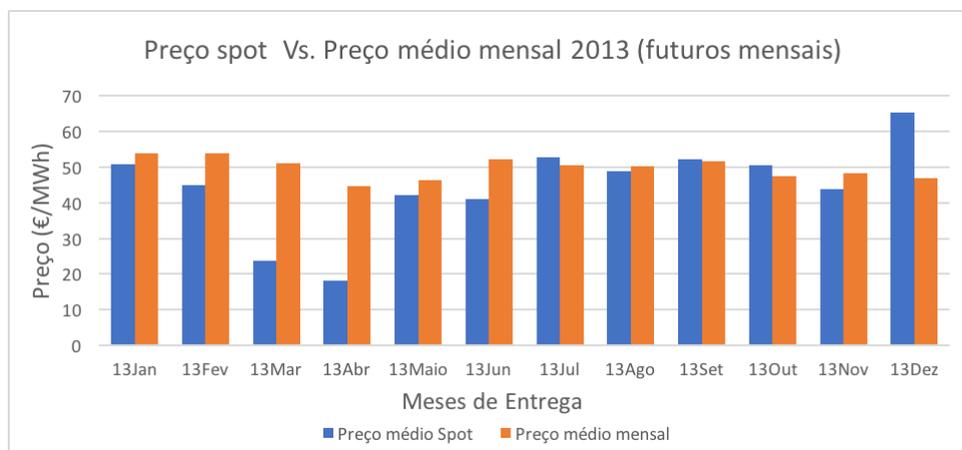


Figura 3.27: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2013.

No ano de 2013, podemos dividir a análise em dois períodos. O período compreendido entre janeiro e junho (primeiro semestre) e o período entre julho e agosto.

- Durante o primeiro semestre, o preço do mercado diário esteve sempre inferior ao preço praticado pelo mercado de derivados enquanto que na segunda metade do ano, esta realidade praticamente inverteu-se;
- Março e abril voltaram a ser os meses com os preços mais baixos para os dois mercados;
- Janeiro, fevereiro, junho, julho, agosto e setembro foram os meses com preços mais altos;
- É ainda importante referir que em dezembro deste ano o mercado spot assumiu valores extremamente altos.

Podemos concluir então, que devido à enorme disparidade de valores entre os dois mercados em fevereiro, março e abril, meses com elevada produção de energia hídrica, utilizar a compra de futuros mensais acabou por não compensar, algo que viria a tornar-se bastante vantajoso no último mês do ano.

3.5.3.3 Ano 2014

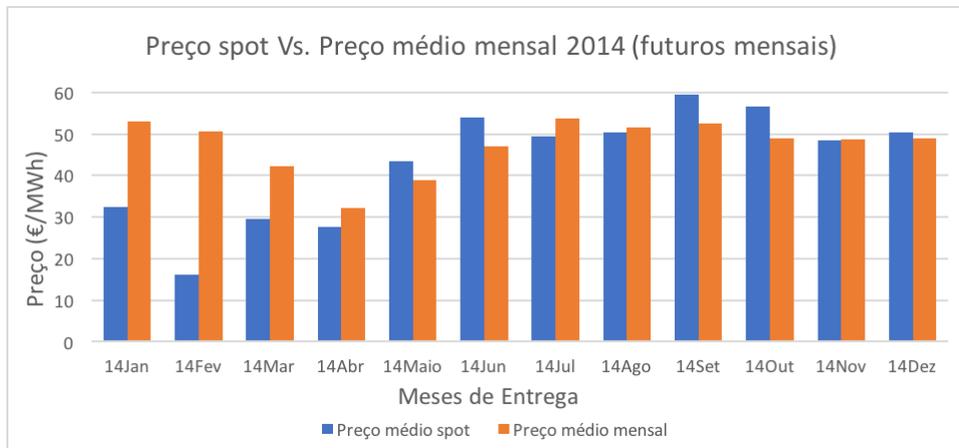


Figura 3.28: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2014.

Em 2014, podemos concentrar a nossa análise em três espaços temporais diferentes. Aquele correspondente de janeiro a março, o período compreendido entre maio e outubro e finalmente os meses de novembro e dezembro.

- Já vimos anteriormente que o preço spot tem influência sobre o preço de mercado de derivados. Isto justifica a enorme diferença existente nos primeiros meses de 2014 entre o preço médio spot e de futuros mensais. Isto é, os valor exorbitantes praticados no final do ano de 2013 no mercado diário, acabaram por influenciar o início do ano de 2014 na transação de futuros;
- A tendência verificada no três primeiros meses do ano veio a inverter-se de maneira geral nos meses seguintes. O preço praticado pelo spot foi ligeiramente superior ao preço médio mensal;
- Esta última tendência acabou por anular-se nos últimos meses do ano, não existindo praticamente dispersão de valores entre as duas barras correspondentes aos meses de novembro e dezembro.

Considera-se então que a comercialização dos primeiros meses do ano de 2014 no mercado spot foi bastante vantajosa. Nos meses seguintes, ainda que o mercado de derivados tenha valores mais positivos, esta diferença pequena acabou por não configurar uma vantagem categórica na escolha deste mercado. O ano viria a terminar com preços equivalentes dos dois mercados.

3.5.3.4 Ano 2015

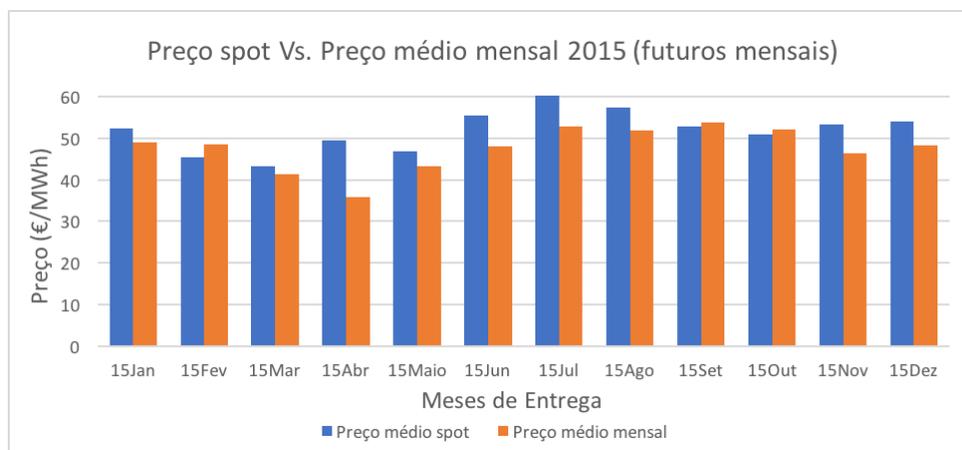


Figura 3.29: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2015.

O ano de 2015, já tínhamos verificado antes que a nível do preços do mercado spot foi um ano atípico com valores bastante altos. Isto acaba por notar-se de forma ainda mais evidente neste último gráfico com os preços do spot a serem praticamente sempre superiores ao preço do mercado de derivados.

- O mês de janeiro teve preços ligeiramente superiores em termos de spot;
- Apenas nos meses de fevereiro e outubro ocorreu uma ligeira superioridade nos preços praticados pelos futuros mensais;
- É ainda interessante notar os valores muito altos no spot de abril, algo que não aconteceu no mercado de derivados (respeitando o padrão normal de transação sendo mês com valores mais baixos);
- Os meses mais secos do ano acabaram por ser os meses mais caros nos dois mercados.

No ano de 2015, ao contrário do normal, a compra de futuros mensais no mercado de derivados acabou por ser bastante mais vantajoso do que a ida ao mercado diário. As empresas que se garantiram, em termos de consumo, com futuros conseguiram ter um lucro bastante interessante.

No entanto, este comportamento do mercado não corresponde ao padrão que vínhamos a analisar em anos anteriores. O ano de 2015 vai ser então motivo de análise um bocado mais à frente nesta dissertação.

3.5.3.5 Ano 2016

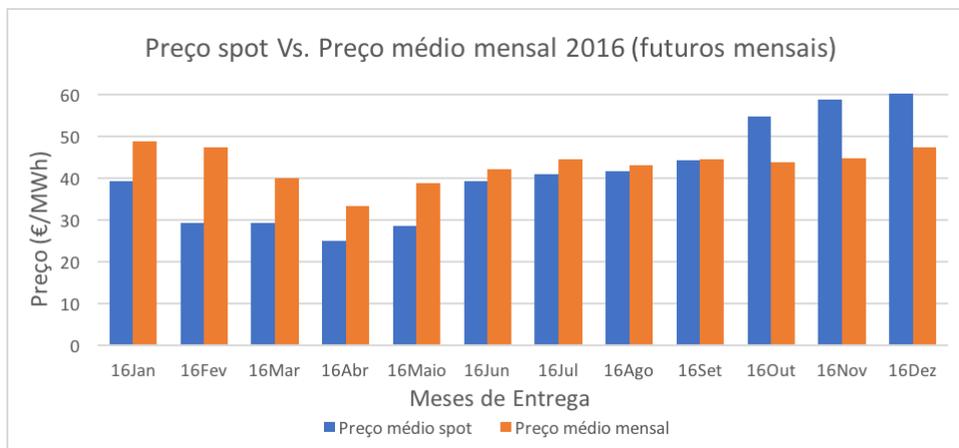


Figura 3.30: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2016.

No ano de 2016, a análise será concentrada em dois períodos. O período compreendido entre janeiro e setembro e os últimos três meses do ano. O primeiro período a corresponder ao padrão comportamental dos mercados e o segundo a verificar-se alguma anomalia com o mercado spot.

- Os mercados durante os primeiros nove meses do ano voltaram à "normalidade", sendo neste caso os preços praticados na transação de futuros superiores;
- Os meses com maior precipitação e por isso maior produção de hídrica correspondem aos meses com os preços mais baixos. São eles os meses de fevereiro, março, abril e maio.
- O final do ano de 2016 teve um comportamento muito irregular no mercado spot com este último a assumir consequentemente valores crescentes e dando de certa forma, alguma previsão à atipicidade que se vinha a constatar no ano de 2017.

Em termos de vantagem económica, a ida ao mercado diário foi extremamente vantajosa até maio. Nos meses seguintes de junho a setembro voltou a ser benéfica, no entanto de forma quase insignificativa, tendo os dois mercados neste período preços equivalentes.

O ano de 2016 iria terminar com larga vantagem financeira para a transação do mercado de futuros para os últimos meses de entrega do ano.

3.5.3.6 Ano 2017

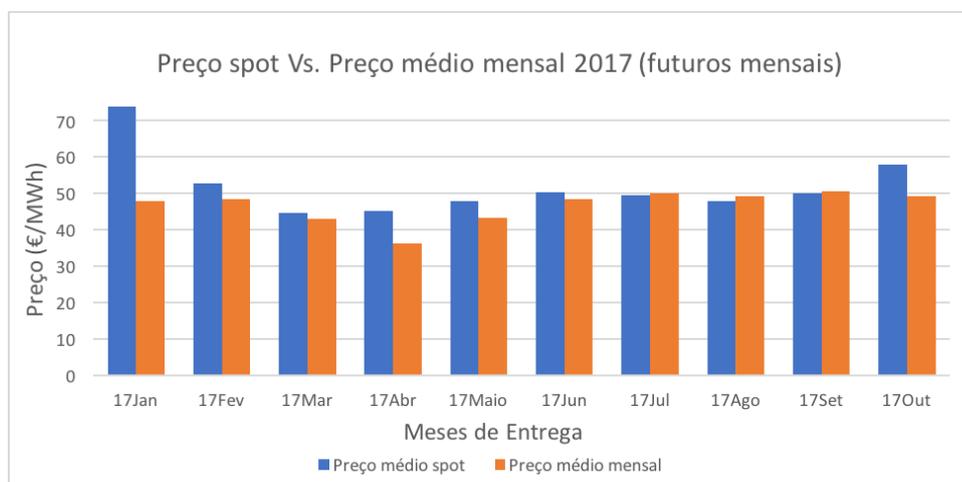


Figura 3.31: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros mensais ao longo do ano de 2017.

No ano de 2017 e como já se vinha a prever pelo último trimestre de 2016, foi um ano muito irregular e o padrão estabelecido em anos anteriores foi totalmente invertido. Os preços praticados no mercado spot foram praticamente sempre superiores ao preço verificado no mercado de derivados.

- O mês de janeiro deu consequência ao comportamento analisado no mercado spot ao longo do último trimestre de 2016, assumindo valores exageradamente elevados;
- Ainda assim, os meses com maior precipitação corresponde aos meses com menores preços nos dois mercados. São eles março, abril e maio;
- Os meses mais secos do ano mantiveram um comportamento estável, sendo estes os meses com maior semelhança de preços entre os dois mercados;
- O ano não estando completo, percebe-se com o comportamento dos meses de setembro e outubro que mais uma vez o ano iria terminar com valores de spot altos.

Devido à anormalidade do ano de 2017, e à semelhança do que aconteceu em 2015, irá ser motivo também de análise mais detalhada mais à frente nesta dissertação.

Em termos de vantagem económica, as empresas que adquiriram energia no mercado de futuros mensais para satisfazer as suas necessidades, acabaram por ter resultados bastante positivos.

Podemos concluir então que normalmente ao longo dos anos o preço do mercado spot é, geralmente, inferior ao preço comercializado nos futuros mensais, algo que também se verificou nos futuros trimestrais e anuais. Isto não se observou ao longo de todo o ano de 2015 e também ao

longo de 2017 (começando no último trimestre de 2016). Aqui torna-se ainda mais evidente a importância da crítica do comportamento do spot nestes períodos.

Nestes gráficos de comparação de futuros com o preço spot podemos verificar que os meses onde o mercado diário tem um preço inferior corresponde ao período onde o mercado de derivados também pratica preços menores, isto é, ainda que diferentes eles movem-se numa escala de valores de uma forma semelhante, isto é, quando o spot sobe acaba por influir o mercado de futuros a uma subida, acontecendo o mesmo aquando de uma descida.

3.5.4 Análise global dos futuros anuais, trimestrais e mensais com o preço spot

Com os gráficos realizados na análise global dos futuros anuais, trimestrais e mensais realizada na secção 3.4 adicionaram-se as barras do preço do mercado spot.

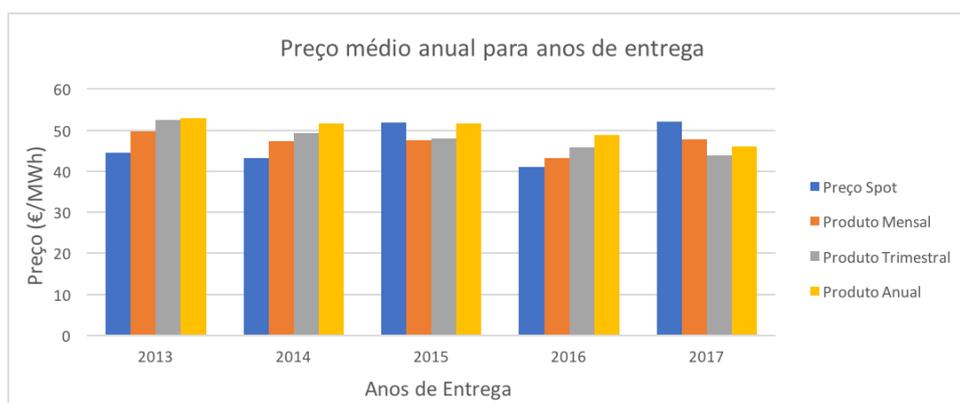


Figura 3.32: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros para os anos de entrega.

Com a conclusão já retirada anteriormente de que no mercado de derivados o preço verificado na compra de um determinado produto é tão superior quanto maior for a sua maturidade, fazia sentido acrescentar a barra correspondente ao spot relativa ao mesmo período de entrega.

No ano de 2012, o preço do mercado diário foi inferior aos futuros, verificando-se o mesmo para o ano de 2014 e 2015. No ano de 2015 e 2017 ocorreu exatamente o contrário.

Podemos concluir que apesar de ser um produto muito volátil, geralmente, acaba por ser mais compensador comprar eletricidade através do mercado spot com o seu preço a ser normalmente inferior aos produtos comercializados no mercado de derivados. No entanto, isto está longe de ser um dado adquirido.

O mercado diário reflete de forma imediata a atualidade no que diz respeito a possíveis alterações nas variáveis com quota de responsabilidade na sua atribuição de preços. Isto significa que por exemplo, um ano mais seco, um aumento do preço dos combustíveis fósseis, uma vaga de frio

ou ainda uma quebra num outro país como França de centrais nucleares tem influência direta na anormalidade de uma inversão de tendências de padrão como aconteceu nos anos de 2015 e 2017.

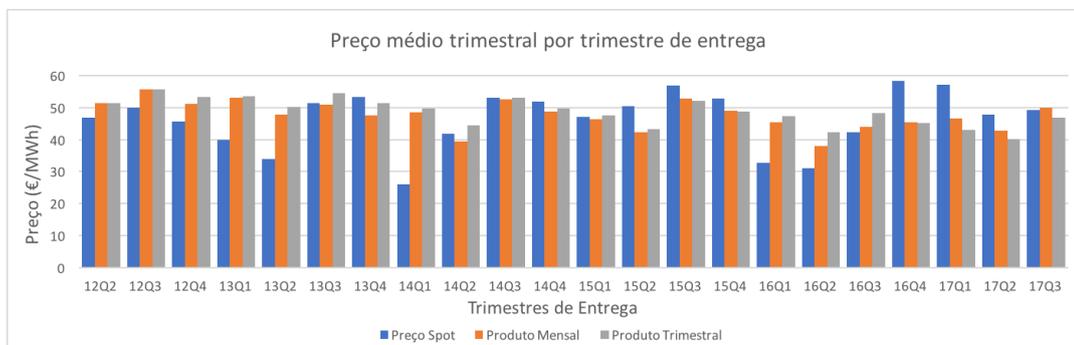


Figura 3.33: Comparação do preço médio spot com o preço médio de futuros para os trimestres de entrega.

O mesmo princípio de construção gráfico, mas agora com períodos de intervalo mais curtos (trimestre) conseguimos fazer uma análise idêntica.

- A primeira ideia a saltar à vista prende-se com o facto do preço praticado no mercado de derivados vir a diminuir lentamente desde 2012;
- O primeiro e o segundo trimestres de cada ano são aqueles onde o preço spot e o preço de futuros são mais baixos;
- O terceiro trimestre de cada ano, sendo mais seco, tem valores superiores para os dois mercados.

O preço spot é de uma maneira geral também mais baixo fazendo a análise trimestral. Isto não aconteceu, como esperado, para o ano de 2015 e 2017 (começando ainda no último trimestre de 2016).

Aqui, novamente a transação de eletricidade no mercado diário acaba por ser muito interessante, ainda que é importante ter em conta as ressalvas feitas na análise similar anual.

3.5.5 Preços elevados de eletricidade no mercado grossista em 2015

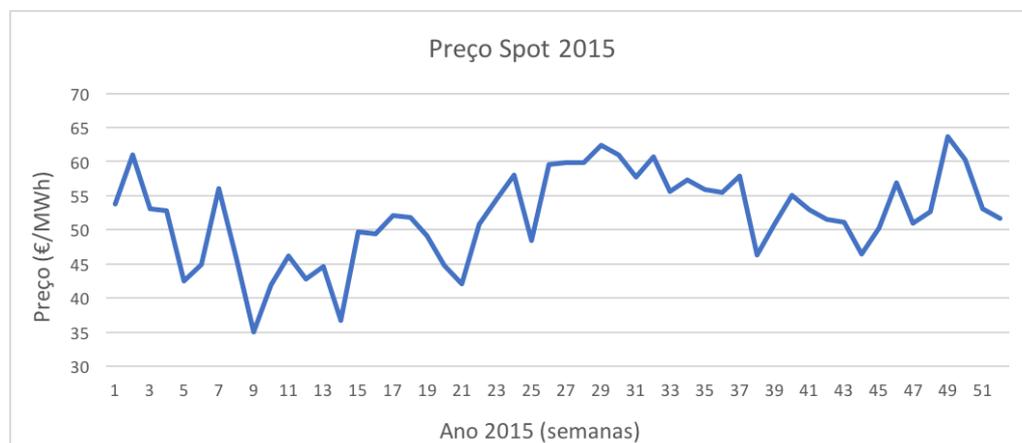


Figura 3.34: Evolução do preço do mercado spot em 2015.

O preço médio a que a eletricidade é transacionada no mercado spot português alcançou em julho o valor mais alto do ano, subindo cerca de 9% face ao mês anterior, numa tendência que reflete um crescimento do consumo de energia e uma menor disponibilidade dos recursos hidroelétricos.

Em julho o preço médio diário para a energia elétrica entregue em Portugal atingiu 59,6 euros por megawatt hora (MWh), mais 9% do que em junho e cerca de 40% acima do preço médio em fevereiro (42,6 euros por MWh), que foi o mês com o registo mais baixo do ano.

Desde fevereiro que o mercado ibérico assistiu em 2015 a uma subida do custo da energia elétrica em termos grossistas (à saída das centrais de produção, sem contabilizar os custos do transporte e distribuição da eletricidade nem os impostos aplicáveis). Esta tendência de alta responde não só a uma recuperação do consumo, mas também à menor disponibilidade de recursos renováveis.

Os volumes de eletricidade que o mercado (seja o português ou o espanhol) esteja a consumir e não sejam satisfeitos pela energia da PRE (produção no regime especial) são então adquiridos pelas companhias elétricas aos produtores do regime ordinário, em que se incluem, entre outras fontes, as grandes centrais hidroelétricas e as termoelétricas a carvão e gás natural.

Da combinação entre a oferta e procura resultam os preços grossistas da eletricidade. E em fevereiro a elevada oferta da produção no regime especial (49% do consumo total) e das grandes barragens (quase 28%) reduziu a necessidade de recurso a energia das centrais termoelétricas (o carvão satisfaz 21% da procura em fevereiro e o gás natural menos de 2

Mas desde fevereiro que a oferta de recursos renováveis diminuiu bastante. O contributo da PRE para o volume de eletricidade consumido em Portugal em julho caiu para cerca de 39%, ao mesmo tempo que o peso das grandes centrais hídricas recuou para pouco mais de 10%. Ou seja, entre fevereiro e julho a quota conjunta da PRE e das grandes hídricas no mercado grossista português baixou de 77% para 49%. O que obrigou as companhias de eletricidade a adquirirem

mais energia às centrais alimentadas a carvão e a gás natural, justificando estes preços elevados verificados durante o ano de 2015. [32]

3.5.6 Preços elevados de eletricidade no mercado grossista em 2017

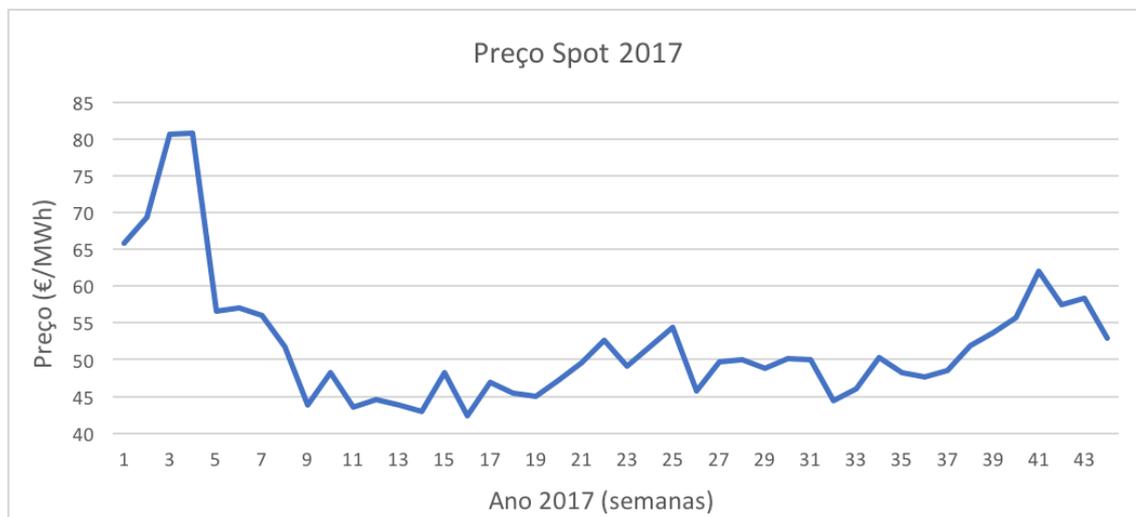


Figura 3.35: Evolução do preço do mercado spot em 2017.

Desde o último trimestre de 2016, observamos preços muito elevados da eletricidade no mercado spot atingindo valores recorde superiores a 80 €/MWh (valores típicos para a época são de 45 a 50 €/MWh).

Segundo o mercado estes elevados preços devem-se essencialmente três fatores:

- a redução de produção das centrais nucleares francesas e o respetivo medo de um blackout;
- onda de frio da sibéria, que aumentou drasticamente o consumo;
- uma forte diminuição da produção hídrica devido à seca em Portugal e Espanha.

Parte importante desta subida deve-se ao facto de França estar a comprar mais eletricidade aos países vizinhos. É que das 58 centrais nucleares francesas, cerca de 20 estão paradas para manutenção ou inspeção.

Outra das causas é situação de seca registada recentemente, com as barragens a produzirem menos. A pesar, também está o aumento do preço do gás e do carvão nos mercados.

No entanto, em Portugal, os aumentos súbitos de eletricidade grossista não provocam alterações imediatas na fatura. No mercado regulado, a ERSE define a tarifa por um ano. No mercado livre, o comercializador normalmente faz o aprovisionamento durante um ano para assegurar estabilidade de preços aos consumidores.[33]

3.6 Cascading? Sim ou não?

Estando o risco do lado de quem compra com os produtos anuais com valores superiores aos trimestrais e mensais, à primeira vista não faz muito sentido comprar um produto para proceder à sua divisão. No entanto, em situações muito particulares pode tornar-se bastante vantajoso.

Vejamus um exemplo, em 2016 e de uma forma geral no início do ano o preço spot de electricidade esteve baixo. Já vimos na parte de análise de futuros anuais que este preço spot tem influência na comercialização de futuros.

No dia 1 de Fevereiro de 2016 foi vendido um futuro anual para 2017 no valor de 40,2 €/MWh. Quem soube tirar partido e comprou electricidade nesta altura para consumo, veio-se a confirmar em 2017 que teve sempre vantagem, estando o preço spot sempre com valores superiores figura 3.33. Neste caso específico, podia fazer sentido partir este produto anual em trimestrais ou mensais e vender no ano seguinte. Com a altura da negociação mais próxima da altura da entrega e com o preço spot alto, iria ser vantajoso a realização desta partição.

A decisão de realizar ou não cascading é então muito sensível e obriga a uma gestão de risco extremamente cuidadosa, mas que se for bem equacionada por tornar-se financeiramente muito interessante.

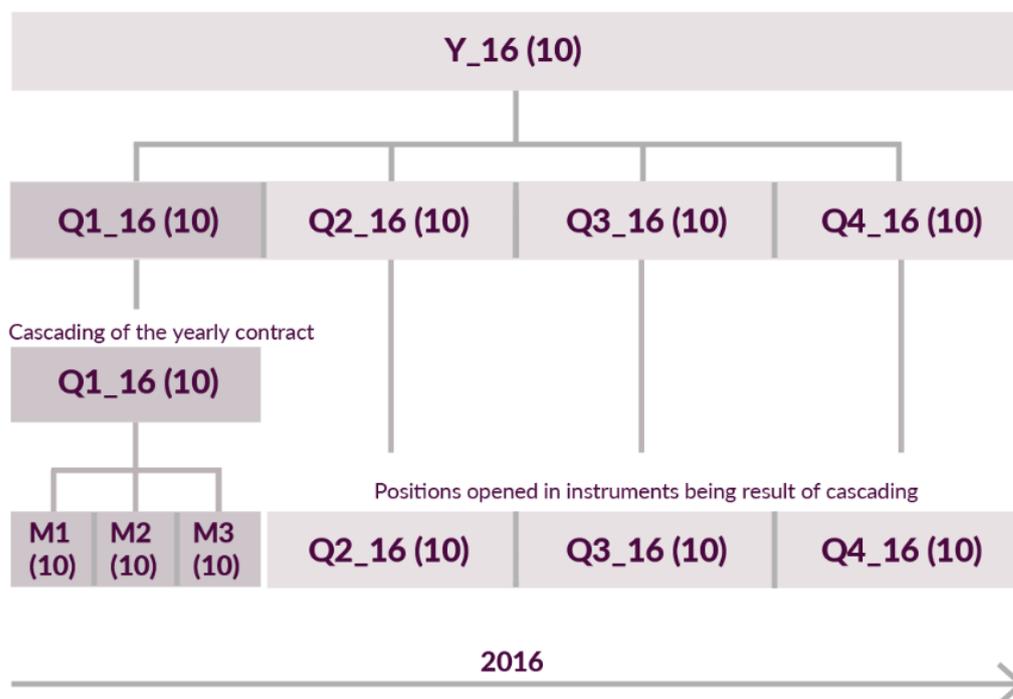


Figura 3.36: Exemplo de uma possível partição no ano de 2016.[8]

3.7 Influência da produção hídrica

3.7.1 Futuros anuais

Foram recolhidos dados do mesmo período de negociação de futuros para a produção de energia renovável hídrica em Portugal. Considerou-me mais uma vez desde o início do ano de 2012 até à 44ª semana de 2017. Com a consciência da importância das variáveis meteorológicas, o objetivo era perceber a influência do nível de produção de hídrica com a data de negociação do preço spot e da comercialização de futuros anuais.

Foram então estruturados os dados em tabelas por forma a conseguir obter esta relação.

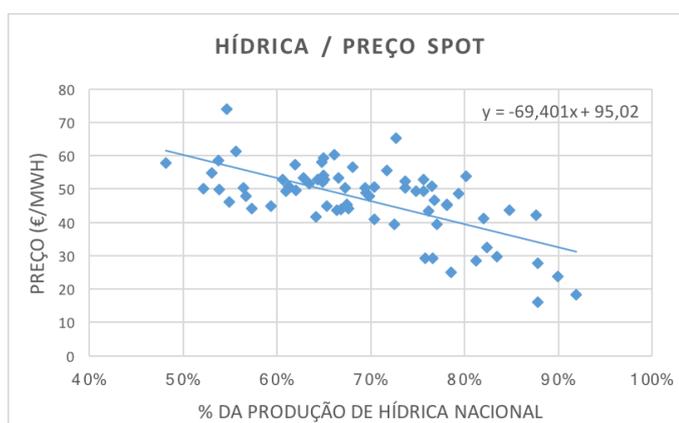


Figura 3.37: Scatter com a produção de hídrica e preço spot ao longo dos anos.

Com figura 3.34, podemos confirmar a interferência direta do nível de produção de energia hídrica com o estabelecimento dos preços de eletricidade no mercado spot. Quanto maior for a produção de hídrica menor será o preço do mercado spot, acontecendo o contrário com uma baixa produção de hídrica que se verifica em alturas de menor precipitação.

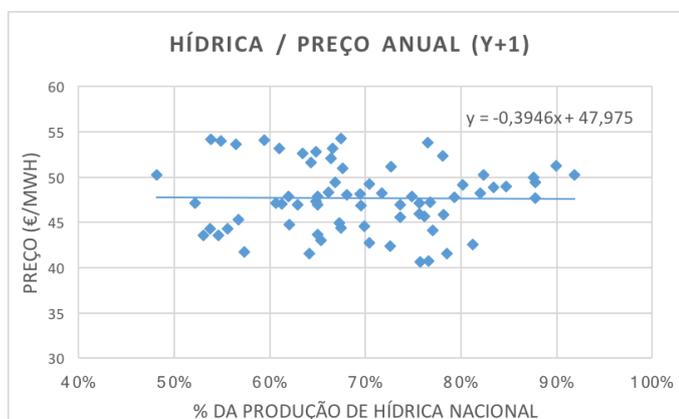


Figura 3.38: Scatter com a produção de hídrica e o preço anual praticado para o ano seguinte.

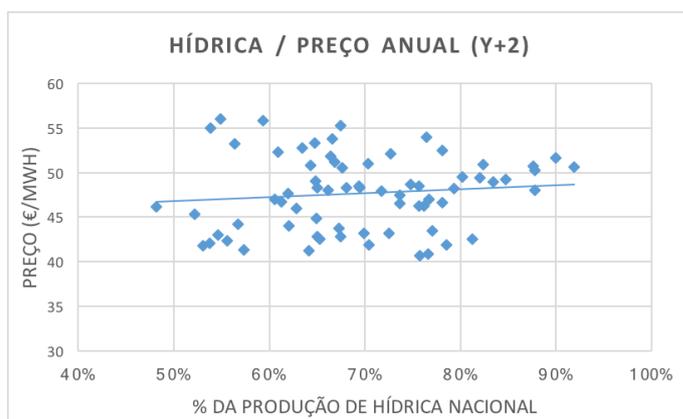


Figura 3.39: Scatter com a produção de hídrica e o preço anual praticado para o ano Y+2.

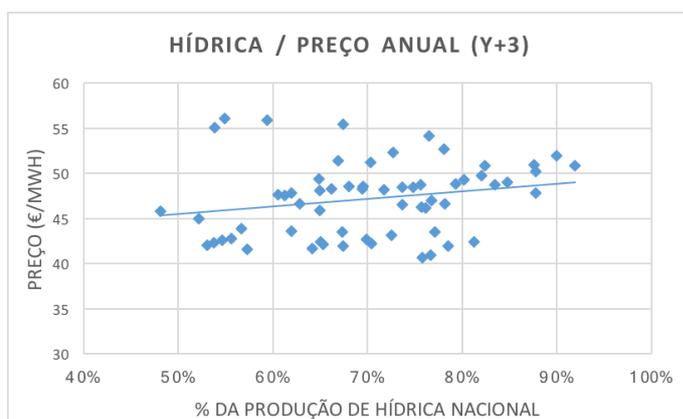


Figura 3.40: Scatter com a produção de hídrica e o preço anual praticado para o ano Y+3.

Com estes últimos três gráficos podemos verificar que praticamente a produção de hídrica não tem influência direta no estabelecimento de preços para futuros anuais para os três anos seguintes (Y+1, Y+2 e Y+3) à data da negociação, respondendo um pouco mais tarde a alterações de preços que se verifiquem no mercado diário.

3.7.2 Futuros mensais

Surpreendentemente, o preço dos futuros anuais não são influenciados pelo nível de produção de hídrica.

Fez-se então um novo estudo semelhante para estudar a influência desta última variável de interesse com futuros de maturidade inferior (mensal).

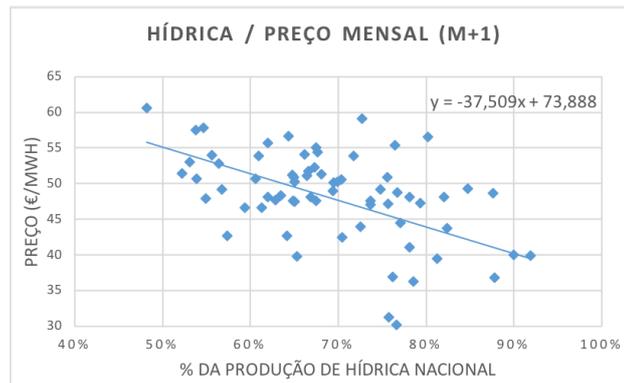


Figura 3.41: Scatter com a produção de hídrica e o preço mensal praticado para o mês M+1.

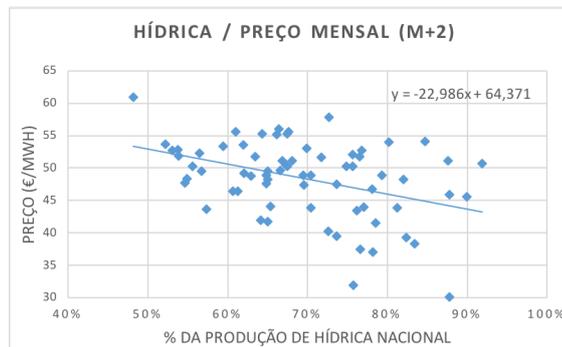


Figura 3.42: Scatter com a produção de hídrica e o preço mensal praticado para o mês M+2.

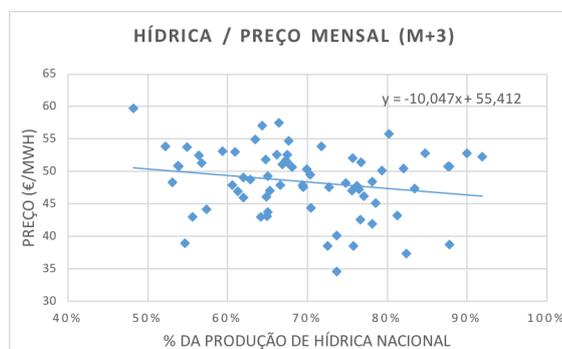


Figura 3.43: Scatter com a produção de hídrica e o preço mensal praticado para o mês M+3.

Pela análise das últimas figuras, comprovou-se que a produção de hídrica tem influência direta nos preços estabelecidos pelo mercado de contratação a prazo nos futuros mensais.

Este estudo veio constatar o facto de que, um determinado contrato é tão mais influenciado pela hídrica quanto menor for a sua maturidade e mais próximo estiver o seu período de entrega relativamente à data de negociação, isto é, futuros mensais para o mês seguinte são mais influenciados pela variável hídrica do que futuros comercializados para os posteriores segundos e terceiros meses.

Capítulo 4

Conclusões

4.1 Considerações iniciais

Verificou-se que, de uma forma geral, foi possível responder aos objetivos propostos no capítulo 1 desta dissertação. Foi realizada uma organização inicial de dados em várias folhas de Excel com todos os produtos transacionados pelo OMIP. Tendo em conta a quantidade exorbitante de dados obtidos e o tempo destinado para este estudo, optou-se por focalizar a análise nos futuros comercializados em Portugal com maturidade de contrato anual, trimestral e mensal.

O trabalho teve como espaço temporal 5 anos correspondentes ao período compreendido entre o ano de 2012 e o ano de 2017. Foi reconhecido ao longo desta dissertação que apenas foi possível realizar esta análise até à 44ª semana de 2017, data correspondente à recolha final dos dados. É ainda importante salientar que no início de janeiro de 2018 e com o estudo praticamente concluído tentou-se obter os restantes dados de 2017 para completar a análise, mas infelizmente não foi possível. Todo o local no site do operador de mercado onde se descarregavam os dados foi alterado e o acesso foi impedido. Foi tentado ainda um contacto direto com o OMIP mas não foi obtida resposta.

4.2 Conclusões relativas à caracterização de padrões de preços

Foi possível e de forma bastante eficiente caracterizar alguns padrões de preços de eletricidade em produtos do mercado de derivados. Sendo este um tema ainda praticamente por explorar, foram retiradas algumas conclusões, nem todas expectáveis, mas todas importantes.

Primeiramente e de forma isolada foram abordados os futuros anuais, trimestrais e por fim mensais. Foi possível chegar à conclusão que a respetiva compra de um produto no mercado de derivados tem um preço tanto maior quanto mais próximo estiver o seu período de entrega.

Posteriormente foi abordada uma análise comparativa entre os três produtos de futuros em causa. Chegou-se então a um padrão muito interessante. Ao contrário de praticamente todos os

restantes negócios, o risco da transação de futuros encontra-se do lado de quem compra. Por outras palavras, quanto maior for a maturidade da compra, maior será o seu preço. Isto significa que futuros anuais são mais caros que futuros trimestrais e estes, por sua vez, mais caros que futuros mensais.

A dúvida mais importante que era necessário esta dissertação dar resposta centrava-se na vantagem ou não da utilização do mercado de derivados em prol do mercado diário.

Foram então adicionados os dados relativos aos preços do mercado spot para o mesmo intervalo e feita uma comparação com os diversos futuros transacionados. Chegou-se à conclusão que o mercado spot consegue de maneira geral ter preços inferiores aos futuros. No entanto, também foi notado que em anos anómalos como 2015 e 2017 esta tendência inverteu-se.

É então importante analisar o mercado de derivados com muito cuidado aquando da decisão da compra de futuros. Pode ser interessante avançar para este mercado quando o preço spot à data de negociação estiver muito baixo, como o mês de abril, e realizar a compra de futuros para períodos onde o preço do mercado diário seja elevado.

Existe ainda a oportunidade de realizar *cascading*. No entanto, esta decisão tem associada também uma gestão de risco bastante grande. Empresas com grande poder económico podem tirar mais partido da efetuação de partições de futuros.

Sendo consciente da importância da produção de energia renovável hídrica, foi também feita uma recolha de dados em todo o território nacional e analisado o nível de hídrica em comparação com o preço spot e o preço de futuros vendidos para os três anos seguintes, tornando-se possível aferir da sua influência.

Já concluído que o preço spot influenciava o preço no mercado de derivados, viu-se agora que o nível de produção de hídrica tem grande influência no estabelecimento de preços no mercado diário. Quanto maior for a produção de energia renovável hídrica, menor será o preço spot, acontecendo o inverso com uma baixa produção.

Algo também curioso foi o facto do preço do mercado de derivados para os anos seguintes não ser influenciado diretamente com a produção de renovável hídrica. Esta tem influência direta no mercado spot que por sua vez tem influência no preço de futuros.

No entanto, comprovou-se que a produção de hídrica tem influência direta nos preços estabelecidos pelo mercado de contratação a prazo nos futuros mensais.

Este estudo veio constatar o facto de que, um determinado contrato é tão mais influenciado pela hídrica quanto menor for a sua maturidade e mais próximo estiver o seu período de entrega relativamente à data de negociação, isto é, futuros mensais para o mês seguinte são mais influenciados pela variável hídrica do que futuros comercializados para os posteriores segundos e terceiros meses.

4.3 Considerações finais

Creio que seria interessante realizar uma análise idêntica feita nesta dissertação a todos os restantes produtos do mercado de derivados para se ter conhecimento do comportamento do operador de mercado, dos seus participantes e por fim do preço dos produtos aí transacionados.

Seria interessante também abordar nesta sequência outras possíveis variáveis com influência na caracterização de padrões de preços de derivados.

Por fim, acredito plenamente que a criação de um software para previsão de preços de electricidade para o mercado de derivados, tendo por base este tipo de estudos de caracterização de padrões pode tornar-se financeiramente muito rentável para as empresas do meio.

Referências

- [1] JCA Leitão. The liberalization of the Iberian Electricity Market (MIBEL). 2010. URL: <http://repositorio.ucp.pt/handle/10400.14/3592>.
- [2] EF Domínguez, JX Bernat Energy Policy, e undefined 2007. Restructuring and generation of electrical energy in the Iberian Peninsula. *Elsevier*. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421507001735>.
- [3] Patrícia Teixeira Lopes. Accounting for electricity derivatives under IAS 39. *Journal of Derivatives & Hedge Funds*, 13(3):233–246, nov 2007. URL: <http://link.springer.com/10.1057/palgrave.jdhf.1850074>, doi:10.1057/palgrave.jdhf.1850074.
- [4] MIBEL Derivatives Market Products & Trading Contents. páginas 1–135, 2015.
- [5] Clearing & Settlement - MIBEL Derivatives Market. páginas 1–65, 2015.
- [6] OMIP to implement Trayport’s Exchange Trading System. URL: <https://www.trayport.com/uk/media2/news/omip-to-implement-trayports-exchange-trading-system>.
- [7] Market Environment. Market Environment - MIBEL Derivatives Market. 2015.
- [8] Cascading | Financial Market. URL: <https://www.irgit.pl/rynek-finansowy/en/risk-management/cascading>.
- [9] ICL Feio. O mercado livre de eletricidade e a estrutura tarifária em Portugal: uma análise pré e pós MIBEL. 2014. URL: <https://repositorio.iscte.pt/handle/10071/9635>.
- [10] V Santos JANUS 2005-A guerra e a paz nos nossos Dias e undefined 2005. O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). *repositorio.ual.pt*. URL: <http://repositorio.ual.pt/handle/11144/1676>.
- [11] JAM de Sousa NOVA DE LISBOA, undefined LISBOA, Dissertação De, e undefined 2005. Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL. *pwp.net.ipl.pt*. URL: <http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Doc/Tese{ }MIBEL{ }JSousa{ }2005.pdf>.
- [12] E Teixeira GESEL:“Integração de Mercados de Energia Eléctrica ... e undefined 2011. MIBEL enquanto mercado spot e a prazo-o funcionamento do mercado spot. *erse.pt*. URL: <http://www.erse.pt/pt/Eventos/2011/Documents/WorkshopERSEGESEL04032011/EduardoTeixeira.pdf>.

- [13] Portal ERSE - Mercado a Prazo. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>.
- [14] Derivados | omip. URL: <https://www.omip.pt/en/dados-mercado?date=2018-01-15&product=EL&zone=ES&instrument=FTB>.
- [15] SIMEE - Preços. URL: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>.
- [16] SNIRH > Dados Sintetizados. URL: [http://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=1&idItem=1.3&n\[_\]anoH=2012](http://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=1&idItem=1.3&n[_]anoH=2012).
- [17] Portugal e Espanha acordam arranque do Mibel para Abril de 2004 (act.) - Economia - Jornal de Negócios. URL: [http://www.jornaldenegocios.pt/economia/detalhe/portugal\[_\]e\[_\]espanha\[_\]acordam\[_\]arranque\[_\]do\[_\]mibel\[_\]para\[_\]abril\[_\]de\[_\]2004](http://www.jornaldenegocios.pt/economia/detalhe/portugal[_]e[_]espanha[_]acordam[_]arranque[_]do[_]mibel[_]para[_]abril[_]de[_]2004)
- [18] Markus Burger, Bernhard Klar, Alfred Müller, e Gero Schindlmayr. A spot market model for pricing derivatives in electricity markets. *Quantitative Finance*, 4(1):109–122, feb 2004. URL: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1088/1469-7688/4/1/010>, doi:10.1088/1469-7688/4/1/010.
- [19] M Burger, B Graeber, e G Schindlmayr. Managing energy risk: An integrated view on power and other energy markets. 2008. URL: <https://www.google.com/books?hl=pt-PT&lr={&}id=s81Qiq7ICGkC{&}oi=fnd{&}pg=PR5{&}dq=futures+forwards+swaps+omip{&}ots=dxIA8jErtS{&}sig=O8SoVgzxnMKmmAd6Xy1k6KsHMMg>.
- [20] Jorge Borges. MIBEL and the Market Splitting - 5th International Conference on the European electricity market. Em *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*, páginas 1–5. IEEE, may 2008. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4579105/>, doi:10.1109/EEM.2008.4579105.
- [21] Derivatives Market - Portfolio | omip. URL: <https://www.omip.pt/en/content/derivatives-market>.
- [22] Álvaro Capitán Herráiz e Carlos Rodríguez Monroy. Analysis of the Iberian electricity forward market hedging efficiency. *International Journal of Financial Engineering and Risk Management*, 1(1):20, 2013. URL: <http://www.inderscience.com/link.php?id=53711>, doi:10.1504/IJFERM.2013.053711.
- [23] C Corchero, FJ Heredia IEEE Heredia, undefined Corchero-DR, e undefined 2008. Two-stage stochastic programming model for the thermal optimal day-ahead bid problem with physical future contracts. *researchgate.net*. URL: [https://www.researchgate.net/profile/Cristina\[_\]Corchero/publication/39662332\[_\]Two-stage\[_\]stochastic\[_\]programming\[_\]model\[_\]for\[_\]the\[_\]thermal\[_\]o.../links/0c960521284ea73a5a000000/Two-stage-stochastic-programming-model-for-the-th.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Cristina[_]Corchero/publication/39662332[_]Two-stage[_]stochastic[_]programming[_]model[_]for[_]the[_]thermal[_]o.../links/0c960521284ea73a5a000000/Two-stage-stochastic-programming-model-for-the-th.pdf).
- [24] TF Simão. Pricing renewable energy in a competitive electricity market. 2009. URL: <http://www.erse.pt/pt/imprensa/noticias/2010/Documents/Pr{é}mioERSE/PricingRenewableEnergyinaCompetitiveElectricityMarket-TiagoSim{~{a}}o.pdf>.

- [25] ATMA Carvalho. A negociação no mercado a prazo do MIBEL. 2015. URL: <https://run.unl.pt/handle/10362/17144>.
- [26] AC Herráiz, CR Monroy International Journal of Electrical Power & Energy, e undefined 2013. Analysis of the traded volume drivers of the Iberian power futures market. *Elsevier*. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512004243>.
- [27] AC Herráiz e CR Monroy. Evolution of the MIBEL Derivatives Market: a Model for Latin American Markets? 2009. URL: https://www.researchgate.net/profile/Carlos_Rodriguez-Monroy/publication/260338496_Evolution_of_the_MIBEL_Derivatives_Market_a_Model_for_Latin_American_Markets/links/0deec52b88a7575915000000.pdf.
- [28] C Corchero, F Heredia Book of Abstracts of EURO2007 (Prague), e undefined 2007. A mixed-integer stochastic programming model for the day-ahead and futures energy markets coordination. *www-eio.upc.es*. URL: http://www-eio.upc.es/~heredia/files/CorcheroHeredia_EUROXII07.pdf.
- [29] AC Herráiz. Propuestas regulatorias para el diseño de un mercado ibérico a plazo eficiente de la energía= Regulatory proposals for the development of an efficient iberian energy. 2014. URL: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/dctes?codigo=90379>.
- [30] AC Herráiz, CR Monroy Energy Policy, e undefined 2012. Evaluation of the trading development in the Iberian Energy Derivatives Market. *Elsevier*. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512007380>.
- [31] OMIP to implement Trayport's Exchange Trading System. URL: <https://www.trayport.com/uk/media2/news/omip-to-implement-trayports-exchange-trading-system>.
- [32] Expresso | Eletricidade atinge o valor mais elevado do ano. URL: http://expresso.sapo.pt/economia/economina_energia/2015-08-03-Eletricidade-atinge-o-valor-mais-elevado-do-ano.
- [33] Preço da electricidade no mercado dispara para máximos de três anos - Energia - Jornal de Negócios. URL: <http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/preco-da-electricidade-no-mercado-dispara-para-maximos-de-tres-anos>.