

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Ciências**  
**ULisboa**

**Promoção da produção de energia de origem renovável  
através de contratos por diferenças**

João Mário Fernandes de Carvalho

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Dissertação orientada por:  
Professor Doutor Fernando Lopes  
Professora Doutora Ana Estanqueiro



## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer, primeiramente, ao Professor Doutor Fernando Lopes e à Professora Doutora Ana Estanqueiro, orientadores desta dissertação pelo apoio, orientação e disponibilidade ao longo destes meses. Gostaria, também, de agradecer ao Hugo Algarvio, pela ajuda dada durante a realização do projeto.

Um obrigado muito grande e especial à Sara, à Mel, à minha mãe, ao meu pai, às minhas irmãs, aos meus avós e restante família por sempre me terem apoiado durante este percurso que nem sempre foi fácil. Com o apoio de todos consegui ultrapassar algumas barreiras e concluir o meu percurso académico com o sucesso desejado.

Por fim, gostaria de agradecer a todos os amigos e colegas que me acompanharam e ajudaram das mais diversas formas durante o meu percurso académico na Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.

A todos, muito obrigado.



## Resumo

Os mercados de energia em bolsa (“*spot*”) permitem comercializar energia elétrica em ambiente competitivo e de livre concorrência, sendo os preços determinados pela oferta e pela procura, através da execução computacional de algoritmos de preços marginais. Os participantes no mercado encontram-se expostos a riscos associados à volatilidade de preços, bem como sujeitos a incertezas associada à produção e ao consumo. A contratação bilateral é uma das principais formas existentes para reduzir os riscos inerentes aos participantes no mercado em bolsa, uma vez que os intervenientes negociam diretamente entre si os termos e as condições dos contratos. Os contratos por diferenças, uma das principais modalidades de contratação bilateral, têm sido utilizados em alguns países (p.e. Inglaterra) como instrumento alternativa às tarifas fixas, para promoverem a produção de energia elétrica de origem renovável.

Nesta dissertação foram, inicialmente, estudados os regimes de promoção de renováveis em vigor em Portugal e Inglaterra, bem como a dinâmica da contratação bilateral de energia, com especial destaque para os contratos por diferenças. Foi, ainda, feita uma comparação teórica entre os contratos por diferenças e um regime de tarifas fixas. Por fim, foi estudado o regime de leilões de atribuição dos contratos em vigor no Reino Unido, tendo sido identificadas algumas alterações que fariam sentido no caso da adaptação do modelo para Portugal.

Foi, também, estudada e simulada, usando agentes computacionais, a negociação de contratos por diferenças, sendo de realçar os contratos entre produtores de energia de origem renovável e as entidades governamentais. Desenvolveram-se casos de estudo de forma a efetuar uma comparação entre o regime de tarifas fixas, atualmente em vigor em Portugal, e um potencial regime baseado em contratos por diferenças e foram estudados e comparados regimes de atribuição de contratos (apenas leilão *vs.* modelo que inclui leilão e negociação).

Tendo por base o estudo realizado e os resultados das simulações, percebeu-se que os contratos por diferenças são uma alternativa a considerar como forma de promoção das energias renováveis, pois acabam por ser mais equilibrados do que as tarifas FIT, conciliando a defesa dos interesses dos produtores com os interesses do governo e, consequentemente, a defesa das pretensões dos consumidores.

**Palavras-Chave:** Contratos por diferenças, Mercados de Energia, Energia Eólica, Reforma do Mercado Inglês



## Abstract

Spot energy markets allows electrical energy commercialization in a competitive and competition free environment, with prices determined by supply and demand, through the computational execution of marginal price algorithms. Market participants are exposed to risks associated with price volatility as well as subjected to production and consumption uncertainty. Bilateral contracts are one of the main ways to reduce inherent risks to stock market participants, given that parties negotiate the terms and conditions of the contracts directly with each other. Contracts for difference is one of the main bilateral contracting modalities and it has been used in some countries (e.g. England) as an alternative to fixed tariffs, to promote electrical energy production from renewable sources.

In this dissertation, the promotion regimes of renewable energies in Portugal and England were studied, as well as the dynamics of bilateral energy contracting, with emphasis on contracts for differences. A theoretical comparison was also made between contracts for differences and a fixed tariff system. Lastly, an auctioning system for contracts used in the United Kingdom was studied, and some changes and adaptations were identified supposing that this model would be implemented in Portugal.

The negotiation of contracts for differences was also studied and simulated using computational agents, with emphasis in contracts between renewable energy producers and governmental entities. Case studies have been developed in order to compare and study the fixed tariff regime, currently in use in Portugal, and an eventual contract for difference model, and systems for awarding contracts were studied and compared (only auction *vs.* a mix model including auction and negotiation).

Based on the study and the results of the simulations, it was evident that contracts for differences are an alternative to be considered as a form of promotion of renewable energies, as they are more balanced than FIT tariffs, considering the interests of the producers as well as the government and, consequently, the ambitions of the consumers.

**Keywords:** Contracts for differences, Energy Markets, Wind Energy, English Market Reform



# Índice

|   |             |
|---|-------------|
| <b>Agradecimentos</b> .....   | <b>iii</b>  |
| <b>Resumo</b> .....   | <b>v</b>    |
| <b>Abstract</b> .....   | <b>vii</b>  |
| <b>Índice</b> .....   | <b>ix</b>   |
| <b>Índice de figuras</b> .....  | <b>xiii</b> |
| <b>Índice de tabelas</b> .....  | <b>xv</b>   |
| <b>Lista de acrónimos</b> .....   | <b>xvii</b> |
| <b>1. Introdução</b> .....  | <b>1</b>    |
| 1.1 Enquadramento .....   | 1           |
| 1.2 Motivação .....   | 2           |
| 1.3 Objetivos .....   | 3           |
| 1.4 Estrutura / organização da tese .....   | 4           |
| <b>2. Mercado de Energia Elétrica Ibérico e promoção de energia renovável</b> ..... | <b>5</b>    |
| 2.1 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) .....                                   | 5           |
| 2.1.1 Mercado diário .....  | 6           |
| 2.1.2 Mercado intradiário .....   | 7           |
| 2.1.3 Funcionamento do MIBEL .....  | 7           |
| 2.2 Modalidades de apoio às energias renováveis .....                               | 8           |
| 2.3 Regime de promoção de energia renovável em Portugal .....                       | 9           |
| 2.3.1 Estrutura .....   | 9           |
| 2.3.2 Enquadramento legislativo .....   | 10          |
| 2.3.3 Tarifa aplicada (energia eólica) .....  | 12          |
| 2.3.4 Tarifas para “upgrading” de centrais .....                                    | 14          |
| <b>3. Dinâmica da contratação bilateral</b> .....                                   | <b>17</b>   |
| 3.1 A crise energética na Califórnia e início da contratação bilateral .....        | 17          |
| 3.2 Processo de contratação bilateral .....   | 18          |
| 3.3 Contratos por diferenças .....  | 20          |
| 3.4 Contratos por diferenças em Portugal .....                                      | 22          |
| <b>4. Contratos por diferenças em Inglaterra e a reforma do mercado</b> .....       | <b>25</b>   |
| 4.1 A reforma do mercado inglês .....   | 25          |
| 4.2 Os contratos por diferenças no mercado inglês .....                             | 27          |
| 4.3 Contratos por diferenças: alocação .....  | 29          |
| 4.4 Contratos por diferenças: leilões .....   | 31          |
| 4.4.1 Leilão “mínimo” .....   | 32          |
| 4.4.2 Leilão “geral” .....  | 34          |

|  |           |
|--|-----------|
| 4.4.3 Leilão “máximo” .....  | 36        |
| 4.5 Outros aspetos .....   | 36        |
| 4.5.1 Desempates.....  | 36        |
| 4.5.2 Propostas flexíveis.....   | 36        |
| 4.5.3 Tratamento dos preços do mercado em bolsa negativos .....                      | 37        |
| 4.5.4 Balanço e desvios .....  | 37        |
| 4.5.5 Penalizações .....   | 38        |
| 4.6 Ronda 1 .....  | 38        |
| <b>5. Abordagem à situação da União Europeia.....</b>                                | <b>43</b> |
| 5.1 NordPool .....   | 44        |
| 5.1.1 Dinamarca .....  | 45        |
| 5.1.2 Finlândia.....   | 45        |
| 5.2 França .....   | 45        |
| 5.3 Alemanha .....   | 46        |
| 5.4 Holanda .....  | 47        |
| 5.5 Itália.....  | 47        |
| 5.6 Espanha .....  | 48        |
| 5.7 Resumo da situação europeia .....  | 48        |
| 5.8 Propostas de alteração ao modelo .....   | 49        |
| <b>6. Casos de estudo.....</b>   | <b>51</b> |
| 6.1 Simuladores do setor elétrico .....  | 51        |
| 6.1.1 Agentes.....   | 51        |
| 6.2 Caso de estudo 1.....  | 52        |
| 6.2.1 Rendimentos e tarifas de centrais eólicas em Portugal.....                     | 53        |
| 6.2.2 Comparação entre Portugal e Inglaterra .....                                   | 55        |
| 6.2.3 Comparação FIT Portugal vs mercado diário Portugal .....                       | 56        |
| 6.2.4 Comparação contratos por diferença Inglaterra vs mercado grossista inglês..... | 58        |
| 6.2.5 Análise dos resultados do caso de estudo 1 .....                               | 60        |
| 6.3 Caso de estudo 2.....  | 60        |
| 6.3.1 Pressupostos .....   | 60        |
| 6.3.2 Ronda 1 em Inglaterra e adaptações .....                                       | 60        |
| 6.3.3 Leilão.....  | 61        |
| 6.3.4 Negociação no simulador e considerações iniciais.....                          | 62        |
| 6.3.5 Interface do simulador.....  | 63        |
| 6.3.6 Simulação .....  | 66        |
| 6.3.7 Resultados da simulação.....   | 67        |
| 6.3.8 Análise dos resultados do caso de estudo 2.....                                | 69        |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>7. Conclusões.....</b>              | <b>73</b> |
| 7.1 Síntese de resultados .....        | 73        |
| 7.2 Perspetivas futuras.....           | 75        |
| <b>Referências bibliográficas.....</b> | <b>77</b> |



## Índice de figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 2.1 - Esquema exemplificativo do funcionamento do mercado diário [20] .....   | 6  |
| Figura 2.2 - Funcionamento do mercado intradiário [20] .....   | 7  |
| Figura 3.1 - Exemplo de um contrato por diferenças com o preço-alvo definido em 70 £/MWh [24] .  | 21 |
| Figura 3.2 - Comparação entre os dois tipos de contratos por diferenças .....  | 22 |
| Figura 4.1 - Principais objetivos da reforma energética em Inglaterra [54].....  | 25 |
| Figura 4.2 - Evolução dos gastos com energia renovável ao longo dos anos [56].....   | 27 |
| Figura 4.3 - Procedimentos e tempos legais para concorrer a um contrato por diferenças em Inglaterra [58] .....  | 30 |
| Figura 4.4 - Esquema explicativo do procedimento a tomar para cada proposta [64] .....   | 32 |
| Figura 4.5 - Esquema de funcionamento do processo de alocação na ronda 1 [58].....   | 33 |
| Figura 4.6 – Encontram-se representados 2 projetos como um mínimo definido (em verde e roxo) e seu impacto no orçamento. O restante orçamento está disponível para todos os outros projetos no lote [64] ..... | 34 |
| Figura 4.7 - Procedimento para cada proposta no leilão “geral” [64] .....  | 34 |
| Figura 4.8 - Exemplo de um leilão com propostas [64] .....   | 35 |
| Figura 4.9 – Exemplo de funcionamento de um leilão com propostas flexíveis [71] .....  | 37 |
| Figura 4.10 - Divisão das tecnologias por lote na ronda 1 [73].....  | 38 |
| Figura 4.11 - Potência instalada por tecnologia na ronda 1 [75].....   | 41 |
| Figura 5.1 - Produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável na UE no ano de 2015 [76] .....  | 43 |
| Figura 5.2 - Funcionamento do esquema "premium" na Alemanha [82].....  | 46 |
| Figura 6.1 - Comparação dos valores de mercado em Portugal com as tarifas pagas .....  | 57 |
| Figura 6.2 - Comparação dos valores do mercado grossista em 2015 com as tarifas pagas .....  | 58 |
| Figura 6.3 - Comparação entre os valores praticados no mercado inglês e os preços-alvo da ronda 1.   | 59 |
| Figura 6.4 - Variação dos preços médios de mercado mensais no Reino Unido [99].....  | 59 |
| Figura 6.5 - Resultado do leilão para a simulação presente no caso de estudo 2 .....   | 62 |
| Figura 6.6 - Janelas iniciais, onde são escolhidos os intervenientes na negociação.....  | 63 |
| Figura 6.7 - Seleção dos tipos de contrato.....  | 64 |
| Figura 6.8 - Publicitação dos valores iniciais em negociação por parte das empresas.....   | 65 |
| Figura 6.9 - Receção dos perfis por parte dos agentes envolvidos na negociação .....   | 65 |
| Figura 6.10 - Definição do perfil de propensão ao risco por parte da empresa.....  | 66 |
| Figura 6.11 - Resultado da negociação entre a empresa “Power Solutions” e o “governo” .....  | 68 |
| Figura 6.12 - Resumo das propostas efetuadas durante a negociação do caso de estudo 2.....   | 70 |



## Índice de tabelas

|  |    |
|--|----|
| Tabela 2.1 - Valores de KMHO segundo o Decreto-Lei nº 35/2013 [37].....  | 13 |
| Tabela 2.2 - Valores do coeficiente Z segundo o Decreto-Lei nº 35/2013 [37].....   | 14 |
| Tabela 4.1 - Orçamento disponível por ano para tecnologias de baixo carbono. Este orçamento continua a incluir as “Renewable Obligations” até ao seu fim, mas não o mercado de capacidades.... | 27 |
| Tabela 4.2 – Valores de preço-alvo administrativo definidos para a ronda 1 [23].....   | 39 |
| Tabela 4.3 - Resultados da ronda 1 de alocação (preços-alvo a valores de 2012) [74].....   | 40 |
| Tabela 5.1 - Métodos de promoção de eletricidade de origem renovável na União Europeia [21] .....  | 44 |
| Tabela 5.2 - Valores típicos de remuneração de energia eólica em 2016 .....  | 49 |
| Tabela 6.1 - Rendimentos das centrais eólicas estudadas .....  | 55 |
| Tabela 6.2 - Preços iniciais e preços limites de negociação para cada um dos agentes .....   | 63 |
| Tabela 6.3 - Resultados da negociação no caso 1 .....  | 67 |
| Tabela 6.4 - Resultados da negociação no caso 2 .....  | 68 |
| Tabela 6.5 - Resultados da negociação no caso 3 .....  | 69 |



## Lista de acrónimos

|       |   |
|-------|---|
| FIT   | <i>Feed-in Tariff</i> (Tarifa “ <i>feed-in</i> ”)                                 |
| CfDs  | <i>Contracts for difference</i> (Contratos por diferenças)                        |
| MIBEL | Mercado Ibérico de Eletricidade   |
| OMIP  | Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)                           |
| OMIE  | Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol)                            |
| FIP   | <i>Feed-in Tariff Premium</i> (Tarifa “ <i>feed-in premium</i> ”)                 |
| CUR   | Comercializador de Último Recurso   |
| UGS   | Uso Global do Sistema   |
| SEN   | Sistema Elétrico Nacional   |
| CPI   | <i>Consumer Price Index</i> (Índice de Preços do Consumidor)                      |
| DL    | Decreto de Lei  |
| PRS   | Preço de Referência em Bolsa  |
| VLE   | Valor Líquido de Entrega  |
| RO    | <i>Renewables Obligation Certificates</i> (Certificados de Obrigações Renováveis) |
| EMR   | <i>Electricity Market Reform</i> (Reforma do Mercado Elétrico em Inglaterra)      |
| DSR   | <i>Demand Side Response</i>   |
| CCS   | <i>Carbon capture and Storage</i> (Captura e sequestro de carbono)                |
| Ofgem | <i>The Office of Gas and Electricity Markets</i>                                  |
| UE    | União Europeia  |
| LCCC  | <i>Low Carbon Contracts Company</i>   |
| EDR   | <i>Electricity Demand Reduction</i> (Redução da Procura de Eletricidade)          |
| ASP   | <i>Administrative Strike Price</i> (Preço-alvo administrativo)                    |
| CSP   | <i>Cleared Strike Price</i> (Preço-alvo de compensação)                           |
| PPA   | <i>Power Purchase Agreement</i> (Contrato de Compra de Energia)                   |
| TSO   | <i>Transmission System Operator</i> (Administrador da Rede)                       |
| VRE   | <i>Variable renewable energy</i> (Fontes de energia variáveis no tempo)           |



# 1. Introdução

## 1.1 Enquadramento

A energia tem um papel crucial na sobrevivência da sociedade, sendo fundamental no presente e no futuro. Nos últimos anos, a Europa tem tido como objetivo a construção do mercado único de energia assente nos pilares da segurança de abastecimento, sustentabilidade (económica e ambiental) e competitividade. Existem diversas fontes de energia, sendo algumas delas renováveis, como a solar, a eólica, a hídrica, a térmica e a biomassa. No entanto, o aproveitamento e gestão dos recursos existentes ainda não permitem a independência energética do país. Este é um dos objetivos prioritários da política europeia no que diz respeito à energia [1].

Existem, também, esforços consideráveis em matéria de promoção de eficiência energética e de fontes de energia renovável. A nível europeu, a conhecida meta dos 20-20-20 (uma quota de 20% de energias renováveis, 20% de eficiência energética e uma redução de 20% na emissão de gases com efeitos de estufa para o ano de 2020) serviu como forma de orientação das políticas dos países europeus no início desta década. Atualmente, existem já novas metas implementadas, sendo os objetivos para o ano de 2030 ainda mais ambiciosos e que assentam em: 40% de redução de emissão de gases com efeito estufa; 27% de aumento de eficiência energética e 27% de contributo de energias renováveis no total europeu. Foi inclusivamente lançado pela Comissão Europeia, no final de 2016, um novo pacote de medidas “*Winter Package*” destinadas a preservar a competitividade da União Europeia em matéria de energia. Atualmente na Europa existe um grande investimento em novas tecnologias e em redes de transporte como forma de reduzir as barreiras físicas e permitir um funcionamento mais harmonioso dos mercados, ao mesmo tempo que são reduzidos os custos energéticos [1, 2, 3].

Nos últimos anos, Portugal tem, também, tomado medidas tendo em vista o objetivo da construção de um futuro sustentável, tanto para a sociedade como para a economia e ambiente. No que respeita a metas para as energias renováveis, o “Plano Nacional de Ação para as Energias” (PNAER) ainda não contempla estes objetivos para 2030, mas o “Compromisso de Crescimento Verde”, assinado em 2015, apresenta metas ambiciosas em linha com as metas europeias que apontam para 40% de renováveis no consumo final de energia em 2030 [4].

No entanto, a utilização e o desenvolvimento das energias renováveis têm sido alvo de críticas decorrentes da estrutura de retribuição de energia e dos elevados custos suportados pelos consumidores de modo a viabilizar o seu desenvolvimento na fase inicial de utilização de cada tecnologia. Estas críticas são feitas sobretudo ao regime das tarifas *feed-in* (“FIT”), esquema de subsidiação de energias renováveis que garante um rendimento certo aos produtores. Este método para além de ter sido o esquema base da promoção da energia renovável ao longo do tempo, é, também, o mais comum nos restantes países europeus. Contudo, impulsionados pelas mudanças do setor e desenvolvimento das tecnologias, outros métodos têm vindo a ser desenvolvidos e implementados nos últimos anos. Os contratos por diferenças (“*CfDs*”), que constituem o grande foco desta dissertação, são uma das novas soluções viáveis apresentadas para o futuro da energia renovável na Europa e, concretamente, para Portugal. Assim, depois de um investimento substancial em toda a Europa promovido pelo uso das FIT, começa a ser discutida a hipótese de mudar o modelo de apoio às renováveis, tornando-o menos dispendioso para os consumidores.

Estes contratos funcionam como um sistema semivariável baseado num valor fixo mínimo de tarifa subsidiada, que dará lugar a uma compensação no caso de o preço ficar abaixo da tarifa, e a uma acumulação do excedente quando o preço grossista ficar acima da tarifa mínima. A vantagem consiste em aumentar a sensibilidade dos produtores para o que se passa no mercado grossista, para além de poder ser menos dispendioso.

Este trabalho recorre a dados de duas centrais eólicas da zona de Lisboa, uma central eólica de pequena dimensão e outra de grande dimensão. Apesar da representatividade dos dados se resumir à energia eólica, esta simulação poderia ser feita para qualquer energia renovável. Decidiu-se, no entanto, dar maior ênfase às tarifas praticadas na energia eólica, porque é a energia com maior representatividade em Portugal e com um elevado crescimento de capacidade instalada nos últimos anos.

Com a realização de simulações e desenvolvimento de um primeiro caso de estudo, percebeu-se qual a remuneração típica, qual o desfasamento para o mercado e, fazendo uma transposição para o mercado inglês, se faria, ou não, sentido optar por um esquema de contratos por diferenças. Num segundo caso de estudo pretendeu-se validar o modelo de leilão de atribuição dos contratos por diferenças em Inglaterra, tentando perceber se se trata de um modelo válido. Para além do modelo proposto, foram testadas algumas alterações de modo a tentar diminuir o risco de exposição inerente aos valores praticados no mercado grossista (normalmente mais baixos) por parte das entidades governamentais.

## 1.2 Motivação

A atualidade e relevância do tema levaram à sua escolha. A promoção das energias renováveis é um tema atual muito em voga e as novas metas europeias para 2030 vincam, ainda mais, a necessidade de ser discutido e avaliados os seus impactos técnicos e económicos. Considerou-se, então, necessário fazer um estudo na tentativa de entender se a promoção das energias renováveis continua a fazer sentido, no caso concreto de Portugal, e em caso afirmativo, em que moldes.

A grande alteração de paradigma existente no Reino Unido, no que toca às fontes utilizadas para a produção de energia foi, também, um dos principais motivos de interesse. Todo o esquema de promoção foi alterado, bem como a política energética. Estas medidas começaram a ser estudadas e discutidas em 2012, sendo que atualmente, em 2017, já se conseguem ver alguns efeitos das mesmas, podendo ser apontados alguns problemas e discutidas algumas correções a fazer.

Tendo em conta estas premissas, é interessante perceber o que levou o governo britânico a optar por um regime de promoção através dos normalmente denominados “contratos por diferenças”, bem como o método de atribuição dos mesmos (através de leilões). Neste sentido, tentou perceber-se se este modelo seria aplicável a Portugal, quais as vantagens e desvantagens em relação a um modelo típico de tarifas *feed-in* e quais as alterações ao modelo que fariam sentido serem implementadas. O próprio modelo de atribuição dos contratos pode ser alvo de algumas adaptações com vista à melhoria do processo e à diminuição dos custos por parte do governo. Estas alterações são expostas e discutidas no capítulo 6 deste documento.

### 1.3 Objetivos

Os objetivos da presente dissertação, passam, inicialmente, pela realização do estado de arte dos regimes de promoção de energias renováveis em vigor em Portugal e Inglaterra, incluindo a evolução histórica e mecanismos de apoio às energias renováveis.

Realização de um estudo relativo à dinâmica da contratação bilateral de energia. Dando destaque aos contratos por diferenças e efetuando comparações entre os contratos por diferenças e um regime de tarifas fixas.

Utilização de um simulador multiagente (desenvolvido no âmbito do projeto MAN-REM<sup>1</sup>), de modo a simular computacionalmente contratos por diferenças e realizar uma comparação com um regime de tarifas fixas. Sendo de realçar os contratos entre produtores de energia de origem renovável e as entidades governamentais [5, 6, 7].

Finalmente, através do estudo detalhado de casos práticos, em que se faça uma representação o mais próxima possível da promoção real de energia renovável, tentar perceber se faria sentido aplicar os contratos por diferenças em Portugal. Outro dos objetivos passa por validar o modelo de leilão desenvolvido em Inglaterra, tentando perceber quais as limitações e se é a melhor forma de diminuir os riscos associados aos valores praticados nos mercados grossistas (ver, por exemplo, [8, 9, 10]).

É feito um estudo da aplicação dos contratos por diferenças em Portugal, comparando os resultados com o que se passa em Inglaterra. Foi ainda desenvolvido e aplicado um novo modelo de negociação que incluía, na sua fase final, uma negociação direta entre a empresa propriedade do governo e as empresas produtoras de energia.

Em termos de contribuições, nesta dissertação, são analisados os resultados da ronda 1 e, como referido, feitas algumas propostas de alterações ao modelo implementado no Reino Unido em três níveis.

A primeira alteração passa pela mudança de conceito, uma vez que os leilões são realizados por lotes de tecnologia e passariam a ser feitos tecnologia a tecnologia, satisfazendo as necessidades específicas do governo. A segunda diz respeito à implementação de uma multa pecuniária para os projetos que não fossem finalizados precavendo situações de projetos vencedores, tal como aconteceram na ronda 1, que depois não avançaram e não concluíram o projeto.

Por fim, a terceira alteração, e mais importante, passa pela implementação da negociação direta entre a empresa propriedade do governo e os agentes nos casos das tecnologias onde exista mais procura de agentes do que oferta de capacidade por parte do governo. No caso da presente dissertação, a negociação é aplicada às propostas que excedem a capacidade a instalar definida e cujo valor de preço-alvo proposto se encontra dentro de um intervalo de 5% relativamente à última proposta aceite diretamente através do leilão.

---

<sup>1</sup> Trabalho realizado no âmbito do projeto MAN-REM (FCOMP-01-0124-FEDER-020397), financiado pelo FEDER através do programa COMPETE - Programa Operacional Temático Fatores de Competitividade e pela FCT- Fundação para a Ciência e Tecnologia

## 1.4 Estrutura / organização da tese

No capítulo 2 é feito um enquadramento sobre os temas que são abordados nesta dissertação. É feita uma análise ao Mercado de Energia Elétrico Ibérico (MIBEL), bem como às estratégias de promoção das energias renováveis. São abordados os tipos de mercados existentes, as suas modalidades e o modo de funcionamento do MIBEL. Posteriormente, é feita uma introdução ao tema da promoção das energias renováveis, com uma breve comparação e explicação sobre os diferentes regimes de apoio, com especial ênfase para as FIT e para os contratos por diferenças. Por fim, é feita uma análise ao regime de promoção em Portugal, com referência aos Decretos-Lei, desde a introdução das energias renováveis no país até à atualidade.

O capítulo 3 é dedicado aos contratos bilaterais propriamente ditos. É feita uma abordagem histórica do tema, falando um pouco sobre a crise energética da Califórnia nos anos 90, que promoveu o rápido desenvolvimento deste tipo de contratos. Até essa altura os mercados energéticos eram praticamente dominados pelo mercado em bolsa (“*spot*”), que, no entanto, tem alguns problemas inerentes à gestão de risco que promoveram a aparição dos contratos bilaterais. Posteriormente, é explicada a metodologia da contratação bilateral. Dentro dos contratos bilaterais, é dado mais ênfase aos contratos por diferenças, sendo explicados o funcionamento dos mesmos, bem como as vantagens e desvantagens. É, também, feita uma abordagem aos contratos por diferenças disponíveis no MIBEL, designados por “contratos SWAP”.

O capítulo 4 aborda a reforma do mercado inglês de 2014, contendo um resumo dos objetivos e motivações que levaram o governo inglês a promover esta reforma. Foi, também, realizada uma análise às especificidades dos contratos por diferenças existentes nesse mercado. O processo de alocação (nomeadamente os procedimentos que envolvem os leilões) de novos contratos foi, também bastante estudado/abordado.

O capítulo 5 apresenta um resumo dos métodos de promoção de energia renovável de alguns países da União Europeia, tendo sido feita uma análise e comparação entre as tarifas médias praticadas para o incentivo da utilização de energia eólica.

No capítulo 6 são apresentados e desenvolvidos os casos de estudo, onde foram comparadas, para duas centrais eólicas da zona de Lisboa, as diferenças económicas derivadas do uso de FIT comparativamente com a utilização dos contratos por diferenças. Tentou aferir-se os prós e contras do ponto de vista do governo e do produtor de uma eventual alteração ao regime de subsídio. Foram, ainda, realizadas comparações e alterações ao modelo utilizado na atribuição de contratos no Reino Unido, dando origem à discussão se é mais rentável, do ponto de vista governamental, um modelo de leilão puro, um modelo de negociação direta entre os agentes, ou se um misto entre os dois esquemas.

Por fim, o capítulo 7 é reservado às conclusões retiradas no desenvolver da dissertação. É apresentada uma síntese dos resultados obtidos, bem como uma abordagem ao trabalho futuro a desenvolver sobre este tema.

## **2. Mercado de Energia Elétrica Ibérico e promoção de energia renovável**

À semelhança do que ocorreu na Europa na década passada, também Portugal passou por um processo de liberalização do setor elétrico. O conseqüente aumento da concorrência permitiu aumentar a eficiência dos processos, bem como a exploração de recursos, ao mesmo tempo que os custos para os consumidores diminuíram [11].

### **2.1 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)**

O processo de liberalização do mercado começou no ano 2000, sendo que a partir de 4 de setembro de 2006 todos os consumidores em Portugal Continental passaram a poder escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica, antecipando assim a data referida na Diretiva Europeia 2003/54/CE [11, 12].

O processo de criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) teve os seus primeiros passos com a liberalização dos mercados grossista e retalhista, e a definição dos processos organizacionais do Sistema em 2003, pelos Decreto-Lei nº184/2003 e 185/2003. O MIBEL entrou em funcionamento a 3 de julho de 2006 (arranque do Mercado de Derivados) [13].

O modelo atual do Sistema Elétrico Português contempla dois regimes de produção: produção em regime ordinário (PRO), que utiliza fontes de energia tradicionais e despacháveis e grandes produtores hídricos, e produção em regime especial (PRE), que engloba a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia variáveis no tempo (VRE) e cogeração. As VRE que, além da sua marcada flutuação temporal e dependência do recurso primário, têm como principal característica de funcionamento a não controlabilidade da produção elétrica [14].

O MIBEL resulta do processo de cooperação desenvolvido pelos governos de Portugal e Espanha com a finalidade de integrar os sistemas elétricos dos dois países. O principal objetivo foi o de trazer benefícios aos consumidores, através da incorporação dos sistemas elétricos. Servindo, também, para organizar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização [13].

Outra vantagem deste modelo passou pelo desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e adaptada para toda a Península Ibérica, como, por exemplo, a definição dos preços de referência [15].

Existiram diversas etapas importantes neste processo evolutivo, sendo o acordo de Lisboa, assinado em 2004, um dos mais importantes. Este acordo permitiu a definição das modalidades contratuais, definindo os responsáveis por cada área [14].

Atualmente, e no caminho do estabelecimento do Mercado Único de Energia a nível europeu, o MIBEL já se encontra acoplado a outros mercados. Este processo concretizou-se a 13 de maio de 2014, com o acoplamento dos mercados diários de eletricidade da região sudoeste da Europa, que inclui o MIBEL e França, com os mercados da região nordeste, que já se encontravam acoplados desde 4 de fevereiro de 2014 [15, 16].

O mercado grossista encontra-se atualmente incluído no MIBEL, existindo dois polos principais: o português (OMIP), responsável pelo mercado a prazo de energia elétrica, e o espanhol (OMIE), responsável pela comercialização diária e intradiária de energia [17].

O OMIP foi constituído a 16 de junho de 2003 e assegura a gestão do mercado a prazo do MIBEL, tendo como principal objetivo contribuir para o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade e disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco. Este mercado pode efetuar liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação). O OMIP assegura a gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, constituída em 6 de abril de 2004, e que tem as funções de câmara de compensação, contraparte central e sistema de liquidação. O OMIP apresenta diversos produtos comerciais relativos à contratação bilateral. Estes produtos irão ser descritos no capítulo 3 [13, 18].

No OMIE, cuja atividade começou em janeiro de 1998 (para o mercado espanhol), são estabelecidos programas de venda (produção) e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação (mercados diário e intradiário). Os contratos bilaterais físicos realizados por parte dos agentes são integrados no resultado do mercado diário. Existe, também, um mercado de serviços de sistema, responsável pelo ajustamento da produção e do consumo, em tempo real [18, 19].

### 2.1.1 Mercado diário

O mercado diário do MIBEL está em vigor em Portugal desde 1 de julho de 2007, sendo que a plataforma de transação de eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação funciona através de propostas de compra e venda apresentadas pelos agentes, num esquema de cruzamento de ofertas. Com base nestas premissas é formado um preço para cada uma das 24 horas diárias do ano [16].

Os agentes, para cada oferta, apresentam a quantidade e o preço a que se disponibilizam para comprar energia, sendo as ofertas de venda ordenadas de forma crescente (curva da oferta) e as ofertas de compra por ordem decrescente (curva da procura), tal como ilustrado na Figura 2.1. O preço de mercado corresponde à intersecção das duas curvas, e é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura. O funcionamento do mercado diário no qual participam os agentes portugueses implica que todos os compradores paguem o mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, o que se designa como modelo de preço marginal único [20].

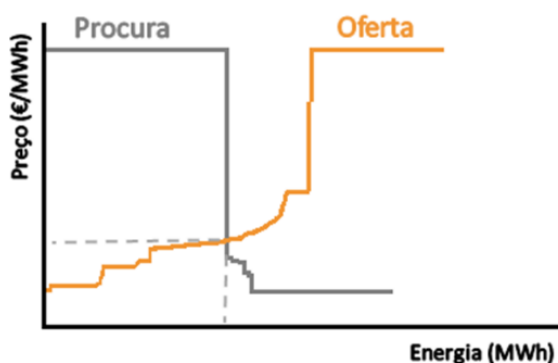


Figura 2.1 - Esquema exemplificativo do funcionamento do mercado diário [20]

Como o mercado diário engloba Portugal e Espanha, é necessário ter em conta que existe a possibilidade das capacidades de interligação comercialmente disponíveis não conseguirem comportar os fluxos definidos pelo mercado. Neste caso, desenvolve-se um processo designado por “*market splitting*”, onde os mercados são separados, vigorando regras diferentes para as duas áreas correspondentes a Portugal e a Espanha [16].

### 2.1.2 Mercado intradiário

À semelhança do mercado diário, foi criado o mercado intradiário do MIBEL, em 2007, com o objetivo de complementar o mercado diário. Os dois mercados funcionam de forma similar. Cada agente indica a sua oferta de compra e de venda, indicando, por sessão, o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes. Nesta plataforma é transacionada eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, contemplando 6 sessões diárias de negociação, cobrindo todas as horas do dia. Deste modo, em cada uma das sessões de mercado intradiário é formado um preço, por sessão, relativo às horas de negociação já predefinidas. Como pode ser observado na Figura 2.2, a 1ª sessão deste mercado forma preços para as 4 últimas horas do dia D-1 e para as 24 horas do dia D (28 horas), enquanto a 6ª sessão forma preços para as 9 horas seguintes, entre as 16h e as 24h do dia D [20].



Figura 2.2 - Funcionamento do mercado intradiário [20]

### 2.1.3 Funcionamento do MIBEL

O MIBEL acaba por organizar e interligar todos os mercados, relacionando as resultantes do mercado diário e intradiário com os contratos bilaterais existentes e, ao mesmo tempo, avaliando restrições técnicas e posteriormente, eventuais desvios. No dia D-1, são organizadas todas as propostas de compra e venda pelo operador de mercado (MO), sendo os resultados posteriormente transmitidos ao operador do sistema (TSO). Este, tendo em conta os valores fornecidos pelo mercado diário, bem como a avaliação dos contratos bilaterais, irá fazer uma análise das restrições técnicas. Nesse momento, são analisados os possíveis constrangimentos nas interligações, sendo avaliada a necessidade de realizar a separação dos mercados. Posteriormente, são avaliadas, também pelo TSO, possíveis situações de congestionamento nas redes de distribuição internas de cada país. O operador de sistema, no dia D, é também responsável pela gestão dos desvios entre produção e carga, utilizando para tal as reservas que foram previamente contratadas [16].

Como referido anteriormente, no dia D, existe a possibilidade de os agentes recorrerem ao mercado intradiário, efetuando-se ajustes ao programa diário previamente definido [16].

## 2.2 Modalidades de apoio às energias renováveis

Em relação à promoção da produção de energia a partir de fontes renováveis, existem atualmente três modelos principais com maior aceitação e destaque, e que se considerou importante serem estudados: são eles o da tarifa fixa bonificada, tarifa “*premium*” e uma tarifa associada aos contratos por diferenças. Para além destes três modelos, existem ainda outras maneiras de promover a energia renovável [21, 22].

Estas tarifas, regra geral, são calculadas com base nos custos evitados por montantes equivalentes de instalação de potência em energias convencionais, custos de investimento, operacionais, ambientais e de perdas na rede [21].

A FIT (“*feed in tariff*”) é uma política que garante uma remuneração fixa aos produtores de energia renovável. A energia produzida pelas renováveis tem prioridade sobre todas as outras na entrada na rede de transporte e distribuição, ou seja, as suas vendas estão garantidas ao preço de subsídio. Esta dupla proteção e o diferencial existente entre o preço de mercado e a tarifa subsidiada originam custos suportados pelo sistema energético e pelos consumidores [13].

Dentro das vantagens, a principal é a de que o produtor tem um elevado grau de certeza da receita que vai receber (devido à garantia de expedição e ao valor fixo). Outra vantagem está relacionada com a facilidade de implementação deste método e com a passagem do risco do produtor para entidades governamentais [21, 22].

Por outro lado, a certeza da tarifa garantida faz com que o risco do preço da eletricidade fique todo do lado do governo e dos consumidores, o que pode ser problemático a curto e longo prazo. A dissociação do mercado pode fazer com que a remuneração seja um reflexo dos custos. Assim, a compensação pode, regra geral, ser bastante superior aos custos, mas pode, também, eventualmente, estar desajustada no sentido inverso [21, 22].

A tarifa FIT “*premium*” (ou FIP), é uma tarifa semelhante à FIT fixa, mas com ligação ao mercado, ou seja, a receita está dependente do que é vendido e ao preço do mercado. Um suplemento é pago por cada unidade de energia produzida, além dos rendimentos de vender essa energia no mercado de eletricidade. Existem dois tipos de FIP atualmente em vigor: (i) um complemento fixo é oferecido sobre o preço de mercado, e (ii) é adicionado um “*add-on*” variável ao preço de mercado para atingir uma tarifa alvo previamente definida. O último tipo de FIP é referido na literatura como “FIP deslizante”. Neste modelo, os produtores participam no mercado, mas eventualmente podem receber (tal como na FIT) um montante fixo, independentemente do preço do mercado [21, 22].

A ligação ao mercado é vista como uma das suas principais vantagens. Esta associação, permite que os custos e receitas estejam mais de acordo com os valores praticados, minimizando os riscos por parte dos governos. Este esquema de remuneração é o mais parecido com as “*Renewable Obligations*” que vigoraram em Inglaterra [21, 23].

Do ponto de vista dos produtores, esta menor certeza de receita coloca-os expostos ao risco do preço de energia elétrica de curto e longo prazo, podendo servir para afastar algumas empresas interessadas em entrar no negócio. As empresas mais pequenas acabam por ser as mais afetadas, pois têm mais dificuldade em investir num negócio onde o risco acaba por ser mais elevado. Ao mesmo tempo, pode haver dificuldades em estabelecer um nível de remuneração que seja preciso, que seja durável no tempo e que, ao mesmo tempo, reflita os custos reais por parte dos produtores [21, 23].

Por fim, existe a tarifa associada aos contratos por diferença, que é a grande aposta do governo do Reino Unido, para a sua reforma do setor. Estes contratos têm como principal vantagem o elevado grau de certeza da receita, tal como nas tarifas FIT fixas. Assim, pode ser mais atraente para um maior leque de investidores, comparativamente às tarifas FIT “*premium*” [21, 23].

Do ponto de vista governamental, existe a vantagem de, quando o preço de referência de mercado for superior ao preço-alvo (“*strike price*”) definido, existir um pagamento por parte do produtor. No entanto, a maior complexidade em relação aos outros esquemas pode ser vista como uma desvantagem deste tipo de abordagem. Uma descrição mais detalhada sobre este tipo de contratos é feita no capítulo 4 [24, 25, 26].

Existem ainda outros métodos de promoção, como as “*tenders*” e os sistemas de cotas. Nas “*tenders*”, os promotores de instalações apresentam a sua proposta para uma determinada remuneração, tendo em conta as especificações técnicas definidas no convite à apresentação de propostas. A proposta vencedora é selecionada tendo em consideração o mérito técnico e económico. O sistema de cotas é baseado na compra e venda de certificados verdes, que estão relacionados com as quotas definidas como percentagem de energia produzida a partir de fontes de energia renovável [21].

## 2.3 Regime de promoção de energia renovável em Portugal

Nesta secção é feita uma análise aos mecanismos de remuneração aplicados em Portugal, bem como a evolução relativa aos mecanismos FIT e à legislação sobre energia elétrica de origem renovável. São abordados os mecanismos gerais, bem como aspetos concretos relacionados com a tecnologia eólica.

### 2.3.1 Estrutura

Em Portugal, e na maioria dos países Europeus, as energias renováveis são, regra geral, subsidiadas e normalmente seguem as políticas FIT. A nível nacional, a energia é “entregue” ao comercializador de último recurso (CUR), que pagará ao produtor a tarifa definida. Neste esquema, atualmente ainda em vigor para a maioria das centrais que utilizam fontes renováveis, o produtor não tem nenhuma relação direta com o mercado, sendo a responsabilidade da venda da energia do CUR (em Portugal, a EDP Serviço Universal). A diferença entre a receita obtida pelo CUR com a venda de energia no mercado e aquela que é paga aos produtores é repercutida nas tarifas de acesso à rede, de uso global do sistema (UGS) [27].

Em regime de mercado, um produtor tem de vender a sua energia no mercado (direta ou indiretamente, através de um agregador), onde recebe, hora a hora, a quantidade vendida, multiplicada pelo preço de cada hora. As diferenças entre as quantidades previstas e a energia produzida serão

posteriormente definidas com o operador de sistema. Há ainda ganhos económicos relacionados com as garantias de origem da energia que conseguem ser vendidas em mercado [15].

Os mecanismos de FIT, basicamente, servem de seguro aos produtores contra as flutuações do valor da energia em mercado. O nível de remuneração depende apenas da quantidade de energia produzida e da evolução do CPI (“*Consumer Price Index*”) [15].

Como referido anteriormente, regra geral, os produtores acabam por obter os seus rendimentos através das tarifas *feed-in*, uma vez que continuam a ser mais vantajosas do que o regime de mercado livre [12].

### 2.3.2 Enquadramento legislativo

A energia renovável é regulada, em Portugal, desde 1988, com a saída do Decreto-Lei nº 189/88. Neste Decreto, foi implementado o mecanismo de remuneração através de FIT aplicadas aos produtores, bem como definido o direito de acesso à rede elétrica das energias renováveis e a garantia de compra de energia elétrica entregue. As tarifas eram indiferenciadas e o operador da rede era obrigado a licitar qualquer que fosse a produção de energia elétrica de origem renovável por parte de um produtor independente [28].

A publicação desse Decreto-Lei possibilitou aos produtores, ditos independentes, produzir eletricidade utilizando fontes renováveis com o máximo de capacidade instalada cifrado nos 10 MW. Para além das FIT o estado garantia ao produtor uma receita durante os primeiros oito anos de amortização do investimento [28].

Desde 1988 e até à atualidade, a regulamentação sofreu bastantes alterações, especialmente após o processo de liberalização do setor elétrico.

Em 1995, segundo o Decreto-Lei nº 313/95, foi criado um regime autónomo aplicado à produção renovável, fazendo parte do sistema elétrico nacional. Neste Decreto foram, também, abolidos os limites de 10 MW por central, exceto no caso de centrais hídricas. Foram criadas novas regras para as tarifas pagas aos produtores, sendo o valor das mesmas diferenciado consoante a potência instalada se situasse acima ou abaixo dos 10 MW. Houve, ainda, alterações relevantes ao nível da garantia de Estado, onde passou a existir a possibilidade de receber a receita durante todo o período de retorno do investimento (caso esse período fosse superior a 8 anos) [29].

Em 1999, foi publicado o Decreto-Lei nº 168/99, que alterou por completo o sistema de FIT. Neste Decreto foram estabelecidos os princípios que têm em conta os benefícios ambientais derivados da produção renovável. A tarifa passou a ser calculada tendo em conta dois fatores: o primeiro relacionado com o custo “evitado” pelo Estado no investimento em novas centrais convencionais e na operação e manutenção das centrais então em funcionamento, e o segundo relacionado com os benefícios ambientais derivados do uso de energia renovável, que tem como consequência a emissão de menos CO<sub>2</sub>. Este documento estabeleceu a obrigação da rede pública comprar a energia aos produtores e estabeleceu o valor da remuneração paga durante os primeiros 144 meses de operação. Depois deste período, a remuneração desce, uma vez que a componente ambiental perde peso na fórmula de cálculo [30].

Em 2001, dois anos depois, introduziu-se o Decreto-Lei 339-C/2001 que teve com objetivo um melhor aproveitamento dos recursos endógenos nacionais, sendo os principais objetivos a redução da dependência energética externa e da emissão de poluentes, particularmente os que assumem um papel relevante nas alterações climáticas [31].

A principal novidade prendeu-se com a introdução de um coeficiente adimensional representado pela letra Z. Este coeficiente pretendeu traduzir as características específicas do recurso endógeno. Este fator, mesmo dentro da mesma tecnologia, pode variar. Um exemplo concreto prende-se com a energia eólica, onde o fator varia entre 1,70 (para as primeiras 2000 horas de produção de energia elétrica nacionais) e 0,40 (acima de 2600 horas anuais). No caso de outras tecnologias, o fator pode ser fixo, ou variar conforme a capacidade de potência instalada. Segundo o Decreto-Lei, os municípios onde fosse possível de instalar parques eólicos foram, também, beneficiados (no caso dos parques eólicos as autarquias têm direito a receber 2,5% da receita total) [31].

Em 2005 (através do Decreto-Lei 33-A/2005), foram feitas algumas alterações ao Decreto anterior. Um exemplo prende-se com a limitação do período de aplicação da FIT. O limite é baseado, não só na quantidade de energia produzida, mas também no período de operação. Quando um destes dois critérios for excedido, as tarifas são ajustadas ao preço de mercado, acrescido da receita obtida através da venda de certificados verdes (associados à garantia de origem da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis). No caso concreto dos parques eólicos, este limite foi estabelecido em 33GWh/MW ou em 15 anos [32].

Neste Decreto-Lei foi, também, feita uma atualização aos valores do coeficiente Z e, para produção eólica, foi abolida a diferenciação das tarifas de acordo com as horas anuais de “*full load*”, passando o valor a ser fixo (4,6). Assim, a FIT definida para o caso da produção eólica é inferior à que tinha sido proposta em 2001 [32].

A alteração da legislação apenas abrangeu a capacidade instalada ou licenciada em data posterior à da aprovação da mesma. Toda a capacidade aprovada (instalada ou não) até 2005 continuou a beneficiar das tarifas FIT previstas na anterior legislação desde que o início do funcionamento das centrais acontecesse no tempo previsto. Os custos das tarifas mais favoráveis aos produtores (anteriores a 2005), ainda hoje, são refletidos e incorporados pela ERSE nas suas tarifas [32].

Em 2007, foi aprovado o Decreto-Lei nº 225/2007 que procedeu a uma atualização da legislação em vigor desde 2005. Neste Decreto encontra-se a principal estrutura para o cálculo das tarifas, ainda hoje em funcionamento [33].

Em 2010, foi lançado o Decreto-Lei nº 51/2010. Neste documento, foi revisto e simplificado o processo para instalação de equipamento adicional em centrais eólicas [34].

No ano seguinte, em 2011, foi publicada a portaria nº 286/2011 onde foi estabelecido o coeficiente Z, para calcular as FIT, para projetos de eólica “*offshore*” [35].

Em 2012, foram introduzidas novas alterações e desenvolvimentos na legislação em vigor. Foi ainda revisto o conceito de PRE, abrangendo qualquer produção que beneficia de um regime remuneratório especial bem como toda a produção endógena, mesmo que não beneficie de qualquer tipo de regime de bonificação. A participação no mercado é aberta a qualquer PRE [36].

O Decreto-Lei nº 215-B/2012 alterou os conceitos de produção em regime ordinário e produção em regime especial. Esta última deixou de se distinguir da primeira apenas pela sujeição a regimes especiais no âmbito de políticas de incentivo (FIT), na medida em que a produção em regime especial passou a contemplar a produção de energia elétrica através de recursos endógenos em regime remuneratório de mercado. Ou seja, definiu a possibilidade de existirem para as PRE, ao mesmo tempo, dois tipos de regimes: o regime geral e o regime de remuneração garantida. O regime geral permite aos produtores terem acesso aos mercados de energia elétrica nas mesmas condições que qualquer outro produtor [36].

Depois de 2007, o grande destaque em termos legislativos ocorreu em 2013, com o Decreto-Lei nº 35/2013. Com esta nova legislação foi estabelecida a possibilidade de aplicação de FIT para um período entre 5 e 7 anos, depois do período inicial determinado para a aplicação de FIT. Esta lei foi aplicada aos produtores eólicos que concordaram pagar uma compensação anual durante 8 anos para aderir a este regime, começando em 2013 e acabando em 2020. A adesão a estas condições proporcionou à maioria dos produtores continuarem a beneficiar de FIT por mais alguns anos, antes de se mudarem para um mecanismo de mercado [37].

Segundo esta nova legislação, e caso o produtor opte por este regime, foi-lhe dado a possibilidade de escolher entre duas opções. Caso o produtor opte por uma extensão de 5 anos, este deve pagar um montante anual de 5000 € por cada MW de capacidade instalada. No caso de a opção ser uma extensão por 7 anos, o montante anual deve ser de 5800 € por 6 MW de capacidade instalada [37].

Na sequência desta escolha, é ainda dada ao produtor a possibilidade de optar por dois regimes. O primeiro correspondente a uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de 74 €/MW e 98 €/MWh, respetivamente. O segundo, de uma tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo apenas como limite mínimo o valor de referência de 60 €/MWh. De referir que os valores apresentados são atualizados anualmente, de acordo com a evolução da inflação anual existente. A existência de uma tarifa garantida, mesmo que não tenha um valor fixo, é apelativa pelo que os produtores continuaram a optar por um regime de tarifas antes de passarem para o mercado livre [37].

### 2.3.3 Tarifa aplicada (energia eólica)

A tarifa aplicada depende do tipo de tecnologia. Os produtores recebem um pagamento mensal que é definido pela capacidade instalada e produção mensal. São tidos em conta vários fatores, como a produção “*pico/fora de pico*”, o custo evitado pelo investimento numa central convencional e os custos de operação e manutenção. São, ainda, considerados fatores como a inflação e o custo de emissão de CO<sub>2</sub> evitado [37].

A fórmula para o cálculo efetivo da tarifa é a seguinte [37]:

Tarifa mensal:

$$VRD_m = (KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \times Z) \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1-LEV} \quad (2.1)$$

Onde:

- **VRD<sub>m</sub>** representa a tarifa aplicada durante um mês à eletricidade produzida pela instalação usando energia renovável;
- **KMHO<sub>m</sub>** representa um coeficiente de acordo com os períodos de tempo em que houve fornecimento de energia elétrica, onde PC representa ponta e cheia e V representa os períodos de vazio;

Tabela 2.1 - Valores de KMHO segundo o Decreto-Lei nº 35/2013 [37]

|                | Centrais hídricas | Restantes instalações |
|----------------|-------------------|-----------------------|
| <b>KMHO PC</b> | 1,15              | 1,25                  |
| <b>KMHO V</b>  | 0,80              | 0,65                  |

- **PF(VRD<sub>m</sub>)** representa um componente fixo da remuneração aplicada às centrais renováveis num determinado mês. Reflete os custos de investimento evitados relativos à construção de uma nova central convencional;
- **PV(VRD<sub>m</sub>)** representa um componente variável da remuneração aplicável para centrais renováveis relativas aos custos de operação e manutenção evitados da construção de uma nova central convencional;
- **PA(VRD<sub>m</sub>)** representa um componente de remuneração aplicada à produção renovável, representando os custos relativos à redução das emissões de CO<sub>2</sub> – pode ser tomado um valor de referência de CO<sub>2</sub>: 20 €/ton;
- **Z** representa um fator, já referenciado anteriormente, que tem em consideração as propriedades e características de cada tipo de energia renovável;
- **[(IPCM-1/IPC<sub>ref</sub>)]** representa um componente usado para ajustar o valor, tendo em conta a inflação, sendo a 1ª parte da fórmula referente ao índice de preços do consumidor (IPC) do mês anterior ao analisado, em Portugal, e o segundo componente representa o IPC do mês de referência; o IPC é sempre relativo aos preços, sem habitação, no Continente e o mês de referência é definido como sendo o mês anterior ao do início do fornecimento de eletricidade à rede pela central;
- **[1/(1-LEV)]** representa um fator representativo das perdas evitadas na transmissão e distribuição devido ao uso de energia renovável.

Tal como representado na Tabela 2.1, cada produtor, consoante o seu perfil de produção renovável, pode selecionar o seu perfil de tarifa sendo esta ajustada pelo fator KMHO<sub>m</sub>. Os diferentes valores de tarifa em horas de pico ou fora de pico introduzem uma variação no valor da eletricidade de hora a hora, podendo os produtores de energia renovável decidir se querem receber uma tarifa fixa, independente da hora do dia, ou, se por outro lado, preferem receber mais nas horas de pico do que nas horas foras de pico [37].

Os produtores de mini-hídricas são obrigados, por lei, a receber tarifas distintas segundo a altura do dia. No caso dos restantes produtores, caso a escolha seja um regime constante, o coeficiente KMHO<sub>m</sub> equivale a 1. Noutros casos, o valor é de 1,25 nas horas de pico e de 0,65 nas horas de fora de pico. Nas hídricas, o coeficiente é de 1,15 nas horas de pico e de 0,8 nas horas fora de pico [37].

Os valores do coeficiente Z, abordado anteriormente, variam de tecnologia para tecnologia. A validade das tarifas é, também, diferente, consoante a tecnologia em uso. Tem um mínimo de 15 anos, podendo, no caso da biomassa ou de casos excecionais de centrais hídricas, chegar aos 25 anos [37].

Na Tabela 2.3, podem ser consultados os coeficientes Z, onde  $P_i$  representa a potência instalada [37].

| Tecnologia               |                       | Z                               |
|--------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| Eólica                   |                       | 4,6                             |
| Mini-hídrica             | $P_i \leq 10$ MW      | 4,5                             |
|                          | $10 < P_i \leq 30$ MW | $4,5 - 0,075 \times (P_i - 10)$ |
| Fotovoltaica             | $P_i \leq 5$ kW       | 52                              |
|                          | $P_i > 5$ kW          | 35                              |
| Biomassa Florestal       |                       | 8,2                             |
| Biomassa Animal e Biogás |                       | 7,5                             |
| Resíduos Sólidos Urbanos |                       | 9,2 / 7,5 / 3,8                 |

Tabela 2.2 - Valores do coeficiente Z segundo o Decreto-Lei nº 35/2013 [37]

De notar que no caso dos valores das tarifas, os valores são médios, pois cada tarifa é calculada individualmente e depende das características de cada instalação e de cada mês de operação.

Os valores das tarifas para a energia eólica podem variar bastante consoante o ano, ou mesmo mês, em questão. Tendo em conta os valores dos últimos anos, no âmbito desta tese e para algumas simulações no capítulo 6 considerou-se o valor de 91 €/MWh. Isto, apesar de as últimas centrais instaladas terem uma FIT de 74 €/MWh para os primeiros 15 anos ou para um limite de 33 GWh produzidos por MW instalado [27, 37].

A legislação define que 2,5% das receitas provenientes da eletricidade vendida são destinadas às autarquias municipais da região onde os aproveitamentos renováveis são efetuados [37].

De referir, também, que os produtores de eletricidade através de energia renovável, para além da venda da energia, têm proveitos remuneratórios que advêm da venda de certificados verdes. Estes são vendidos num outro mercado e em termos práticos um certificado verde corresponde a 1 MWh proveniente de FER [27, 37].

### 2.3.4 Tarifas para “upgrading” de centrais

Outra forma de promover o desenvolvimento de centrais com produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é o “upgrade” de centrais existentes. Neste caso, os impactos ambientais são reduzidos, para além dos processos de licenciamento e construção de novas infraestruturas serem minimizados.

Em 2007, foi publicado o primeiro Decreto-Lei que permitiu o “*upgrade*” de centrais existentes. Este Decreto definiu a possibilidade de existir um “*upgrade*” até 20% da capacidade inicial. No entanto, com a limitação da potência injetada devia ser a mesma. Foi, também, definido que para um aumento de 1% da capacidade instalada a FIT aplicada a toda a central sofrerá redução entre 0,3% e 0,4% [33].

Com a exigência de suportar o investimento para adaptar as centrais ao “*Fault Ride Through Capability*” (FRTC) e fornecer energia reativa durante as quedas de tensão, fatores a que se juntaram a queda do valor da tarifa, não houve produtores interessados no “*upgrade*” até 2010, quando as condições foram revistas [33].

Assim, em 2010, foi facilitando o processo de “*upgrade*”. Entre as simplificações, destacam-se a possibilidade de ser realizado um “*upgrade*” de 20% em relação à potência conectada à rede. Ficou, também, definido que para um aumento de capacidade instalada de 1% a redução na tarifa FIT é de 0,12%, isto no caso de uma central eólica [34].

Em 2014, foi publicado o Decreto-Lei nº 94/2014, onde foi introduzida a nova estrutura aplicada aos produtores que adicionem capacidade às centrais. O regime de remuneração foi alterado, sendo a tarifa relativa ao “*upgrade*” fixa no valor de 60 €/MWh (no caso de a energia ser proveniente de fonte eólica) [38].



### 3. Dinâmica da contratação bilateral

Neste capítulo é feita uma abordagem ao processo de contratação bilateral. É explicada a crise da Califórnia na década de 90, que levou a uma certa descredibilização do monopólio do mercado em bolsa (“pool”) e à necessidade de criação de um novo mecanismo de transação de energia, a contratação bilateral. Neste capítulo são ainda explicados os diversos tipos de contratos bilaterais existentes, sendo dado especial destaque aos contratos por diferenças disponibilizados em Portugal, pela sua importância para o presente trabalho nomeadamente no que diz respeito à comparação com os contratos por diferenças existentes no Reino Unido.

#### 3.1 A crise energética na Califórnia e início da contratação bilateral

A crise energética da Califórnia, período durante o qual ocorreram vários apagões de grande escala, terá sido o ponto de partida para a conclusão de que as transações no ramo energético não se deviam cingir ao mercado em bolsa. Houve, deste modo, necessidade de criar novos mecanismos, como a contratação bilateral.

Entre 2000 e 2001, na Califórnia, aconteceu aquela que é considerada uma das maiores crises energéticas mundiais de sempre, tendo começado com a desregulação do setor em 1990. Anteriormente, cerca de metade da energia do Estado era fornecida por três grandes empresas verticalmente integradas: “*San Diego Gas and Electric*”, “*Southern California Edison*” e “*Pacific Gas and Electric*”. No entanto, a privatização do setor elétrico levou à venda de centrais a empresas produtoras privadas. Algumas empresas passaram a funcionar como distribuidoras de energia ao cliente final, passando a transmissão a ser assegurada por uma empresa sem fins lucrativos, a CAISO, e os leilões de energia a serem realizados por outra empresa (também sem fins lucrativos), a PX, que ficou, também, responsável pelo “congelamento” dos preços da eletricidade no mercado retalhista até 2002 [39].

Em 1998, tinha sido estabelecido que toda a energia teria de ser comercializada através do mercado em bolsa, havendo, no entanto, a possibilidade dos agentes produtores e comercializadores fazerem contratos e, deste modo, revenderem a energia no mercado diário [39].

O propósito desta alteração passou pela redução dos preços no mercado grossista, tendo o preço padrão sido de 6 cent/kWh (em 1996), sendo os custos de produção cerca de metade desse valor. Os preços finais acabavam por não refletir o que se passava no mercado pois a tarifa final estava “congelada”. Os comercializadores, deste modo, estavam expostos à variação do valor da energia no mercado, enquanto os clientes aos quais a energia era vendida não sofriam qualquer efeito da exposição ao mercado. Posteriormente, a tarifa para os consumidores foi “descongelada”, tendo em perspectiva uma possível descida dos preços da eletricidade. No entanto, o aumento da população, aliado à manutenção do número de centrais e da potência instalada gerou problemas, uma vez que o consumo subiu, atingindo um pico de 43 GW em 1999 [39].

No Verão de 2000, especialmente quente, a necessidade do uso de energia para arrefecer o meio-ambiente foi evidente, e resultou num défice energético na Califórnia. Deste modo, os preços do mercado em bolsa acabaram por ter um aumento enorme, tendo chegado aos 38,5 cent/kWh, tendo os custos de reserva para produtores atingido os 150 cent/kWh [39].

As companhias comercializadoras acabaram por assumir os “custos” da crise, uma vez que tinham de comprar a energia no mercado em bolsa a preços elevados e ao mesmo tempo vendê-los ao cliente final ao preço que havia sido previamente acordado. Foi neste ponto que surgiu a crise energética [39].

Posteriormente, existiram investigações a este caso concluindo-se que os agentes com maior poder contribuíram, de forma artificial, para o aumento do preço da energia no mercado. A forma de aumentar o valor passou por um bloqueio na produção criando congestionamentos nas linhas de transmissão de energia elétrica [39].

O governo Californiano acabou por regulamentar a atividade e instituir a possibilidade de assinatura de contratos bilaterais entre produtores e comercializadores. A crise permitiu concluir que apesar do mercado em bolsa ser, à partida, mais transparente e competitivo, também ele pode ser manipulado. Deste modo, percebeu-se que os contratos bilaterais entre produtores e comercializadores são, também, parte da solução para um mercado elétrico mais competitivo e fiável [39].

### **3.2 Processo de contratação bilateral**

Um contrato bilateral é um acordo que permite aos agentes de mercado estarem menos sujeitos a riscos e à incerteza do mercado em bolsa. A estabilização do preço da energia é vista como a principal vantagem destes contratos, sendo esta uma das principais razões pelos quais são vistos como impulsionadores de uma maior penetração de energia proveniente de fontes renováveis no mercado energético. Como em qualquer outro tipo de contrato do género, neste tipo de acordo, o produtor ou retalhista assegura o fornecimento de energia a outra entidade, que lhe irá efetuar um pagamento [40].

Os contratos bilaterais permitem que exista uma redução do poder dos agentes no mercado. Como descrito na secção anterior, um agente que concentre em si grande parte da produção consegue facilmente manipular preços e levar a crises energéticas. Isto porque, não havendo alternativas, os compradores não podem optar por outra solução que não seja a definida pelos produtores. No entanto, com a introdução dos contratos bilaterais, o mercado em bolsa acaba por perder preponderância. Por outras palavras, quanto mais energia é transacionada tendo por base os contratos bilaterais, menos será negociada através do mercado em bolsa. Apesar de, em teoria, o mercado em bolsa poder oferecer melhores condições em termos de preços, a segurança de um contrato bilateral pode fazer com que os compradores se sintam mais confortáveis, dado que existe uma diminuição de exposição ao risco da volatilidade de preços praticados no mercado em bolsa [40].

No que diz respeito às energias renováveis, sabe-se que a produção está associada às condições meteorológicas existentes e que o armazenamento em grande escala só pode ser feito em condições muito específicas como, por exemplo, em centrais hídricas com bombagem. Percebe-se, portanto, que o armazenamento não é aplicável em todas as regiões do Mundo e é limitado, existindo ainda a percepção que pode não ser economicamente viável. A juntar a estas condicionantes sabe-se, também, que estas fontes necessitam de um investimento inicial considerável. Assim, a aplicação de contratos bilaterais de longo termo pode promover o investimento e mitigar os custos iniciais, garantindo que o fluxo de receitas seja constante e independente da variação do valor da energia no mercado em bolsa [40].

Os contratos de derivados (base dos contratos bilaterais) têm tido bastante preponderância no mercado de energia. Entre os mais comuns, encontram-se os contratos por diferença, os contratos de futuros, os contratos “*forward*” e os contratos de opção. Na Península Ibérica, o OMIP é o responsável pela gestão destes instrumentos no mercado a prazo. Os produtos mais transacionados são os contratos futuro. Este tipo de acordos pode ser realizado em diferentes horizontes temporais, dependendo das opções das partes (pode ser apenas de semanas ou, no limite, de vários anos) [40].

Os contratos derivados são padronizados, significando isto que as características de cada contrato (nominal) são predefinidas, ou seja, a unidade em que se expressa o preço e o valor mínimo de variação do preço (“*tick*”), e condições de entrega. Relativamente aos contratos de futuro, o nominal é 1 MW, existindo dois tipos de produto [40]:

- Produto Base (“*baseload*”), onde é oferecida a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período;
- Produto pico (“*peakload*”), onde é oferecida a mesma quantidade de energia para as 16 horas de pico (da hora 9 até à hora 24) de um determinado período.

Os produtos podem, ainda, ter 2 tipos de liquidação:

- Liquidação física, onde é entregue fisicamente eletricidade, nomeadamente através da sua oferta no mercado diário;
- Liquidação financeira (“*cash-settlement*”), onde a liquidação é estritamente financeira.

No âmbito dos contratos deve ser, ainda, definido o referencial de preços para a liquidação de contratos, sendo possível optar por áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha). Neste caso, o preço do mercado em bolsa de cada país serve de referência para a liquidação quando houver separação de mercado entre os dois países [40].

Os contratos de futuros são contratos padronizados (volume nominal e notação de preço) realizados entre um comprador e um vendedor. O comprador compromete-se a comprar uma determinada quantidade a um preço acordado no momento da transação. De igual modo, o vendedor compromete-se a vender a mesma quantidade de energia por um período acordado anteriormente durante um determinado horizonte temporal [41, 42].

Estes contratos têm como característica as suas liquidações diárias (margens), durante o período de negociação, entre o preço de transação e a cotação do mercado em cada dia. As partes (agentes compradores e vendedores) não se relacionam diretamente, existindo uma câmara de compensação que tem a missão de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. A liquidação neste tipo de contrato pode ser física ou financeira [41, 42].

Os contratos “*forward*” funcionam de modo semelhante. São, também, contratos padronizados (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal. O comprador compromete-se a comprar uma quantidade de energia a um determinado preço a um vendedor, existindo para um horizonte temporal previamente definido [41, 42, 43, 44].

A principal diferença entre este tipo de contrato e os contratos futuros prende-se com a não liquidação diária das margens durante o período de liquidação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Ou seja, é definida uma data na qual a energia será entregue e é feito o pagamento. Também neste tipo de contrato os agentes não se relacionam entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega [41, 42, 43, 44].

Os contratos SWAP, a designação utilizada para os contratos por diferenças em Portugal, estão disponíveis no OMIP. São abordados, mais em pormenor, na secção 3.4 desta dissertação.

Por fim, existem os contratos de opções. Estes contratos incluem um direito (mas não uma obrigação) de vender (ou comprar) uma determinada quantidade num horizonte temporal a determinar, e a um preço pré-definido. A liquidação neste tipo de contrato pode ser física ou financeira, mas também pode simplesmente expirar a opção de compra ou venda [45].

Para ser firmado um contrato de opções, o comprador tem de pagar um prémio ao vendedor (no caso de contratos de futuros e “*forwards*” nada tem de ser pago). A opção de compra (designada por “*call option*”) confere ao seu detentor o direito de adquirir o ativo, enquanto que uma opção de venda (“*put option*”) confere ao detentor o direito de vender o ativo. Estes contratos são instrumentos financeiros e não estão relacionados com a entrega física de energia elétrica [46, 47].

A negociação no mercado a prazo pode processar-se de dois modos: o “normal”, que passa por uma negociação contínua, dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação; e a negociação em leilão, onde existem obrigações de compra para os comercializadores de último recurso ibérios [46].

### 3.3 Contratos por diferenças

Os contratos por diferenças são a base do processo de reforma energética existente no Reino Unido. São, também, conhecidos por *CfDs* (“*contracts for difference*”). Em Portugal esta modalidade também existe através dos previamente mencionados contratos SWAP [13].

O princípio básico deste tipo de contrato é o da gestão de risco. Simplificadamente, no acordo é estabelecido um preço-alvo, que resulta do acordo estabelecido entre os dois agentes. Este tipo de acordo está integralmente ligado ao mercado em bolsa, sendo que no período de operação do contrato existirão compensações de parte a parte, dependendo do preço-alvo estabelecido e do preço do mercado em bolsa. Por outras palavras, caso o preço de mercado seja superior ao preço-alvo, a entidade produtora compensará a entidade consumidora. Caso contrário, a compensação é feita pelo agente comprador, regra geral, o governo. Um exemplo de uma representação de um contrato por diferenças pode ser visto na Figura 3.1 [48].

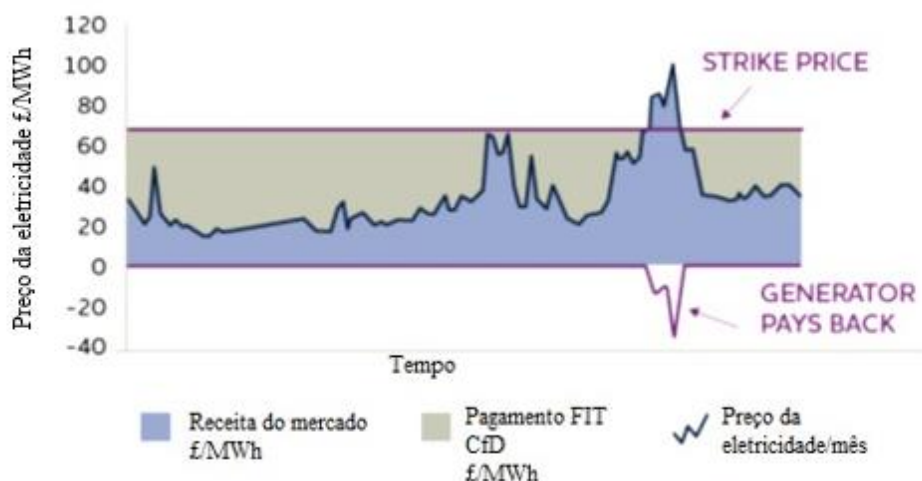


Figura 3.1 - Exemplo de um contrato por diferenças com o preço-alvo definido em 70 £/MWh [24]

A premissa para a existência deste tipo de contrato passa pelo desejo que os agentes têm por um preço fixo, independente das flutuações e da volatilidade existente no mercado em bolsa. Este tipo de acordo assenta na premissa de que o agente vendedor gostaria de vender a um preço fixo e o agente comprador de comprar a um preço fixo. Desta forma, os agentes ficam protegidos relativamente à oscilação dos preços [49].

É importante referir que neste tipo de contrato não existe liquidação física, uma vez que o agente comprador continua a comprar a energia no mercado em bolsa e o agente vendedor a vender nesse mesmo mercado [50].

Regra geral, nos contratos por diferenças comuns, os pagamentos de compensações são realizados nos dois sentidos. No entanto, a liquidação também pode ocorrer para apenas um dos lados. Deste modo, os primeiros contratos por diferenças podem, também, ser denominados por “two-way CfDs” e os segundos por “one-way CfDs” [51].

Num regime de “one-way CfD”, sempre que o preço do mercado em bolsa for inferior ao preço-alvo não haverá compensação. Caso o preço no mercado em bolsa seja superior, funciona de maneira “normal”. Este regime de “one-way CfDs” pode ser útil em países onde a energia importada, com todos os custos associados, continua a ser economicamente mais rentável que a local, criando uma pressão no mercado e levando a que o preço final da energia seja mais baixo. Um projeto de um mercado energético que poderá incluir Lao, Tailândia, Singapura e Malásia está a ser estudando, sendo os “one-way CfDs” uma das possibilidades para sustentar o seu desenvolvimento. Uma comparação entre os dois tipos de contratos pode ser consultada na Figura 3.2 [51, 52].

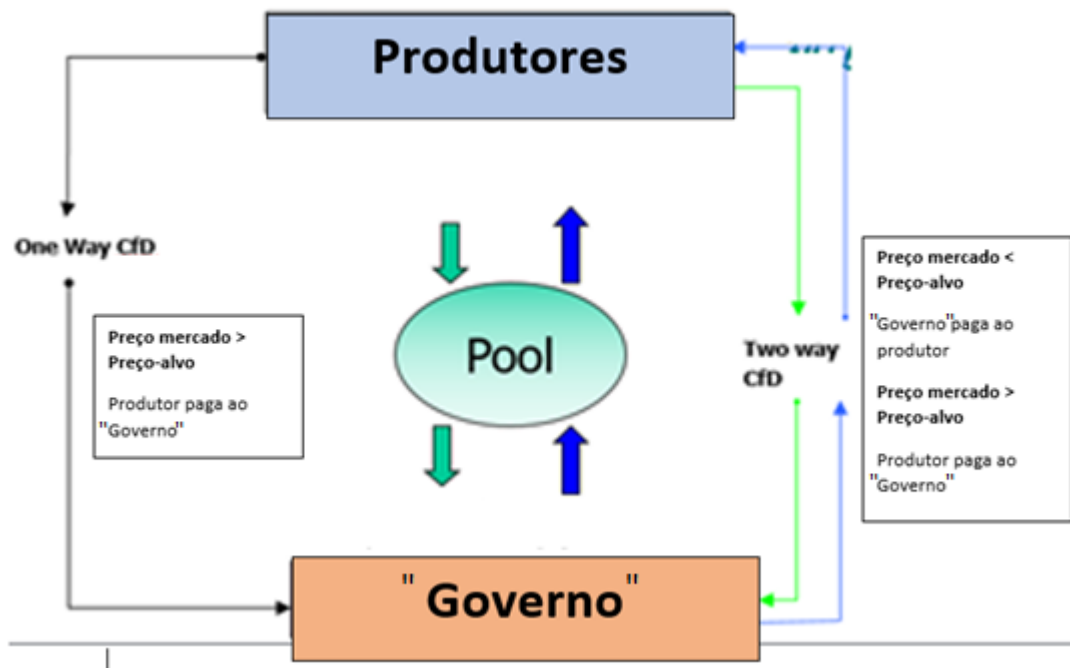


Figura 3.2 - Comparação entre os dois tipos de contratos por diferenças

### 3.4 Contratos por diferenças em Portugal

Em Portugal, também é possível efetuar contratos de energia elétrica recorrendo a contratos por diferenças. Como referido, no OMIP a designação é a de contrato SAWP. Estes são contratos padronizados, onde é trocada uma posição em preço variável por uma posição em preço fixo, ou vice-versa. A principal função deste tipo de contrato é a da gestão do risco financeiro, não existindo entrega do produto, apenas liquidação financeira das margens correspondentes. Estes contratos abrangem o fornecimento ou receção nacional de energia a uma potência contante de 1 MW [53].

Como explicado anteriormente, este tipo de contrato está diretamente associado ao mercado em bolsa. O agente vendedor acorda em pagar o preço de referência do mercado em bolsa, enquanto o agente comprador tem como responsabilidade o pagamento do valor definido pelo preço-alvo. Assim, o comprador compromete-se a pagar um valor fixo pela quantidade nacional, enquanto que o vendedor se compromete a pagar um valor variável pela quantidade nacional. Sendo o preço fixo, o preço-alvo, negociado e o valor variável, o preço de referência do mercado em bolsa (PRS) [53].

O preço de referência para negociação é definido como sendo igual ao Preço de Referência de Negociação definido pelo OMIP para o “Contrato de Futuros MIBEL Base” com um período de entrega equivalente. Já o preço de referência do mercado em bolsa (PRS), durante o período de entrega corresponde ao valor monetário do índice SPEL base, considerando-se que cada ponto inteiro do índice vale 1 €. O SPEL base é definido com duas casas decimais, fazendo consequentemente com que o PRS seja definido até ao cêntimo (de euro) [53].

Nas datas de pagamento ocorre a liquidação simples das diferenças de preços entre os montantes referidos, não existindo uma troca efetiva entre os valores [53].

O preço do mercado em bolsa é definido como sendo a média aritmética dos preços horários do mercado diário do OMIE para o sistema espanhol. O registo do acordo é feito pela OMIClear sendo este o agente com responsabilidade de calcular diariamente o valor da liquidação na entrega (VLE) [53].

O OMIP disponibiliza 3 tipos de contratos por diferenças em Portugal. Todos eles foram revistos e atualizados no dia 13 de maio de 2016. Dois deles (disponíveis desde setembro de 2015) são referentes a “minis”, produção com baixa potência instalada: um geral e outro específico solar. O terceiro é o contrato SWAP base (disponível desde 2009, tendo sido feitas 5 alterações à versão original) [53].

Relativamente ao contrato SWAP base, é envolvido o fornecimento/receção nocional de energia elétrica a uma potência constante de 1MW durante todas as horas do período de entrega, sendo a energia valorizada, diariamente, com base no do mercado em bolsa (PRS) [53].

Os contratos em negociação podem variar bastante em termos temporais. Podem abranger/ter a duração de [53]:

- dias (entrega nos dias da semana seguinte);
- fins-de-semana (1 a 2 – no último dia de negociação de cada semana são listados os contratos com entrega no fim-de-semana da semana seguinte);
- semanas (as 3 semanas seguintes – no primeiro dia de cada semana é listado um novo contrato);
- meses (6 meses seguintes – no primeiro dia de cada mês é listado um novo contrato);
- trimestres (6 ou 7 semestres – primeiro dia de cada trimestre é listado um novo contrato);
- anos (3 ou 4 – no primeiro dia de cada ano é listado um novo contrato).

O nominal (calendário natural) de energia (MWh) de cada contrato é 1MW x 24 horas (23 ou 25 nas mudanças de horas) x número de dias. O valor do “tick” (limite mínimo de variação de preços de cada contrato) é de 0,01 €/MWh. Assim, num dia dito “normal” (sem mudança de hora) o valor do “tick” é de 0,24 €. Num fim-de-semana “normal” é de 0,48 €, numa semana de 1,68 €. Por mês pode variar entre os 6,72 € (fevereiro, não bissexto) e os 7,45 € em outubro (mês com o “tick” mais elevado, pois é quando existe a mudança horária). Por ano, o “tick” varia entre 87,60 € num ano normal e os 87,84 € num ano bissexto [53].

Todos os contratos base (dias, fim-de-semana, semana, mês, trimestre e ano) têm períodos de entrega e dias de negociação previamente definidos, sendo o calendário e horário de negociação publicados em “Avisos do OMIP” [53].

O VLE é calculado diariamente pela OMICLEAR e tem por base a seguinte fórmula [53]:

$$VLE_d = H \times \sum_I^n [Q_I \times (PRS - PO_I)] \quad (3.1)$$

Onde:

**VLE<sub>d</sub>** representado o valor de liquidação na entrega relativo ao dia de cálculo d;

**H** representa o número de horas subjacente ao dia de cálculo d (24, regra geral, podendo ser 23 ou 25 num caso de mudança horária);

**I** representa a operação no contrato SWAP com cálculo no dia d;

**n** representa o número total de operações em contratos SWAP com cálculo no dia d;

$Q_i$  representa a quantidade da operação  $i$  no contrato SWAP com cálculo no dia  $d$  assumindo um valor positivo se se tratar de uma compra e um valor negativo, no caso de uma venda (quantidade notional);

$PRS$  representa o preço de referência do mercado em bolsa para o dia de cálculo  $d$ ;

$PO_i$  representa o preço da operação  $i$  no contrato SWAP com cálculo no dia  $d$  (preço-alvo).

Seguindo a fórmula sabe-se que quando os valores calculados são positivos (VLE), o vendedor pagará o valor em causa ao comprador e quando os valores são negativos (VLE), o comprador pagará ao vendedor esse mesmo valor. O VLE é liquidado mensalmente.

Estes contratos do OMIP são a referência para o que acontece atualmente em Portugal no que diz respeito aos contratos por diferenças, mas não servem como base para este trabalho. Para a presente dissertação, a base são os contratos por diferenças desenvolvidos, no Reino Unido, no âmbito do processo de reforma energética. O desenvolvimento deste tema é feito no capítulo 4.

## 4. Contratos por diferenças em Inglaterra e a reforma do mercado

Neste capítulo são abordados todos os temas relativos à reforma do mercado inglês, sendo explicado o processo de atribuição de contratos, algumas especificidades dos mesmos e os resultados da ronda 1 de alocação dos novos contratos por diferenças disponibilizados pelo governo inglês.

### 4.1 A reforma do mercado inglês

O objetivo do governo em termos energéticos no Reino Unido passou por assegurar um futuro sustentável, produzindo energia com baixas emissões de carbono, tendo em conta as alterações climáticas, mas ao mesmo tempo minimizando os custos para os consumidores e contribuintes [54].

O maior desafio do setor elétrico no Reino Unido passa por conseguir ultrapassar o encerramento de um quinto das instalações, que está previsto para a próxima década, sendo as centrais convencionais substituídas por fontes intermitentes (como a energia eólica) ou regulares. Outro fator a ter em conta é o aumento da procura previsto para as próximas décadas. Isto implicará custos e investimentos, não só em centrais, mas também na rede de transporte e distribuição de energia, estimados em 110 biliões (10 elevado a 12) de libras [54].

Assim, o desafio político passa por cumprir 3 objetivos (segurança energética, descarbonização e acessibilidade), incentivando grandes investimentos na infraestrutura elétrica. A pirâmide que representa os objetivos da reforma encontra-se na Figura 4.1. O governo definiu, também, como necessidade a independência de qualquer forma de produção, procurando uma combinação diversificada de tecnologias a implementar no país [54].

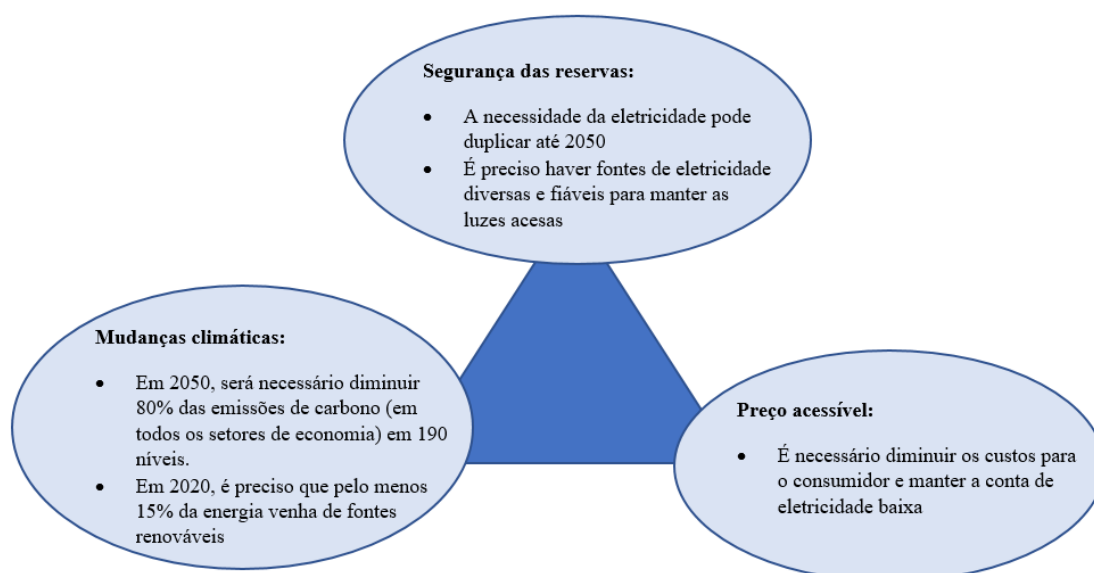


Figura 4.1 - Principais objetivos da reforma energética em Inglaterra [54]

Desde a privatização do setor o mercado tem funcionado, não existindo problemas no abastecimento e custo de energia. O apoio à instalação e desenvolvimento de novas tecnologias foi incentivado pelas RO (“*Renewables Obligation Certificates*”). No entanto, sem a reforma, a diversificação e alteração dos tipos de produção não seria possível por diferentes motivos (o diferente estado de maturação das tecnologias, os diferentes custos de instalação, operação e manutenção, etc). Deste modo, a solução encontrada pelo governo britânico para promover a produção renovável consiste no recurso aos contratos por diferenças. As metas desta reforma passam, também, pela redução das emissões de carbono em 80% até 2050, relativamente aos níveis de 1990 [23, 54].

Os responsáveis pela reforma (EMR - “*Energy Market Reform*”) concluíram que, sem reforma, o mercado dependeria cada vez mais do gás, estando dependentes da volatilidade de preços, e ao mesmo tempo, existindo a impossibilidade de satisfazer as metas ambientais. Prevê-se, no entanto, que o gás continue a desempenhar um papel importante, devido às suas características técnicas e flexibilidade apresentada e ao facto de conseguir satisfazer necessidades de consumo, funcionando como “*backup*” ou para satisfazer picos de consumo [23, 54].

A previsão do governo é de que pelo menos 30% da produção elétrica inglesa seja renovável em 2020, estando esta meta alinhada com os objetivos da UE. A reforma permitirá ao Reino Unido desenvolver um “*mix*” energético limpo, diverso e competitivo, assegurando a procura existente [23].

A reforma abrange 4 áreas principais [23]:

- os contratos por diferenças;
- o mercado de capacidade (pagamento para garantia de capacidade, do lado da procura e da oferta, quando o sistema necessitar);
- diminuição das emissões de carbono;
- definição da quantidade de gases que podem emitir as centrais fósseis.

O foco desta dissertação recai na importância dos contratos por diferenças para esta mudança, bem como nas suas particularidades e no processo de atribuição dos contratos.

Existem, ainda, outros pormenores interessantes relacionados com a reforma, nomeadamente no apoio aos medidores e redes inteligentes, apoiando o desenvolvimento da tecnologia da gestão da procura (*DSR* – “*Demand Side Response*”) e aposta na promoção da eficiência energética através do programa de redução da procura (*EDR* - “*Electricity Demand Reduction*”) [23].

Numa primeira fase da reforma, existirá uma coexistência entre as RO e os novos contratos por diferenças. A expectativa é de que até ao início de 2020, as tecnologias maduras entrem em mercado, mas competindo entre si (em termos de tecnologia, por lotes). Durante esta década, com o amadurecimento de todas as tecnologias, os leilões deixarão de ter em conta a tecnologia, passando a ser “gerais”. Com estas alterações, o governo prevê que até 2030 haja uma diminuição média de 4% nas faturas energéticas das famílias em comparação com a eventual manutenção das políticas pré-reforma. No caso de empresas, espera-se que anualmente as contas sejam 7% a 8% menores. No entanto, estas estimativas e previsões têm sempre um erro associado, uma vez que incluem previsões sobre preços grossistas de eletricidade para os próximos 20 anos e estes são bastante voláteis [55].

A Tabela 4.1 apresenta os limites de gastos anuais aplicáveis à eletricidade de baixo carbono publicados pelo Departamento de Energia e Mudança Climática (DECC) em julho de 2013 [23].

Tabela 4.1 - Orçamento disponível por ano para tecnologias de baixo carbono. Este orçamento continua a incluir as “Renewable Obligations” até ao seu fim, mas não o mercado de capacidades

| 2015/16 | 2016/17 | 2017/18 | 2018/19 | 2019/20 | 2020/21 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| £4.30bn | £4.90bn | £5.6bn  | £6.45bn | £7.00bn | £7.60bn |

Na Figura 4.2 encontram-se representados os custos estimados até 2020 em energia renováveis por ano [56].

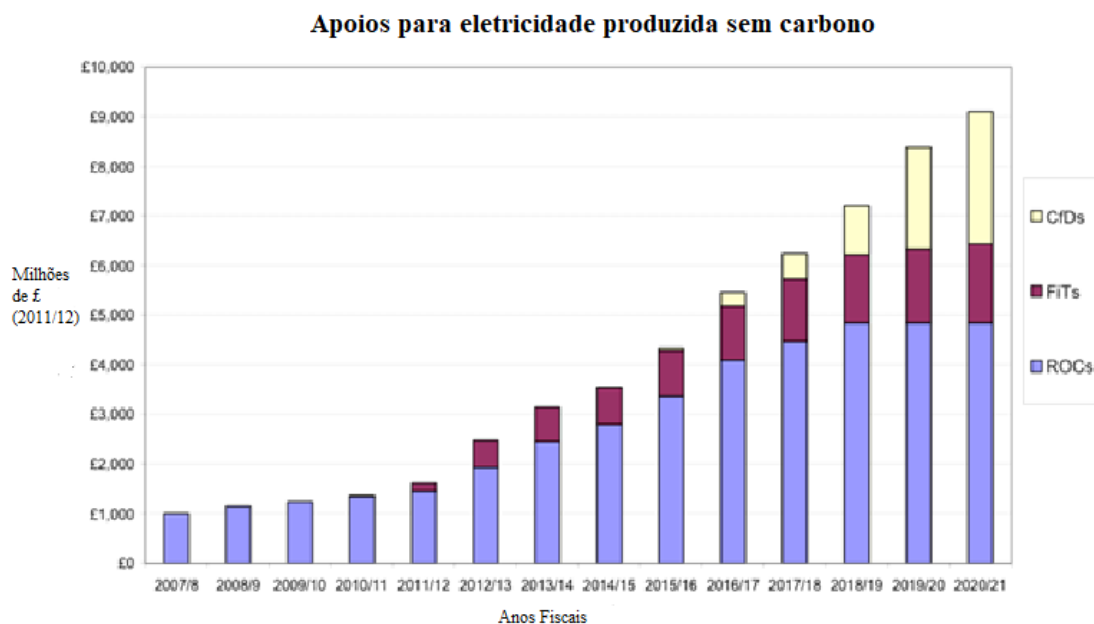


Figura 4.2 - Evolução dos gastos com energia renovável ao longo dos anos [56]

Para garantir o sucesso da reforma, estão definidos diferentes papéis para cada interveniente do processo (governo, o operador do sistema e o “Ofgem” – “The Office of Gas and Electricity Markets”) [55]:

- O governo mantém o controlo das decisões políticas definindo, entre outros, o preço-alvo e os volumes a contratar através de contratos por diferenças;
- O operador do sistema analisa o sistema, informando o governo. Também tem como responsabilidade administrar os contratos por diferenças e o mercado de capacidade, reportando ao governo;
- A “Ofgem” regula o operador do sistema e supervisiona o seu desempenho na atribuição de contratos por diferenças e no mercado de capacidade.

## 4.2 Os contratos por diferenças no mercado inglês

Os contratos por diferença disponíveis no mercado inglês são destinados à produção de baixa emissão de carbono como fontes renováveis, instalações nucleares e equipamentos com CCS. Os contratos por diferença, em Inglaterra, são realizados através contrato privado entre um produtor de eletricidade e uma companhia cujo proprietário é o governo (esta empresa pode ser designada por

“LCCC – *“Low Carbon Contracts Company”* ou *“CfD Counterparty”*). O produtor que assine um contato por diferenças recebe receitas provenientes de duas fontes: da venda de eletricidade no mercado e de pagamentos das diferenças [54].

De modo a simplificar e normalizar o processo, os contratos são padronizados tendo a duração de 15 anos, no entanto, existe a possibilidade, em regime de exceção, de existirem acordos diretos entre o “governo” (companhia cujo proprietário é o governo) e o produtor que podem incluir variações, nomeadamente ao nível da duração do contrato. De referir, também, que a inflação é tida em conta no cálculo do preço-alvo estando, também, estipulada a indexação ao Índice de Preços ao Consumidor (IPC). Para a produção renovável, o preço de referência será o preço diário por dia do mercado britânico publicado no “*GB European Market Hub*” [57, 58].

Os contratos por diferenças coexistiram em paralelo com as RO até 31 de março de 2017, data limite para a emissão de certificados para nova capacidade de produção renovável. Os contratos por diferenças estão abertos a candidaturas deste 2014, data em que se iniciou a ronda 1 para novos projetos. A partir de março de 2017, apesar de não poderem ser realizados novos acordos com RO, é mantido todo o apoio à produção acreditada, durante os 20 anos de vigência do acordo [57].

De referir, ainda, que no Reino Unido os contratos por diferenças e as FIT são mutuamente exclusivos, ou seja, as FIT aplicam-se até 5MW de capacidade instalada, enquanto que os contratos por diferenças são dedicados a instalações com capacidade instalada superior a 5MW. Isto no caso da energia eólica, pois existem tecnologias onde este limite não é aplicado [59].

A perspetiva do governo inglês é a de que os contratos por diferenças melhorem a certeza de receita a longo prazo, diminuindo o custo de capital para os produtores renováveis. Ao mesmo tempo conservam sinais de mercado de curto prazo para uma operação mais eficiente, reduzindo o custo para os consumidores. O custo dos contratos por diferenças é pago pelos consumidores através de uma taxa (designada por “*supplier obligation*”) [60].

O governo incluiu nos contratos o princípio do “direito adquirido” para os contratos por diferenças, dando segurança aos investidores. Deste modo, um contrato assinado não pode ser alterado retrospectivamente, exceto em circunstâncias pré-acordadas [60].

Os contratos por diferenças exigem que os produtores vendam eletricidade no mercado como ocorre normalmente, através de um contrato de compra de energia (PPA – “*Power Purchase Agreement*”) com um fornecedor, mas reduzem a exposição às variações dos preços da eletricidade, recebendo um complemento variável do preço de mercado até ao preço-alvo acordado [60].

O contrato por diferença e o contrato de compra de energia são completamente separados. O primeiro é assinado entre o produtor e a “LCCC” e o contrato de compra de energia, entre o produtor e um comercializador. Este último pode ter uma duração entre 1 ano e 15 anos e é um acordo com a estrutura de preços acordada nesse mesmo contrato. A estrutura de preços pode, ou não, seguir a mesma metodologia dos contratos por diferenças. Deste modo, é possível que os custos de administração no contrato de venda de energia possam fazer com que o lucro líquido do produtor seja ligeiramente menor relativamente ao valor do preço-alvo [60].

Na prática, isto pode significar que o produtor pode não ter como rendimento o preço-alvo [60]:

- Preço-alvo = Contrato com o “governo” - LCCC ("preço de mercado") + complemento do contrato por diferenças;
- Rendimento do produtor = Contrato compra de energia – PPA (líquido) + contrato por diferenças.

### 4.3 Contratos por diferenças: alocação

A definição dos termos do processo de alocação começou em novembro de 2012, tendo o governo feito algumas alterações depois de analisar o “*feedback*” dado por participantes no mercado, grupos de consumidores e instituições financeiras [54].

O processo de alocação dos contratos obriga os investidores a cumprirem diversos requisitos e prazos legais definidos pelo governo. Os preços-alvo são definidos no Plano de Entrega (“*Delivery Plan*”) publicado pelo governo aquando da necessidade de nova produção, sendo o órgão responsável, o Órgão de Entrega (“*Delivery Body*”), que de acordo com o orçamento disponível, gere o processo de alocação [54].

- Na legislação atual existem alguns pontos-chaves para este processo de atribuição de contratos:
- Solicitação de um contrato por diferenças: existem critérios de elegibilidade para cada tecnologia, tendo estes de ser cumpridos para serem aceites no processo de alocação;
  - Alocação de contratos: processo pelo qual o Órgão de Entrega, vai alocar contratos e como esse processo evoluirá ao longo do tempo;
  - Processos de recurso: permitirão aos promotores contestar as decisões tomadas pelo governo ou pelo Órgão de Entrega;
  - Assinatura do contrato: o processo de assinatura do contrato por diferenças com a empresa propriedade do governo (“*CfD Counterparty*”);
  - Incentivos para a entrega atempada: formas de incentivo para que não existam atrasos;
  - Colocação em funcionamento: geralmente os grandes projetos entram em funcionamento de modo faseado;
  - Ajuste de capacidade: processo em que os produtores possam usar de modo a ajustar a quantidade de capacidade que pretendem implementar tendo o contrato já sido assinado.

O último plano do governo relativo à reforma foi publicado em dezembro de 2013 e será republicado a cada cinco anos. Este documento define o valor máximo do preço-alvo que pode ser estabelecido nos contratos por diferenças. Para cada tecnologia renovável, foram definidos os preços-alvo (administrativos) para o período entre 2015 e 2019, ou seja, o Plano de Entrega é relativo ao período entre 2015/16 — 2018/19 [23].

Relativamente ao preço-alvo, importa definir dois conceitos [61]:

- O CSP, preço-alvo de compensação (“*Cleared Strike Price*”), que é definido como sendo o valor mais alto de entre os projetos aceites nesse lote e para um determinado ano de entrega;
- O ASP, preço-alvo administrativo (“*Administrative Strike Price*”), que funciona como limite máximo de preço-alvo aceite pagar pelo “governo” aos produtores. Este foi determinado como um retorno “justo” do investimento caso o leilão competitivo não resultasse num preço-alvo de compensação.

O CSP para o ano de entrega é oferecido a todos os projetos aprovados nesse ano, e é com este preço-alvo que o contrato é baseado. Esse valor não é alterado de ano para ano. Por exemplo, se o preço-alvo para 2016/17 for 100 £ e o preço-alvo para 2017/18 for 99 £, um projeto que fosse aprovado em 2016/17 teria um preço-alvo de 100 £. Não receberia 100 £ em 2016/17 e, posteriormente, 99 £ em 2016/17 [61].

Atualmente os contratos são atribuídos através de rondas de alocação que duram, no mínimo 10 dias úteis, e que definem quem pode ou não pode obter um contrato. As condições tipo oferecidas são especificadas pelo secretário de estado antes da abertura da ronda de alocação. Para cada ronda é definido um orçamento disponível que não pode ser ultrapassado. Caso os limites sejam excedidos, dá-se início ao processo de leilão. Na Figura 4.3 encontram-se representados os principais prazos para o concurso a um contrato por diferenças em Inglaterra [62].

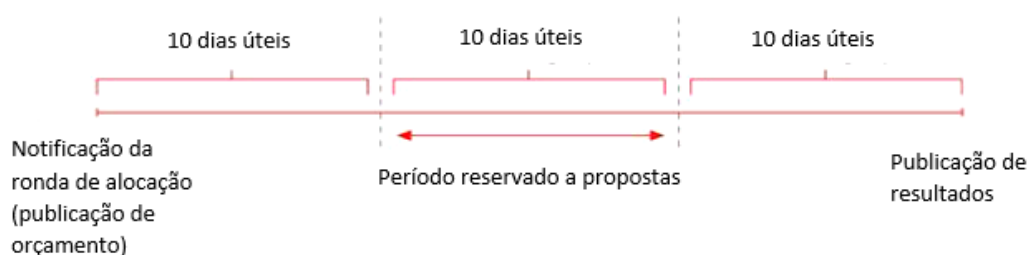


Figura 4.3 - Procedimentos e tempos legais para concorrer a um contrato por diferenças em Inglaterra [58]

Os interessados no processo serão avisados pelo secretário de estado de quando irão ocorrer as rondas de alocação, tendo em conta o orçamento disponível. O orçamento pode ser dividido em uma ou mais partes, denominadas por “lotes” e nos quais se encontram grupos específicos de tecnologias (por exemplo, tecnologias estabelecidas e tecnologias menos estabelecidas). O orçamento pode também estar sujeito a mínimos e/ou máximos de capacidade, estabelecidos no orçamento, para tipos de tecnologia específicos. O orçamento será dividido (não necessariamente de maneira uniforme) para cada ano de entrega da ronda de alocação [58].

Para realizar a candidatura a um contrato por diferenças é necessário que o candidato cumpra os limites de capacidade mínima definidos, tendo o projeto que ser validado, inclusivamente um projeto de ligação à rede. Os requisitos são específicos para cada tecnologia [58].

Após o resultado da ronda de alocação ser auditado, o secretário de estado tem a oportunidade de intervir. Nesse momento existe a hipótese, em casos extremos, de ser ordenada a re-execução do processo, ou mesmo terminar a ronda de alocação [58].

Os candidatos aceites terão um contrato por diferenças oferecido pelo governo baseado nos termos padrão dentro de 10 dias úteis. O contrato deve ser aceite e devolvido no prazo de 10 dias úteis ou a oferta caduca [58].

As decisões não são, no entanto, definitivas. Ou seja, a legislação prevê a possibilidade de um recurso sobre as decisões do Órgão de Entrega por parte dos produtores. Numa primeira fase, o Órgão de Entrega verifica e revê a sua decisão, sendo que os produtores apenas dispõem de um prazo de 5 dias para solicitar a revisão do processo. Caso o produtor continue a achar que a decisão não respeita as leis, pode recorrer ao “*Ofgem*” ou realizar um recurso junto dos tribunais [58].

É possível que o processo de alocação tenha sido concluído antes do recurso ser resolvido. Se for esse o caso, num cenário de leilão em que são usadas propostas seladas, o candidato pode ser convidado a apresentar uma oferta ou propostas flexíveis que serão usadas somente se o recurso for considerado a favor do requerente [58].

Existem, também, incentivos para que não existam atrasos nos projetos. Deste modo, existem parâmetros temporais previamente definidos para cada tipo de tecnologia e para cada projeto, que têm de ser cumpridos. O inverso pode também acontecer e, no limite, poderão existir penalizações que podem chegar à anulação do contrato, tendo o Órgão de Entrega o direito e a obrigação de realocar o contrato noutro projeto. Existem projetos que são forçosamente construídos “por fases” neste tipo de projeto, nomeadamente, nos parques eólicos “*offshore*”, o risco de rescisão contratual aplica-se apenas à primeira fase de construção, não expondo os desenvolvedores ao risco de rescisão em fases posteriores [23, 58].

Os contratos por diferenças assinados preveem que, na prática, se possam instalar até menos 30% do que a capacidade inicialmente prevista (sem nenhum tipo de sanção). Deste limite, uma percentagem (variável) não terá implicações diretas no preço-alvo, mas outra provocará um ajuste no mesmo. De referir, que estes ajustes não permitem aumentos de capacidade, apenas reduções em relação ao previsto. Os desenvolvedores do projeto poderão, posteriormente, reduzir a capacidade em mais 5%, existindo flexibilidade para cobrir problemas durante a construção e comissionamento (novamente sem penalizações financeiras). Cada uma destas eventuais reduções tem prazos limite pré-estabelecidos de modo a garantir a sustentabilidade do projeto e, ao mesmo tempo, o sucesso do acordo anteriormente estabelecido [23].

De referir, que, inicialmente foi pensado criar um mecanismo de “*First Come, First Served* – FCFS”, onde 50% do orçamento seria atribuído consoante a rapidez com que as propostas de projeto eram submetidas e a outra metade com recurso a leilão [63].

#### **4.4 Contratos por diferenças: leilões**

Relativamente ao processo de alocação em si, os candidatos realizam uma oferta “em envelope fechado” com o preço-alvo, em £/MWh, que estariam dispostos a aceitar. Sendo que o preço-alvo proposto não pode ser superior ao ASP fixado por tecnologia e ano de entrega relativamente ao qual a proposta é apresentada [64].

O Órgão de Entrega determinará se a avaliação de todos os pedidos excede, ou não, o orçamento e/ou os limiares mínimos ou máximos de capacidade. Se a soma total dos pedidos avaliados exceder uma parte do orçamento, um mínimo ou máximo, é realizado um leilão. Se não for necessário o leilão, as respetivas candidaturas receberão um contrato por diferenças com o ASP vigente [43, 64].

A Figura 4.4 resume o procedimento geral para cada lote em cada leilão [64].

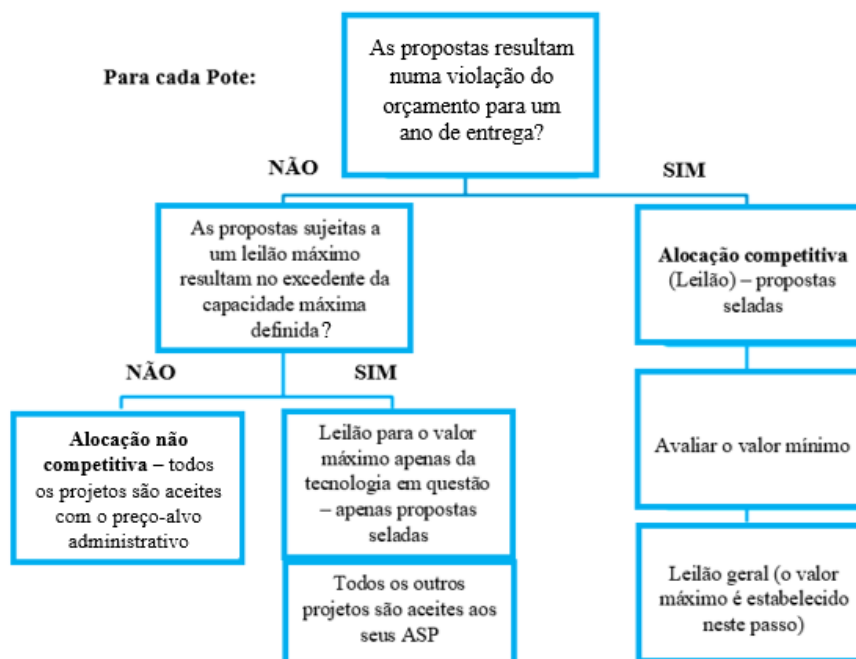


Figura 4.4 - Esquema explicativo do procedimento a tomar para cada proposta [64]

Resumindo, a possibilidade de existir um leilão depende se o orçamento para o lote foi ou não excedido. No processo de leilão, basicamente, todos os projetos são ordenados do preço-alvo menor para o maior. O leilão funciona como um processo iterativo, tendo em conta o orçamento global para cada lote, verificando se com o total de propostas esse limite é, ou não, ultrapassado. A análise das propostas é feita começando com a oferta com o preço-alvo mais baixo ainda não analisada, verificando-se se existe orçamento disponível. Em caso afirmativo, o projeto é aceite, e fica definido o valor do CSP (provisório) até ser analisada a próxima proposta. Em caso negativo, são analisadas as propostas flexíveis. De seguida, é analisada a próxima oferta e verifica-se, de novo, se é ou não possível a sua aprovação tendo em conta o restante orçamento. Caso seja, deve verificar-se se mudando o CSP para este novo valor o orçamento é, ou não, ultrapassado e posteriormente verificar as propostas flexíveis. Repete-se este processo até os anos de entrega estarem todos preenchidos ou não existirem mais ofertas [64].

A legislação prevê, ainda, a necessidade de realizar um leilão “máximo” e um leilão “mínimo” referentes à capacidade a instalar consoantes as necessidades do governo [64].

#### 4.4.1 Leilão “mínimo”

Para a ronda 1, o governo estabeleceu que existia um limite mínimo de capacidade a instalar de 100MW para a energia das ondas e marés. Estes 100MW englobam tanto as RO como os contratos por diferenças, sendo que 10MW foram disponibilizados para a ronda 1 do processo da alocação dos contratos por diferenças [65, 66].

Relativamente à ronda 2, anunciada em novembro de 2016, não foi definida nenhuma tecnologia a ser integrada no leilão “mínimo” [67, 68].

Esquema explicativo de como se procedeu o leilão para a ronda 1 (Figura 4.5):

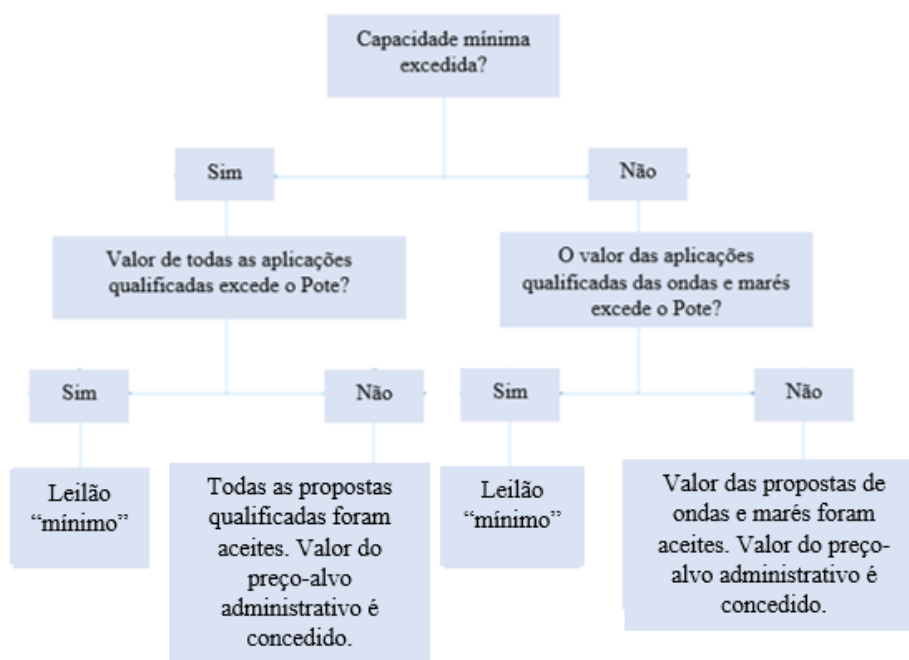


Figura 4.5 - Esquema de funcionamento do processo de alocação na ronda 1 [58]

No caso do orçamento “mínimo” estar em vigor, apenas os projetos destas tecnologias serão considerados pelo Órgão de Entrega. Se a capacidade total dos projetos sujeitos a um “mínimo” tecnológico não exceder a capacidade ou orçamento definidos será oferecido um contrato por diferenças com o ASP associado à tecnologia de cada candidatura aprovada. No caso de uma proposta superar a capacidade mínima acumulada ou o orçamento para o lote acumulado, essa candidatura não terá sucesso [58].

As propostas, tal como num leilão normal, são seladas. O leilão “mínimo” é finalmente encerrado quando a proposta em causa excede o orçamento de cada lote em cada um dos anos de entrega [58].

De referir que os projetos aceites nesta situação (leilão “mínimo”) terão atribuído o preço-alvo da maior licitação (CSP) para o seu ano de entrega, por ser mais compensador. Se não houver procura suficiente para desencadear um leilão, os preços-alvo serão atribuídos de acordo com os ASP definidos para cada tecnologia. No entanto, caso no leilão “geral” seja excedido esse preço-alvo definido pelo leilão de “mínimo”, os projetos aprovados nesse ano terão o CSP do leilão “geral” de forma a que os produtores não sejam prejudicados [58, 64].

Todos os projetos que não forem aprovados no leilão “mínimo” serão considerados no leilão “geral”, juntamente com todos os projetos de tecnologias que não estavam sujeitos aos valores de capacidade mínima definida [64, 69].

Os leilões de tecnologias sujeitas a um “mínimo” reservado são mantidos em primeiro lugar, antes de qualquer outro tipo de leilão. Um exemplo do funcionamento de um leilão “mínimo” encontra-se representado na Figura 4.6 [58].

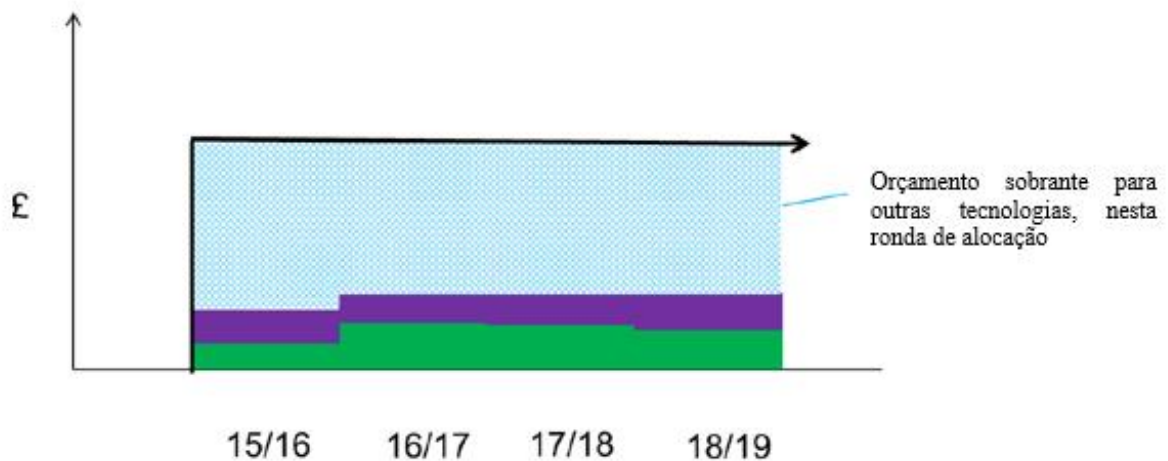


Figura 4.6 – Encontram-se representados 2 projetos como um mínimo definido (em verde e roxo) e seu impacto no orçamento. O restante orçamento está disponível para todos os outros projetos no lote [64]

#### 4.4.2 Leilão “geral”

Todos os pedidos que não tiverem êxito no âmbito do leilão “mínimo” e todos os projetos não sujeitos a um “mínimo” serão incluídos no leilão “geral” [64].

O procedimento de atribuição dos projetos já foi explicado anteriormente (secção 4.3 Contratos por diferenças: alocação) e encontra-se sumariado na Figura 4.7.

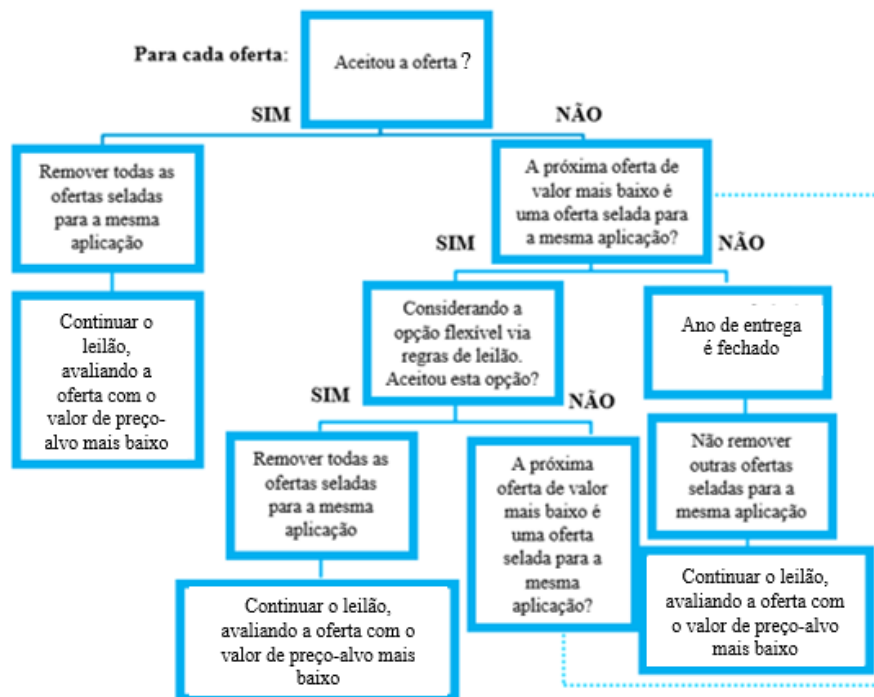


Figura 4.7 - Procedimento para cada proposta no leilão “geral” [64]

Quando um pedido relativo a um ano de entrega exceder o orçamento, esse ano de entrega é “encerrado”. A exceção pode ocorrer quando existirem propostas flexíveis (explicado com mais pormenor na secção 4.5.2 – Propostas flexíveis) para o mesmo ano de entrega, e que possam ser acomodadas dentro do orçamento. O processo decorre em relação aos anos de entrega remanescentes, até que todos estejam fechados ou não existirem mais ofertas [64].

O preço-alvo concedido aos projetos que participaram será o mais elevado entre os aceites para cada ano de entrega, independentemente do tipo de tecnologia em questão [64].

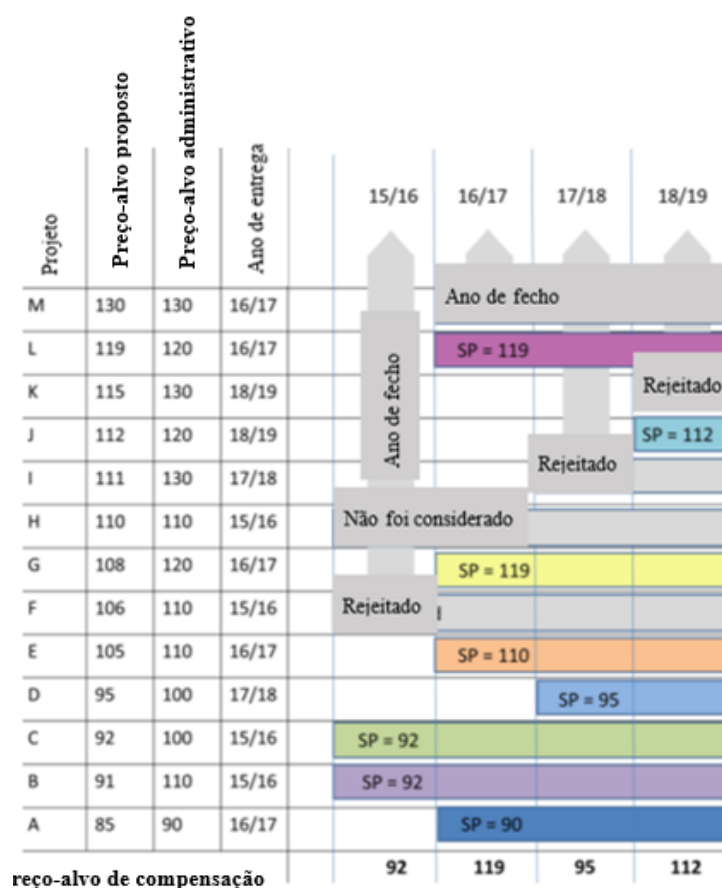


Figura 4.8 - Exemplo de um leilão com propostas [64]

No caso disposto na Figura 4.8, o projeto com o preço-alvo mais baixo (projeto A) é considerado em primeiro lugar. A oferta com o preço-alvo mais alto aceite em qualquer ano define o CSP para esse mesmo ano. O montante pago a qualquer projeto é limitado pelo ASP. Por exemplo, o CSP para 2016/17 é 119 £/MWh, mas o projeto A é limitado a 90 £ (ASP), e o projeto E está limitado a 110 £. Quando um projeto for rejeitado num determinado ano, não são considerados mais projetos para esse ano de entrega. Por exemplo, quando o projeto F for rejeitado, o projeto H deixa de ser considerado. Neste exemplo não foram consideradas as propostas flexíveis [64].

### 4.4.3 Leilão “máximo”

No caso de um leilão ter um máximo por tecnologia previamente definido, o leilão decorrerá de forma normal até ser atingido esse máximo. Quando este for atingido, não serão considerados mais projetos deste tipo de tecnologia [64].

Nenhum máximo foi especificado em relação à ronda 1 no Plano de Entrega. Relativamente à ronda 2, cujas especificações foram publicadas em novembro de 2016, houve um máximo cumulativo definido em 150 MW (equivalente a um orçamento máximo de 70 M £) aplicado às tecnologias de biomassa com CHP, tecnologias de conversão avançadas e digestão anaeróbica [65, 67, 70].

## 4.5 Outros aspetos

### 4.5.1 Desempates

As regras de desempate são aplicadas no caso de dois ou mais projetos apresentarem propostas com o mesmo preço-alvo. A primeira regra de desempate está relacionada com o orçamento, sendo que o projeto (ou combinação de projetos) que estiver mais perto de completar o orçamento (sem o exceder), terá o projeto aceite. Esta regra de maior “preenchimento” do orçamento é, também, aplicada aos leilões “máximo” e “mínimo”. No caso improvável de um projeto ou combinação de projetos serem exatamente iguais desde o preço-alvo proposto até à capacidade ou custo, é feita uma alocação aleatória [64].

### 4.5.2 Propostas flexíveis

É permitido ao mesmo produtor o envio de diversas propostas, “*multiple bids*”, normalmente designadas, por “*flexible bids*”. Em português, propostas flexíveis. O produtor pode optar por combinar diferentes preços-alvo, capacidades e anos de entrega, alterando os valores dos parâmetros consoante ache mais adequado [71].

A título de exemplo, um produtor pode fazer as ofertas A1, A2, A3, etc. Todas as ofertas são incluídas no leilão e classificadas pelo preço-alvo mais baixo, tal como todas as outras. No entanto, quando uma dessas propostas flexíveis for aceite, todas as outras ofertas são removidas do leilão e o leilão prossegue de forma “normal”. Isto é, caso a oferta A1 seja aceite, as ofertas A2 e A3 deixam de ser consideradas. A segunda (ou terceira, e seguintes ofertas) só será analisada caso a anterior tenha sido previamente rejeitada. É permitida a apresentação de um máximo de 10 propostas flexíveis (com um máximo de três em cada ano de entrega) por produtor [71].

Um exemplo do funcionamento da alocação das propostas flexíveis é explicado através da Figura 4.9 [71].

### Alocação de CfDs – Propostas flexíveis

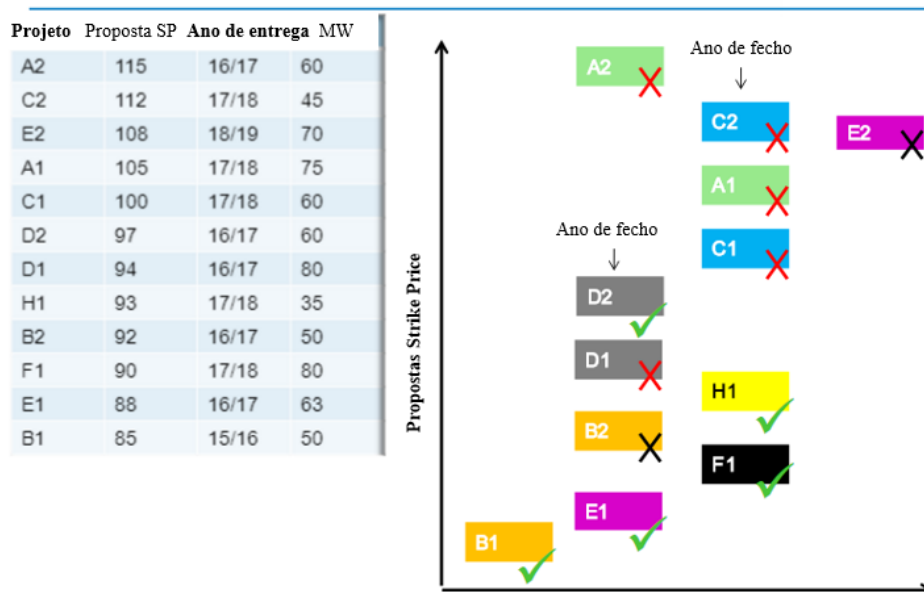


Figura 4.9 – Exemplo de funcionamento de um leilão com propostas flexíveis [71]

### 4.5.3 Tratamento dos preços do mercado em bolsa negativos

De acordo com as disposições aplicadas na ronda 1, os pagamentos de um produtor têm apenas como limite o preço-alvo definido, não estando contemplada a situação do preço de mercado ser negativo. Deste modo, caso isso aconteça, o produtor terá de assumir o pagamento. Contudo, após as negociações de aprovação de apoios com a Comissão Europeia, existiu a necessidade de alterar esta medida [72].

Assim, no início de 2016, o Reino Unido alterou os seus contratos por diferenças, assegurando aos produtores um incentivo para a produção de energia elétrica sob preços negativos. Se o preço por hora leiloado no mercado do dia seguinte for abaixo de zero, o suporte será limitado ao preço-alvo. Além disso, se os preços permanecerem negativos ao longo de um período de, no mínimo 6 horas, então o montante da diferença no âmbito do contrato por diferenças celebrado será fixado em zero para a totalidade desse período [72].

Esta alteração foi aplicada nos contratos de todas as energias renováveis, e abrangeu produtores intermitentes e de base que assinaram um contrato por diferenças a partir de 1 de janeiro de 2016. No entanto, esta alteração não é retroativa e deste modo os contratos assinados durante a ronda 1 não foram abrangidos por esta alteração [72].

### 4.5.4 Balanço e desvios

Os produtores que utilizam fontes de energia renovável, abrangidos pelo regime de contrato por diferenças, estão sujeitos às mesmas responsabilidades de balanço definidas pela regulamentação nacional do Reino Unido. São responsáveis pelos custos de liquidação associados aos desvios em relação aos seus compromissos de entrega [24].

Espera-se que os custos de balanceamento projetados sejam incorporados nos leilões assegurar um nível apropriado de recuperação de custos. Esses “custos de balanceamento” podem ser determinados por projeções de “custos de balanceamento” esperados durante a vida útil do produtor ou podem ser determinados por termos de contrato de compra de energia (PPA), onde o risco de balanceamento e de liquidação é imputado a terceiros [24].

#### 4.5.5 Penalizações

Na ronda 1, dois projetos de energia solar fotovoltaica concorreram com o preço-alvo de 50 £/MWh no leilão, significativamente menor do que o esperado, o que levou à preocupação de que alguns produtores possam fazer propostas de forma estratégica ao invés de basear as suas licitações nos custos esperados. Posteriormente, ambos os projetos solares foram cancelados, tendo os investidores retirado as suas ofertas. Atualmente, qualquer investidor que tenha um projeto aprovado e não avance, é impedido de participar em leilões futuros por um período de 13 meses. Não existe, no entanto, nenhuma sanção pecuniária direta aos produtores que realizem estas ofertas [24].

### 4.6 Ronda 1

A ronda de 1 dos contratos por diferenças começou a 16 de outubro de 2014, tendo os contratos sido assinados no início do ano 2015. Para a ronda 1 de alocação, a fim de incentivar a inovação, as tecnologias com baixo teor de carbono elegíveis foram agrupadas de acordo com o seu estado de desenvolvimento. Foram definidos os seguintes lotes (Figura 4.10), tendo estes sido definidos consoante a tecnologia e capacidade [73].

| Grupo tecnológico                               | Tecnologia  |
|---|---|
| <b>Lote 1</b> (tecnologias estabelecidas)       | Energia de resíduos (com CHP);<br>Hídrica (>5MW e <50MW);<br>Gás de aterro sanitário, Gás de esgoto<br>Eólica “ <i>onshore</i> ” (>5MW);<br>Solar fotovoltaico (>5MW).  |
| <b>Lote 2</b> (tecnologias menos estabelecidas) | Marés (0-30MW);<br>Ondas (0-30MW);<br>Eólica “ <i>offshore</i> ”;<br>Geotérmica (com ou sem CHP);<br>Tecnologias avançadas de conversão (com ou sem CHP);<br>Digestão anaeróbica (com ou sem CHP, >5MW);<br>Biomassa (com CHP). |
| <b>Lote 3</b>                                   | Conversão de biomassa   |

Figura 4.10 - Divisão das tecnologias por lote na ronda 1 [73]

• **Lote 1** (tecnologias estabelecidas, tais como energia eólica e solar fotovoltaico (>5MW)): neste lote, a expectativa inicial era a de que o ASP não fosse atingido em função da quantidade de produtores interessados. O orçamento era de 50 milhões de £ para projetos comissionados a partir de 2015/16 e mais 15 milhões de £ (ou seja, 65 milhões no total) para projetos a partir de 2016/17. Foi atribuída uma capacidade total de 748,55 MW para energia eólica “*onshore*” e 71,55 MW para energia solar fotovoltaica, por exemplo. O preço-alvo para a energia eólica variou entre £ 79,23 e £ 82,50, dependendo do ano de entrega [58, 64];

O ASP definido anteriormente para a energia eólica “*onshore*” na ronda 1 foi fixado em 95 £/MWh nos anos de entrega 2015/16 e 2016/17, caindo para 90 £/MWh nos anos de entrega 2017/18 e 2018/19 [58, 64].

• **Lote 2** (tecnologias menos estabelecidas, como a energia eólica offshore e a biomassa CHP): neste lote a expectativa inicial era a de que os interessados teriam atribuído o ASP, uma vez que a concorrência é inferior. Foram atribuídos 155 m £ para comissionamento de projetos a partir de 2016/17 e um adicional de 105 m £ (ou seja, 260 m £ no total) para comissionamento de projetos a partir de 2017/18. Resultou numa capacidade total de 1.162 MW para energia eólica “*offshore*” [58, 64];

• **Lote 3** (conversão de biomassa): nenhum orçamento foi proposto pelo governo na ronda 1, não impedindo que o orçamento seja alocado para este lote em rondas futuras [58, 64].

Tal como pode ser constado na Tabela 4.2, para valores de 2012, existiu uma diminuição dos preços-alvo em £/MWh para cada ano de entrega. Por exemplo, no caso da energia eólica “*onshore*”, passou de um preço-alvo inicial de 95 £/MWh para 90 £/MWh. Esta diminuição deve-se à expectativa que com o decorrer dos anos as tecnologias vão sendo mais competitivas [23, 74].

Tabela 4.2 – Valores de preço-alvo administrativo definidos para a ronda 1 [23]

| Preços-Alvo em £/MWh (preços de 2012)                      |         |         |         |         |         |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
|  | 2014/15 | 2015/16 | 2016/17 | 2017/18 | 2018/19 |
| <b>Tecnologias avançadas de conversão (com ou sem CHP)</b> | 155     | 155     | 150     | 140     | 140     |
| <b>Digestão anaeróbica (com ou sem CHP)</b>                | 150     | 150     | 150     | 140     | 140     |
| <b>Biomassa (com CHP)</b>                                  | 125     | 125     | 125     | 125     | 125     |
| <b>Energia de resíduos (com CHP)</b>                       | 80      | 80      | 80      | 80      | 80      |
| <b>Geotérmica (com ou sem CHP)</b>                         | 145     | 145     | 145     | 140     | 140     |
| <b>Hídrica</b>   | 100     | 100     | 100     | 100     | 100     |
| <b>Gás de “aterro sanitário” (“<i>landfill gas</i>”)</b>   | 55      | 55      | 55      | 55      | 55      |
| <b>Gás de esgoto (“<i>sewage gas</i>”)</b>                 | 75      | 75      | 75      | 75      | 75      |
| <b>Eólica “<i>onshore</i>”</b>                             | 95      | 95      | 95      | 90      | 90      |
| <b>Eólica “<i>offshore</i>”</b>                            | 155     | 155     | 150     | 140     | 140     |
| <b>Conversão de Biomassa</b>                               | 105     | 105     | 105     | 105     | 105     |
| <b>Ondas</b>   | 305     | 305     | 305     | 305     | 305     |
| <b>Marés</b>   | 305     | 305     | 305     | 305     | 305     |
| <b>Solar fotovoltaico</b>                                  | 120     | 120     | 115     | 110     | 100     |
| <b>Escócia – Eólica “<i>onshore</i>”</b>                   |         |         |         | 115     | 115     |

Os resultados finais relativos à energia eólica encontram-se resumidos na Tabela 4.3 [74].

Tabela 4.3 - Resultados da ronda 1 de alocação (preços-alvo a valores de 2012) [74]

| Nome do projeto                 | Tecnologia        | Potência a instalar (MW) | Preço-alvo (£) | Ano de entrega |
|---------------------------------|-------------------|--------------------------|----------------|----------------|
| EA1                             | Eólica "offshore" | 714                      | 119,89         | 2017-2018      |
| Neart na Gaoithe                | Eólica "offshore" | 448                      | 114,39         | 2018-2019      |
| Dorenell Wind Farm              | Eólica "onshore"  | 177                      | 82,50          | 2018-2019      |
| Kype Muir Wind Farm             | Eólica "onshore"  | 104                      | 82,50          | 2018-2019      |
| Clocaenog Forest Wind Farm      | Eólica "onshore"  | 96                       | 82,50          | 2018-2019      |
| Middie Muir Wind Farm           | Eólica "onshore"  | 60                       | 82,50          | 2018-2019      |
| Brening Wind Farm               | Eólica "onshore"  | 45                       | 79,23          | 2016-2017      |
| Mynydd Y Gwair Wind Farm        | Eólica "onshore"  | 40                       | 79,99          | 2017-2018      |
| Nanclach Wind Farm              | Eólica "onshore"  | 39,1                     | 82,50          | 2018-2019      |
| Solwaybank Wind Farm            | Eólica "onshore"  | 37,5                     | 82,50          | 2018-2019      |
| Sneddon Law Community Wind Farm | Eólica "onshore"  | 37,5                     | 79,99          | 2017-2018      |
| Coire na Cloiche Wind Farm      | Eólica "onshore"  | 30                       | 82,50          | 2018-2019      |
| Bad a Cheo Wind Farm            | Eólica "onshore"  | 29,9                     | 82,50          | 2018-2019      |
| Tralong Wind Farm               | Eólica "onshore"  | 20                       | 82,50          | 2018-2019      |
| Moor House Wind Farm            | Eólica "onshore"  | 16,4                     | 82,50          | 2018-2019      |
| Achiachan Wind Farm             | Eólica "onshore"  | 10                       | 82,50          | 2018-2019      |
| Common Barn Wind Farm           | Eólica "onshore"  | 6,15                     | 82,50          | 2018-2019      |

A ronda 1 resultou em 2,1 GW de capacidade a instalar, com um custo total de aproximadamente 315 m £ por ano. Um total de 27 projetos foram aprovados, existindo um domínio dos projetos eólicos. A capacidade total (MW) de cada tecnologia aprovada na ronda 1 é ilustrada na Figura 4.11 [75].

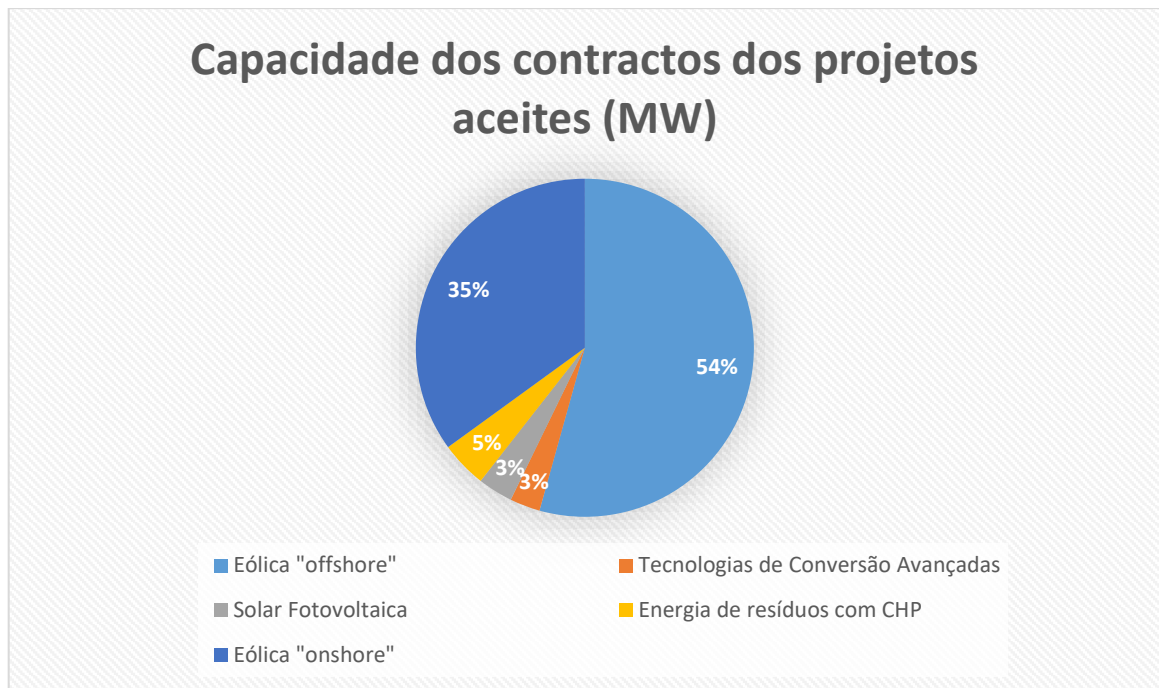


Figura 4.11 - Potência instalada por tecnologia na ronda 1 [75]

Como referido nota-se um domínio da tecnologia eólica, acabando estes projetos por serem os mais aprovados em ambos os lotes. Relativamente aos preços-alvo atribuídos nesta primeira ronda sabe-se que atingiram um valor significativamente inferior (em média, 17% inferior) ao preço-alvo administrativo, para quase todas as tecnologias e anos de entrega. Como referido, o ASP estabelecido pelo governo foi determinado como sendo um retorno "justo" do investimento caso o leilão competitivo não resultasse num CSP. Isto é uma evidência de que o processo de leilão está a resultar, fornecendo melhores proveitos do ponto de vista do governo e, conseqüentemente, menos custos para os consumidores [24].



## 5. Abordagem à situação da União Europeia

Para o enquadramento da temática da tese, é importante aprofundar o estado de arte relativamente aos contratos por diferenças em Portugal e Inglaterra, mas importa, também, perceber como estão a ser promovidas as energias renováveis no resto da Europa.

De um modo geral, os esquemas que incluem tarifas FIT têm sido os mais comuns para a implementação de energias renováveis, uma vez que os promotores estão livres de qualquer risco. A ligação ao mercado é independente dos sinais do mesmo, pois é garantida uma tarifa para a energia que é produzida. No entanto, pode existir, mesmo utilizando FIT, alguma ligação ao mercado. Na Alemanha, por exemplo, o administrador da rede é o responsável pela venda de energia, e embora os sinais de preço não tenham um efeito no padrão de produção, estes influenciam o resultado do mercado à medida a que a eletricidade é integrada no mercado de curto prazo. Um exemplo que poderia motivar os produtores para um melhor funcionamento dos mercados em conjunto com as FIT pode passar pela atribuição de um bónus que beneficia os produtores com melhores previsões de produção, ajudando o sistema a evitar outros custos. A diferenciação da tarifa em função da época do ano é, também, uma medida que pode ajudar à integração das FIT no mercado.

De modo a estudar a situação atual existente na Europa, foram analisados alguns países considerados “chave”, tendo em conta a sua importância histórica, o impacto das energias renováveis a nível nacional e a preponderância da energia eólica na produção nacional. Esses valores podem ser consultados na Figura 5.1 [76].

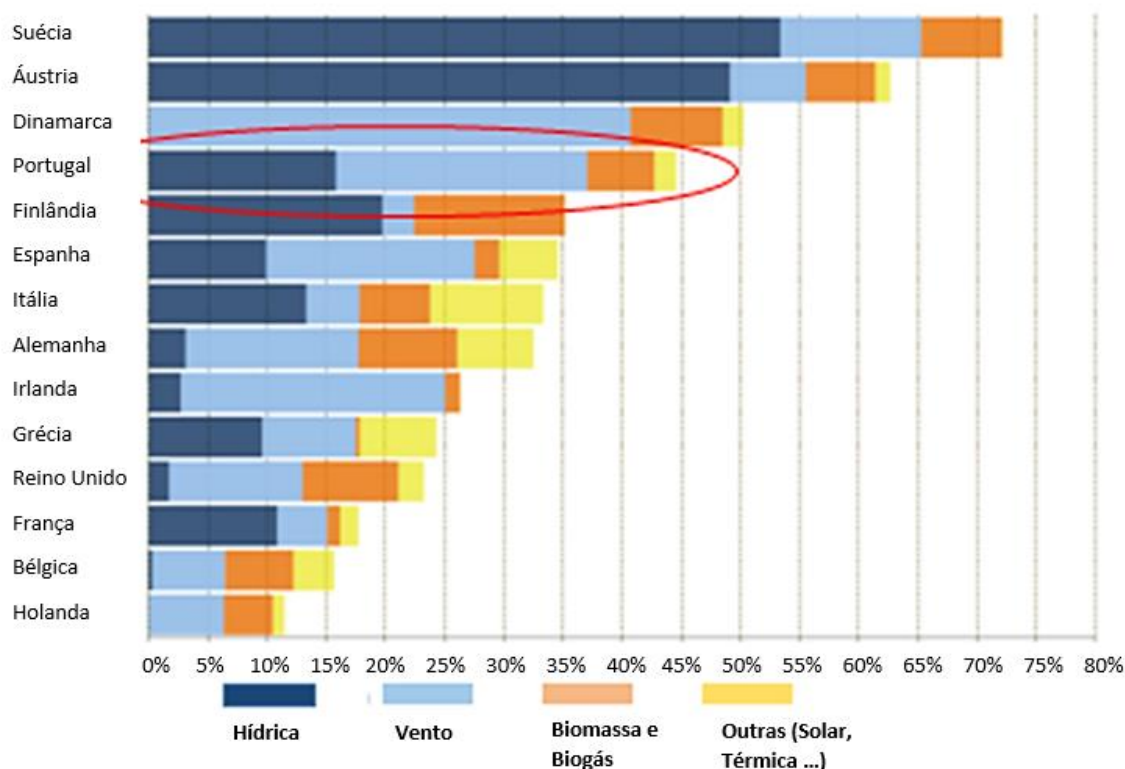


Figura 5.1 - Produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável na UE no ano de 2015 [76]

Os métodos de promoção da energia eólica na União Europeia encontram-se sumarizados na Tabela 5.1. É apresentada uma panorâmica dos regimes de apoio atualmente aplicados às novas instalações em estados-membros. As células em azul escuro referem-se a zonas onde existem esquemas de energia eólica “*onshore*”, as células laranjas correspondem a zonas onde os esquemas são adaptados à energia eólica “*offshore*”, as células azul-claro indicam zonas onde o suporte é apenas oferecido para energia microeólica e as células cinzentas representam zonas com regimes de apoio aplicáveis a outras tecnologias. Existem diferentes metodologias, mas a mais preponderante continua a ser a tarifa FIT [21, 24].

Tabela 5.1 - Métodos de promoção de eletricidade de origem renovável na União Europeia [21]

|                         | AT | BE | BG | CY | CZ | DE | DK | EE | ES | FI | FR | GR | HU | HR | IE | IT | LT | LU | LV | MT | NL | PL | PT | RO | SE | SI | SK | UK |
|-------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Feed-in tariff          | ■  | ■  |    |    | ■  | ■  |    |    |    |    | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  |    |    |    |    |    | ■  |    |    |    | ■  | ■  | ■  |
| Feed-in premium         |    |    |    |    | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  |    |    | ■  | ■  | ■  | ■  |
| Quota obligation        |    | ■  |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  |    | ■  | ■  | ■  | ■  |
| Contract for difference |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  |
| Investment grants       |    | ■  |    |    |    |    |    | ■  |    |    |    | ■  |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  |    |    | ■  | ■  | ■  |
| Tax exemptions          |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  | ■  |    |    | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  | ■  |    |    |    |    |    | ■  | ■  | ■  |
| Financing               |    |    |    |    |    | ■  | ■  |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  |
| Tendering schemes       |    |    |    |    |    |    | ■  |    |    |    | ■  |    |    |    |    | ■  |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    | ■  |

■ On- and offshore    
 ■ Offshore    
 ■ Micro - Wind    
 ■ Other RES

Tendo em conta os parâmetros anteriormente referidos, e feita uma descrição do mercado português e inglês, abordaram-se as situações dos seguintes países: Espanha, França, Itália, Alemanha, realizando, ainda, uma breve abordagem do que se passa no NordPool (Finlândia e Dinamarca) e na Holanda.

## 5.1 NordPool

Um caso relevante é o mercado escandinavo do NordPool, que opera na Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca. Neste caso, os contratos por diferença são utilizados para proteger os agentes das variações de preço em caso de separação de mercados [77, 78].

Os contratos por diferença são utilizados para fazer a gestão de risco, nomeadamente de congestionamento entre as zonas/nós. Um dos métodos mais comuns passa pela combinação entre contratos por diferenças e contratos financeiros tradicionais, com o preço de referência a ser o preço do sistema [77, 78].

Existem outras hipóteses, nomeadamente a realização de contratos bilaterais por área. No NordPool este tipo de contratos começou a ser utilizado em 2000, sendo o contrato relativo à diferença entre um certo “preço de área” e o preço do sistema. O preço do sistema é o preço de referência para contratos “*forward*” ou de futuros [77, 78].

Como a energia produzida provem de diversas fontes, a capacidade produzida e a capacidade de interligação pode variar. Deste modo, quando ocorrer um congestionamento na rede de transporte, dá-se a separação de mercados, onde os países integrantes são separados em subáreas. Em cada área existem diferentes preços, dependendo se a área em questão apresenta excesso ou défice de energia [79].

Deste modo, é calculado no NordPool um preço para cada área de licitação de cada hora do dia seguinte. Outro dos pontos a ter em consideração é que em caso de défice energético nenhuma das áreas tem privilégios em relação à outra, o que é uma característica importante do mercado liberal [78, 79].

Sabe-se que no NordPool o preço raramente é idêntico em todas as áreas devido às diferentes tecnologias utilizadas. Assim, é recorrente existir incapacidade da rede de transmissão em responder às necessidades de cada país. Deste modo, em grande parte do ano, o preço do sistema é diferente daquele que é praticado nas diferentes áreas de mercado [78, 79].

Os contratos futuros e “*forward*” são uma solução natural (fazendo a gestão de risco para o volume em transação) quando não existe este tipo de condicionamento. No entanto, os contratos por diferença acabam por ser uma solução possível, gerindo o risco quando o mercado se encontra separado, suprimindo as diferenças de valores entre o preço de sistema e o “preço da área” em questão. Quando o “preço da área” for superior ao do sistema, o titular do contrato receberá o valor da diferença. Caso contrário, pagará essa diferença. Uma junção dos contratos por diferença e contrato futuros ou “*forward*” permitirá cobrir todo o risco associado [78, 79].

### 5.1.1 Dinamarca

Na Dinamarca, país inserido no NordPool, a tarifa não é indexada à inflação. O sistema utilizado é o FIP, funcionando com um “*add-on*” somado ao valor de mercado e com um limite de remuneração máximo [80].

No caso da energia eólica, a tarifa (“*add-on*”) em 2015 foi de, aproximadamente, 33,8 €/MWh<sup>2</sup> (250 Danish Krone/MWh). Este valor corresponde a uma central com geração de 5,6 MWh por m<sup>2</sup> de área de rotor e 6600 horas de funcionamento com carga total. O limite máximo para a remuneração é de 80 €/MWh (580 Danish Krone/MWh). A tarifa é reduzida em 0,0013 € (DKK 0,01) quando o mercado se encontra a um preço superior a 42,9 €/MWh (330 DKK/MWh.) O produtor é responsável pela venda de eletricidade no mercado, bem como os custos inerentes. O período de elegibilidade da tarifa varia entre 10 e 20 anos [80].

### 5.1.2 Finlândia

Na Finlândia, a tarifa tem um valor flutuante e não está indexado à inflação. Geralmente é calculada como sendo o preço base menos o preço de mercado de referência (calculado como sendo a média aritmética dos preços horários a cada três meses para o cálculo da tarifa para esses três meses). No caso de preços de mercado negativos, não é paga qualquer remuneração e as tarifas duram 12 anos, sendo a tarifa base para a energia eólica de 83,5 €/MWh (ano de 2015) [24].

## 5.2 França

Em França, a alteração com maior impacto aconteceu em 2016, com a energia vendida pela EDF a ser comercializada através de contratos futuros, para além do mercado em bolsa [81].

---

<sup>2</sup> Utilizou-se a seguinte relação: 1 Danish Krone corresponde a 0,13 €.

Existe uma diferenciação das FIT ao nível tarifário de acordo com a hora do dia/ano, com quatro opções diferentes: verão/inverno e pico/fora de pico. A tarifa atual para a energia eólica é de 82 €/MWh durante 10 anos, variando posteriormente entre 28 €/MWh e 82 €/MWh por 5 anos, consoante a produção [24, 80, 81].

O valor médio da tarifa pago à energia eólica atualmente em França ronda os 91 €/MWh (em 2016) [81].

### 5.3 Alemanha

Na Alemanha, os quatro administradores da rede são os responsáveis pela integração da eletricidade proveniente de fontes de energia renovável abrangidas pelo regime FIT, sendo obrigados a vendê-la em mercado em bolsa. A fim de incentivar os administradores da rede a maximizarem as suas receitas, os produtores têm direito a um prémio anual se as suas previsões se afastarem o menos possível do padrão real de produção, minimizando assim os custos de gestão da rede [24].

Nos últimos anos foram tomadas algumas medidas na legislação alemã, tendo o regime de “*market premium alemão*” (“*Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie*”) sido introduzido pela primeira vez e numa base facultativa, em 2012. Desde agosto de 2014, é obrigatório para todos os novos produtores de energia renovável com uma potência instalada igual ou superior a 500 kW. Até 2012 as FIT fixas eram o único regime de apoio às energias renováveis [24].

Um dos principais objetivos do regime “*premium*” é dotar os produtores de FER com um papel ativo no mercado da eletricidade, estando também sujeitos a riscos devido às flutuações de preços a curto prazo e a responsabilidades de equilíbrio. Com este regime de tarifas, os produtores de FER têm a oportunidade de melhorar os seus proveitos em relação às FIT fixas. Por outro lado, caso sejam tomadas decisões económicas erradas por parte dos produtores, existirão perdas (limitadas). O objetivo destas alterações é que a produção seja sempre orientada à procura [24].

Neste regime, os produtores FER são obrigados a vender, diretamente ou através de terceiros, a eletricidade produzida, tendo direito a duas fontes de rendimento. Uma delas é fornecida pelo mercado, sendo o valor determinado pela quantidade de energia vendida; a outra (“*market premium*”) é determinada individualmente para cada produtor. O valor do “*market premium*” é calculado mensalmente, subtraindo ao valor de suporte de referência específico da tecnologia, a média do valor de mercado. Este método de cálculo do “*market premium*” encontra-se resumido na Figura 5.2 [14, 82].

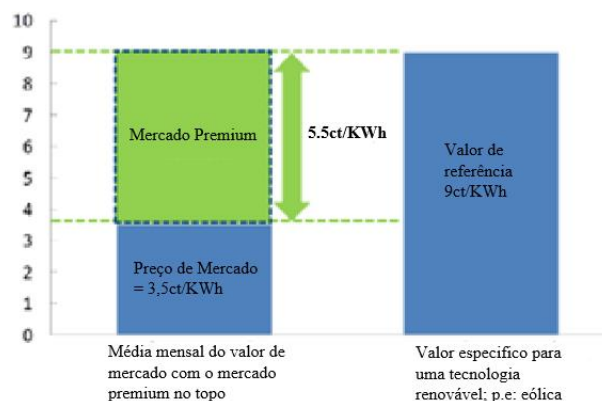


Figura 5.2 - Funcionamento do esquema “*premium*” na Alemanha [82]

Tendo em conta as especificidades da produção eólica (e fotovoltaica), o cálculo do valor de mercado é feito como sendo uma média mensal ponderada pela produção. Em particular, é calculado através do somatório (de todas as horas) do preço de mercado “EPEX” (mercado em bolsa) multiplicado pela produção eólica. Sendo esse somatório dividido pela produção mensal de energia eólica [24].

Importa referir que a revisão da “Lei das Fontes de Energia Renováveis” de 2014 (“*Renewable Energy Sources Act*”) prevê que o financiamento das energias renováveis seja atribuído através de leilões a partir de 2017. Este procedimento terá algumas semelhanças com o processo que decorre em Inglaterra [83].

Os leilões serão diferenciados e aplicados apenas a 3 tipos de tecnologia: eólica “*onshore*”, eólica “*offshore*” e grandes instalações fotovoltaicas, que vão cobrir aproximadamente 80% de toda a potência adicional que é gerada anualmente [83].

Os leilões serão diferentes de tecnologia para tecnologia, tendo sempre em conta as suas especificidades. No entanto, há aspetos comuns aos três tipos de leilão. Todos os leilões serão conduzidos pela “Agência de Rede Federal” (“BNetzA”). Em cada ronda irão ser feitas propostas simples, não existindo a hipótese de propostas flexíveis, e em envelope fechado, para uma determinada capacidade pré-definida [83].

As ofertas serão ordenadas da mais baixa para a maior, tendo em conta a capacidade que está a ser leiloadas. A ordenação tem em conta a soma entre o valor do “*market premium*” e o valor que a energia teria no mercado. Existe, também, um valor máximo. As ofertas acima do valor máximo não serão aceites. O preço máximo é publicado com antecedência [83].

Na Alemanha, a remuneração base é 89 €/MWh para um período entre 5 e 20 anos (dependendo das características do local). Após o período inicial, a remuneração baixa para 49,5 €/MWh (para um período entre 5 e 20 anos). A partir de 2016, se o preço de mercado for negativo em pelo menos 6 horas consecutivas, o valor de referência é igual a zero [21, 24, 80].

## 5.4 Holanda

Na Holanda, a tarifa tem um valor variável, sendo definida pelo preço base subtraído do fator de correção (preço de referência de mercado). Regra geral, é calculado como sendo a média anual não ponderada dos preços horários dia-a-dia. No caso da produção eólica, os preços horários de mercado são ponderados com valores da própria produção eólica. Geralmente os contratos têm a duração de 15 anos [24].

## 5.5 Itália

Em Itália, o valor da tarifa é, também, variável, sendo a forma de cálculo da mesma basicamente o valor da tarifa para cada tipo de tecnologia (ao qual se inclui outros valores de suporte) subtraída do preço horário de mercado de energia para determinada zona de preço. No caso de preços de mercado negativos, o preço de mercado de referência é contado como zero, pelo que a tarifa é igual à soma da tarifa FIT somada dos valores de suporte. A duração dos contratos é, regra geral, de 20 anos [12, 84].

Atualmente, os contratos são oferecidos através de um processo de leilão, estando o limite superior estabelecido em 110 €/MWh para a energia eólica em 2016. No entanto, o valor oferecido aos projetos vencedores foi de 66 €/MWh e foi esse o valor tomado como base para comparação [24, 84, 85].

Tendo em conta todas as centrais eólicas em funcionamento pode-se considerar uma tarifa de 116 €/MWh (valor médio de venda em 2016) [81].

## 5.6 Espanha

Em Espanha, os apoios para nova produção renovável encontram-se suspensos. A tarifa apresenta um valor variável, tendo diferentes valores consoante o tipo de tecnologia, entre outros parâmetros. O preço de referência foi em 2014, 2015 e 2016 o preço médio do mercado grossista de energia, que é contabilizado como uma média anual dos contratos de futuros do OMIP. A partir de 2017, o preço de referência do mercado é o valor estimado para esse ano, sendo atualmente de 52 €/MWh [24].

Não é permitida a comercialização de energia com valor negativo, face às regras em vigor no país. O apoio é garantido até ao final do tempo de vida estimado para cada tecnologia havendo, regra geral, uma tarifa para os primeiros anos de operação de cada central (normalmente entre 15 e 30 anos) e outras para os anos seguintes. A variação da duração da tarifa depende da tecnologia e da capacidade instalada. Os parques eólicos instalados antes de 2004 não recebem qualquer incentivo atualmente [86, 87, 88].

Os valores da tarifa têm sofrido uma descida derivada ao período de crise. A nova remuneração é baseada no preço de mercado, complementado por um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno pré-definido, garantindo uma rentabilidade razoável durante toda a vida da instalação. O prémio é calculado tendo por base ativos padrão (fator de utilização “*standard*”, produção e custos), e é dependente do ano de entrada em funcionamento, sendo aplicável até completar 20 anos após o comissionamento. Esta nova fórmula de cálculo tem, ainda, em consideração diversos fatores, como os custos de operação e manutenção, e tem criado bastante polémica [86, 87, 88].

O custo médio por parte do governo pode assumir-se como sendo de 65 €/MWh (valor médio de venda em 2016) [81].

## 5.7 Resumo da situação europeia

Em Portugal, a tarifa considerada foi de 91 €/MWh (2016), apesar de ser geralmente mais baixa e com tendência para descer cada vez mais. Em 2016, entraram em funcionamento centrais eólicas com tarifas a rondar os 70 €/MWh. Para Inglaterra, tendo em conta a o preço-alvo da ronda 1 (entre 79,23 e 82,50 £/MWh, dependendo do ano de entrega), considerou-se uma tarifa de 110 €/MWh [80].

A Tabela 5.2 apresenta valores típicos de remuneração para a energia eólica em 2016.

Tabela 5.2 - Valores típicos de remuneração de energia eólica em 2016

| Países     | Remuneração típica (€/MWh) |
|------------|----------------------------|
| Portugal   | 91                         |
| Inglaterra | 110                        |
| Espanha    | 65                         |
| França     | 82                         |
| Itália     | 116                        |
| Alemanha   | 89                         |

## 5.8 Propostas de alteração ao modelo

Nesta dissertação foram estudadas alternativas e propostas de melhoria do modelo implementado no Reino Unido tendo, também, por base os resultados apresentados na ronda 1.

Uma das propostas de alteração passa pela alteração conceptual do modelo, onde:

1. Deixaria de existir o leilão por lotes e passaria a realizar-se um leilão por tecnologia, seguindo as orientações e preferências definidas pelo governo, a nível nacional;
2. Introdução de uma multa pecuniária para os agentes cujos projetos não fossem implementados. Atualmente, os agentes são apenas sujeitos a um período de proibição de licitação em rondas seguintes, podendo esta não ser uma medida eficaz e completamente dissuasiva para os agentes que não têm a plena intenção de finalizar o projeto proposto;
3. Por fim, a maior alteração proposta passa pela introdução da negociação direta entre a companhia cujo proprietário é o governo e os agentes, nos casos das tecnologias onde exista mais procura de agentes do que oferta de capacidade por parte do governo.

A possibilidade de introdução de negociação nos leilões pode ser aplicada em diversas situações. Para o âmbito desta dissertação foi escolhida e estudada uma delas, sendo os resultados apresentados no capítulo 6 (caso de estudo 2). De forma simples, estando as propostas ordenadas por preço-alvo (do menor para o maior) e sendo as propostas na fase de leilão efetuadas em envelope fechado, é pouco provável que a capacidade de potência disponibilizada pelo governo seja “preenchida”, de maneira “perfeita”. Deste modo, a negociação é aplicada para a capacidade restante, aceitando os agentes apresentar uma proposta para essa capacidade sobrança. Os agentes selecionados, neste caso, serão aqueles cujos valores de preço-alvo proposto se encontram dentro de um diferencial de 5% relativamente à última proposta aceite diretamente através do leilão.

No entanto, a fase de negociação pode-se também aplicar noutras situações. Uma delas passaria por implementar a negociação direta entre a companhia cujo proprietário é o governo e os agentes em casos de empate. No entanto, sendo as propostas ordenadas tendo em conta o cêntimo de Euro, dificilmente existem propostas empatadas. Contudo, o conceito de “empate” poderia ser mais abrangente e incluir todas as propostas que arredondadas à unidade fossem do mesmo valor. Neste caso faria, também, sentido ser feita uma negociação direta entre ambos os agentes, sendo o objetivo da entidade governamental baixar ao máximo o preço-alvo proposto anteriormente pelo produtor.



## 6. Casos de estudo

No âmbito desta dissertação foram desenvolvidos casos de estudo que utilizaram simuladores do setor elétrico. Os aspetos relacionados com estes temas são desenvolvidos no presente capítulo.

### 6.1 Simuladores do setor elétrico

A realização de casos de estudo com recurso a simuladores multiagente do setor elétrico permite recriar situações bastante próximas do que se passa no mercado real. Estas simulações são realizadas com o objetivo de obter uma análise em termos económicos, comportamentais e estruturais de um modo fiável, permitindo a representação de vários agentes do mercado elétrico com diferentes objetivos e comportamentos. Para além da análise de mercado, o simulador permite compreender o comportamento individual de cada agente e a sua capacidade de interagir com os outros [89, 90].

Agentes, por definição, são sistemas computacionais capazes de realizarem decisões, de modo a atingirem objetivos previamente definidos, interagindo, para tal, com outros agentes. Por envolverem diversos agentes, estes sistemas são também designados por sistemas multiagente. O constante desenvolvimento deste tipo de tecnologias, impulsionado pela diversa aplicabilidade, tanto a nível industrial, como comercial, faz com que estes tipos de simuladores sejam cada vez mais utilizados [89, 90].

O simulador utilizado na presente dissertação, em termos de “*software*”, recorre à plataforma “*JADE*” (“*Java Agent Development Framework*”). Esta ferramenta foi criada tendo em vista o desenvolvimento de sistemas multiagente e aplicações que obedecessem aos critérios para agentes inteligentes da “*FIPA*” (“*Foundation for Intelligent Physical Agents*”). O *JADE* está escrito em linguagem “*Java*” e é composto por vários pacotes de “*software*”, dando a possibilidade ao programador de trabalhar sobre funcionalidades já existentes ou sobre interfaces abstratas para a aplicação de tarefas [91].

#### 6.1.1 Agentes

Nesta dissertação são utilizados 2 tipos de agentes: agente comprador (“governo”: companhia cujo proprietário é o governo) e agente vendedor (produtor). Cada agente tem propriedades distintas, sendo as seguintes as principais: autonomia (cada agente é independente do sistema); adaptação (os agentes adaptam-se ao meio envolvente); heterogeneidade (todos os agentes podem ser diferentes e possuir características próprias); capacidade sociais (os agentes comunicam entre si e trocam informações relevantes). Todos os agentes têm um comportamento orientado aos objetivos previamente delineados [90, 92].

Não entrando em pormenor nesta temática, importa ressaltar que cada agente se encontra exposto ao risco durante uma negociação de um contrato bilateral. A gestão de risco influencia diretamente a flexibilidade de variação de preços por parte dos produtores (que tentam vender ao maior preço possível) e por parte dos compradores (que têm o objetivo contrário). Na presente dissertação foi adotada a teoria da utilidade esperada, que basicamente define 3 tipos de perfis [90, 92].

Os três perfis de agente podem, então, ser sumarizados como [90]:

- Averso ao risco: um agente que prefere um cenário onde tem a garantia de ganhar certos valores em relação a outros cenários onde os valores seriam maiores, mas a possibilidade de não existir qualquer retorno também seria possível. Este tipo de agente opta por concluir o negócio mesmo que possa ser menos rentável, ou seja, prefere um cenário com desfecho e valores garantidos comparativamente a um cenário onde o desfecho é incerto;
- Propenso ao risco: um agente que prefere arriscar e opta por cenários onde existe a possibilidade de existirem ganhos mais elevados (sem serem garantidos) em vez de uma posição mais segura onde os ganhos seriam menores;
- Neutro: um agente que assume uma posição neutra em relação aos outros tipos de perfil.

Considerando o trabalho desenvolvido por Francisco Sousa<sup>3</sup>, adotou-se  $\lambda$  como medida da atitude de um agente relativamente ao risco. Este parâmetro varia entre 1 e -1, sendo  $\lambda = -1$  para um agente totalmente propenso ao risco,  $\lambda = 1$  referente a um agente completamente averso ao risco e  $\lambda = 0$  para um agente neutro [93, 94].

Os diferentes perfis acabam por resultar em diferentes resultados negociais. As estratégias negociais são uma função do preço que, por sua vez, são uma função de  $\lambda$ , ou seja, da atitude de cada agente relativamente ao risco. Assim, o comportamento de cada agente envolvido na negociação poderá ser mais ou menos flexível, facilitando ou dificultando a obtenção de um acordo final.

Desde modo, e definindo diferentes perfis, o grau de concessão varia, alterando o comportamento negocial de cada agente e, conseqüentemente, os resultados serão diferentes. Na negociação simulada na secção 6.2, para além de alterado o perfil dos agentes vendedores (empresas) foi, também, alterado o perfil do agente comprador (“governo”).

Após uma reflexão sobre a forma como é feita a promoção das energias renováveis a nível europeu, tentou perceber-se qual seria a aplicabilidade dos contratos por diferenças em Portugal e, quais seriam as mudanças a efetuar caso o modelo inglês fosse implementado.

## 6.2 Caso de estudo 1

O caso de estudo 1 consiste na análise do rendimento de duas centrais eólicas na zona de Lisboa, uma de 4,2 MW e outra de 18 MW de capacidade instalada. O objetivo passa por calcular o valor da tarifa e o rendimento obtido em cada uma das centrais em Portugal. Esses valores vão ser, posteriormente, comparados com os valores do mercado diário nacional. De seguida, será feito o mesmo estudo tendo em vista a premissa hipotética de que as centrais receberiam rendimento através de um contrato por diferenças, e perceber quais as diferenças em Portugal e em Inglaterra, das FIT e preço-alvo relativamente aos respetivos mercados.

---

<sup>3</sup> F. Sousa. Comercialização Bilateral de Energia em Mercados Liberalizados: Contratos por Diferenças e Gestão de Risco. Lisboa, 2014.

## 6.2.1 Rendimentos e tarifas de centrais eólicas em Portugal

Para realizar o primeiro caso de estudo foi necessário perceber qual seria o nível de rendimento de cada uma das centrais em simulação.

Para efeitos de cálculo considerou-se os valores dispostos na Lei: no período de hora legal de inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta; no período de hora legal de verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta. Em 2015, o horário legal de Verão ficou compreendido entre 29 de março e 25 de outubro.

A fórmula para o cálculo da tarifa é a seguinte (ver seção 2.3.3) [37]:

$$VRD_m = (KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \times Z) \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1-LEV} \quad (6.1)$$

Para calcular o valor remuneratório  $VRD_m$  é necessário calcular, em primeira instância, o valor da parcela  $KMHO_m$ . Este valor é calculado, considerando os valores de  $KMHO$  (p,c, para as horas de ponta e de cheia e v para as horas de vazio) sumarizados na Tabela 2.3 (seção 2.3.3) [37].

Na seguinte fórmula,  $ECR_{pc,m}$  corresponde à energia por mês (em kWh) produzida pela central renovável em horas de ponta ou cheia, enquanto  $ECR_{v,m}$  corresponde à energia produzida em horas de vazio num mês. A parcela  $ECR_m$  corresponde ao total da energia produzida nesse mesmo mês [37].

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (6.2)$$

Após obtermos o  $KMHO_m$ , foi calculado o valor da parcela fixa ( $PF(VRD)_m$ ), pela seguinte fórmula [37]:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m} \quad (6.3)$$

- $PF(U)_{ref}$  é o valor unitário de referência para  $PF(VRD)_m$ , o qual corresponde ao custo unitário mensal de investimento em novos meios de produção, cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção. Toma o valor de 5,44 € por kWh/mês [37].
- $COEF_{pot,m}$  é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m, garantindo a potência proporcionada pela rede pública [37].

Este coeficiente é calculado através da seguinte fórmula [37]:

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{\frac{ECR_m}{POT_{dec}}}{0,80 \times 24 \times NDM_m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \quad (6.4)$$

Nesta fórmula:

- $NHP_{ref,m}$  é o número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês  $m$ , o qual é avaliado pelo quociente  $ECR_m/POT_{dec}$  [37];
- $NHO_{ref,m}$  é o número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês  $m$ , de  $COEF_{pot,m}$ , o qual é avaliado pelo produto  $0,80 \times 24 \times NDM_m$  [37];
- $POT_{dec}$  é a potência da central, declarada pelo produtor no ato de licenciamento, expressa em kilowatts-hora [37];
- $NDM_m$  é o número de dias do mês  $m$  [37];
- $POT_{med,m}$  é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês  $m$ , expressa em kilowatts (KW) e é calculado através da seguinte fórmula [37]:

$$POT_{med,m} = \min(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m}) \quad (6.5)$$

De seguida, calcula-se a parcela fixa ( $PV(VRD)_m$ ). Esta parcela é calculada através da seguinte fórmula [37]:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m \quad (6.6)$$

Nesta formulação,  $PV(U)_{ref}$  é o valor unitário de referência para  $PV(VRD)_m$  que corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção, cuja construção é evitada pela central renovável. Este toma o valor de 0,036 €/kWh [37].

Posteriormente foi calculado o valor da parcela ambiental ( $PA(VRD)_m$ ) utilizando a seguinte fórmula [37]:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m \quad (6.7)$$

- $ECE(U)_{ref}$  é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável que corresponde a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção, cuja construção é evitada pela central renovável. Este toma o valor de  $2 \times 10^{-5}$  €/g [37];
- $CCR_{ref}$  é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável [37].

Por fim, o parâmetro LEV toma os seguintes valores [37]:

- 0,015, no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;
- 0,035, no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

Como não existe maneira de saber em que ano entrou em funcionamento cada uma das centrais, considerou-se que estas entraram em operação no ano 2005 para efeitos de cálculos. Assim, a parcela “ $IPC_{m-1}/IPC_{ref}$ ” que respeita ao índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente (onde a

referência é o início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável) foi calculada através dos dados disponibilizados pelo INE. Este valor foi aproximadamente 1,16. Calculadas todas as parcelas pode calcular-se o  $VRD_m$  [37, 95].

O valor da tarifa é calculado utilizando a seguinte equação [37]:

$$\text{tarifa} = \frac{VRD_m}{ECR_m} \quad (6.8)$$

Esta metodologia de cálculo foi seguida para as duas centrais eólicas instaladas na zona de Lisboa. Para cada uma foram obtidos os valores de produção hora a hora durante todo o ano de 2015 e realizados os cálculos com base nesses dados. A Central com capacidade instalada de 4,2 MW será designada por “Central 1” e a central com 18 MW instalados por “Central 2”.

Para cada uma das centrais foi, assim, calculado o rendimento e a tarifa obtida em 2015. Foram estudados e são apresentados os resultados de referência para um mês (janeiro de 2015), bem como dados médios para todo o ano de 2015. Os resultados encontram-se sumarizados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Rendimentos das centrais eólicas estudadas

|  | Central 4,2 MW | Central 18 MW |
|--|----------------|---------------|
| <b>VRD<sub>m</sub> – janeiro [€/mês]</b>     | 74.240         | 311.973       |
| <b>VRD<sub>m</sub> – média anual [€/mês]</b> | 63.259         | 245.246       |
| <b>Tarifa – janeiro [€/MWh]</b>              | 86,44          | 84,63         |
| <b>Tarifa – média anual [€/MWh]</b>          | 86,40          | 85,02         |

Percebe-se que os valores das tarifas rondam os 85 €/MWh, valores “altos” se forem tidos em conta os valores médios do mercado diário, mas bastante inferiores aos valores médios da tarifa eólica praticada em 2015 e 2016 se tivermos em conta toda a produção instalada em Portugal.

## 6.2.2 Comparação entre Portugal e Inglaterra

De modo a fazer uma comparação mais aproximada entre as realidades de Portugal e Inglaterra relativamente ao regime de tarifas FIT vs contratos por diferenças e os respetivos preços-alvo, foi feito um estudo tendo em conta não só o valor de câmbio da moeda, mas também a paridade das economias dos dois países, que são bastante díspares.

Esta simulação, apesar de ter tido em conta a paridade económica entre os países não permite tirar conclusões definitivas, uma vez que os parques elétricos de cada país (dimensão e tecnologias) e os mercados são bastante distintos.

Tendo em conta os dados mais recentes publicados pela OCDE, para 2016, o valor do PP (“*purchase power*”) foi de 0,690 em Inglaterra e de 0,585 em Portugal [96].

Dividindo as libras pela taxa PP do RU obtém-se o equivalente em dólares:  $1000/0,69 = 1449,28$  €. Posteriormente multiplicando pela taxa PPP de Portugal, obtém-se o resultado final:  $1449,28 \times 0,585 = 847,83$  €. Deste modo, pode concluir-se que, em 2016, 847,83 € em Portugal “compram” o mesmo que 1000 £ no Reino Unido e foi esta a conversão utilizada neste capítulo.

Tendo em conta os preços-alvo negociados na ronda 1 de alocação, onde o valor mínimo para a energia eólica foi de 79,23 €/MWh e o máximo foi de 82,50 €/MWh, dependendo dos anos de entrega considerados, foi utilizado um valor médio de 80,87 €/MWh.

Como em Inglaterra vigoram as tarifas FIT para projetos com capacidade instalada inferior a 5 MW, a tarifa de referência considerada para Portugal corresponde aos 85,02 €/MWh relativos à Central 2, cuja análise foi feita na secção anterior. Utilizando este valor médio de preço-alvo e atualizando para Euro, tendo em conta a paridade económica nacional, conclui-se que este valor corresponde a 68,56 €/MWh. Ou seja, um valor inferior aos das tarifas calculadas para as centrais 1 e 2. Comparando com a tarifa de referência este valor é 19,36% inferior ao praticado em Portugal.

De referir, no entanto, que caso tivesse sido feita uma conversão direta da moeda (e considerando que 1 € corresponde a 0,82 £ - valor médio para o ano de 2015), o preço-alvo médio considerado corresponderia a 98,92 €/MWh, um valor superior ao das tarifas FIT praticadas no nosso país, e superior em 15,99% à tarifa de referência considerada.

Como abordado anteriormente, todos os fatores que separam a realidade de Portugal e do Reino Unido fazem com que estes resultados permitam tirar poucas conclusões em relação à eficácia do método, uma vez que a “transposição” de realidades pode não ser a melhor. É, inclusivamente, discutível se este método que utiliza a paridade de poder de compra é mais fiel à realidade do que uma simples conversão cambial.

### **6.2.3 Comparação FIT Portugal vs mercado diário Portugal**

Para se poder retirar conclusões relativamente à eficácia e ao benefício económico por parte das entidades governamentais de cada país foi, então, feita uma comparação interna das tarifas e contratos por diferenças relativamente aos valores de mercado.

Em relação a Portugal, foram comparados os valores das centrais em estudo com o preço médio aritmético do mercado diário do MIBEL.

Para tentar perceber em que situação se encontra o valor da tarifa relativamente aos valores praticados no mercado foram elaboradas duas comparações. Tal como no caso do cálculo das tarifas e rendimentos para as duas centrais, foram, também, realizadas comparações para o mês de janeiro de 2015 e para a média geral anual desse mesmo ano.

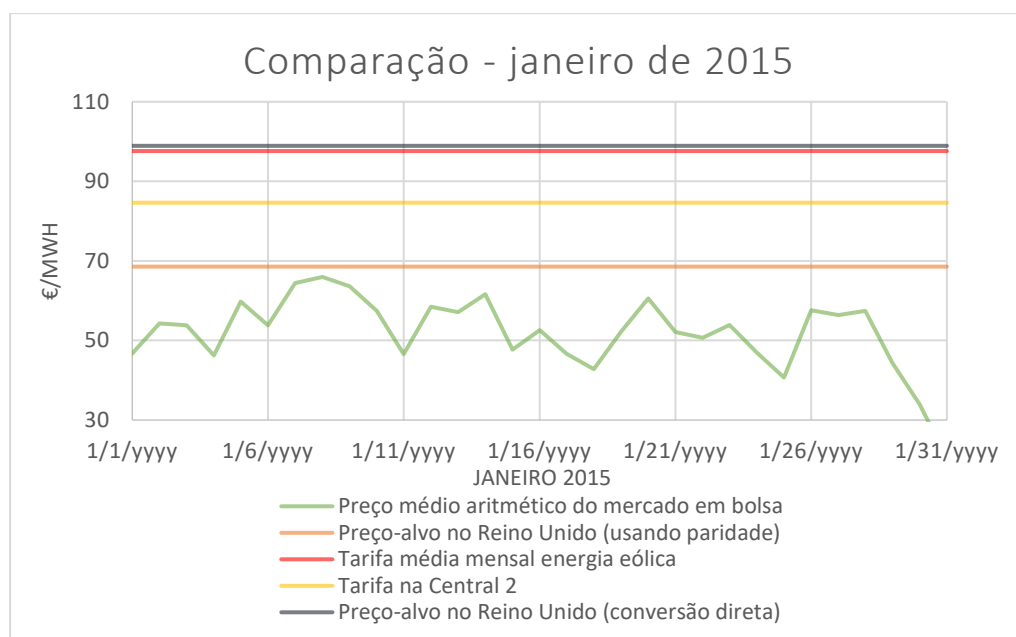


Figura 6.1 - Comparação dos valores de mercado em Portugal com as tarifas pagas

A comparação entre os valores praticados em mercado, relativamente à tarifa de referência (84,62 €/MWh referente à Central 2 para janeiro de 2015), permite perceber que o risco acaba por estar sempre do lado do “governo”, uma vez que os valores médios de mercado nunca se aproximam dos valores da tarifa FIT. Se for colocado o preço-alvo inglês (utilizando o método de conversão através da paridade), considerando o valor de 68,56 €/MWh, percebe-se que este valor já está mais “adequado” relativamente aos valores de mercado. A título de exemplo, o dia 14/01/2015 teve um preço médio aritmético de 61,59 €/MWh, “apenas” 10,17% inferior ao tal preço-alvo. No entanto, utilizando a conversão direta, o valor do preço-alvo inglês acaba por estar bastante desajustado relativamente aos valores praticados no mercado em bolsa (Figura 6.1).

Focando a análise no mercado nacional percebe-se que o desajustamento é ainda maior. O valor médio praticado em janeiro foi de 51,82 €/MWh, que é um valor 38,76% inferior ao da tarifa de referência considerada (Central 2).

Alargando o estudo a toda a realidade nacional, e considerando toda a rede de energia eólica em atividade em Portugal, sabe-se que a tarifa média praticada em Portugal Continental foi de 97,61 €/MWh [97].

Neste caso, o desajuste é ainda maior relativamente ao mercado, sendo a tarifa FIT paga aos produtores praticamente o dobro dos valores praticados no mercado diário (superior em 46,91%).

Posteriormente, foi feita uma comparação mais global relativa a todo o ano de 2015 entre o preço aritmético médio mensal de 2015 e os valores médios mensais das tarifas pagas ao universo dos produtores de energia eólica. Em 2015, o mês de dezembro foi aquele onde a remuneração dos produtores em média foi menor, sendo este valor de 80,00 €/MWh. O mês onde a tarifa paga aos produtores foi maior foi o de maio, sendo o valor de 98,71 €/MWh. Em média, a tarifa, em 2015, cifrou-se nos 94,11 €/MWh. Já o preço médio aritmético em Portugal da energia elétrica foi de 50,37 €/MWh, sendo, portanto, a tarifa FIT 46,48% superior.

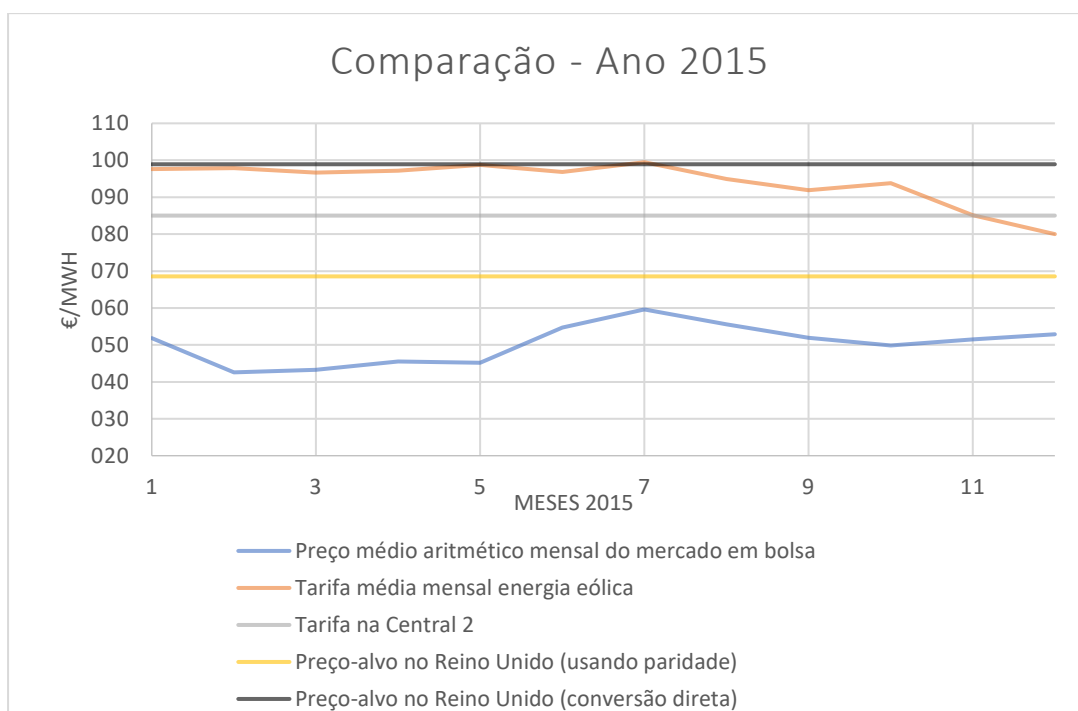


Figura 6.2 - Comparação dos valores do mercado grossista em 2015 com as tarifas pagas

Esta diferença não é tão vincada se tivermos em conta os valores da tarifa paga à Central 2, que é 40,76% superior à média de mercado. Se for tida em consideração o preço-alvo do Reino Unido “convertido” para a realidade portuguesa, este valor seria 26,53% superior ao do mercado, sendo ainda importante reforçar que quando o valor de mercado fosse superior ao do preço-alvo existiria um pagamento do produtor ao “governo” (Figura 6.2).

Esta realidade ajuda a corroborar as opiniões de que as tarifas FIT acabam por ser um método ultrapassado, ainda para mais tendo em conta o estado de desenvolvimento tecnológico atual da energia eólica.

#### 6.2.4 Comparação contratos por diferença Inglaterra vs mercado grossista inglês

Para completar esta análise de viabilidade e comparativa entre as realidades portuguesa e inglesa foi feita uma comparação entre os contratos por diferenças (preço-alvo) e os valores praticados no mercado em Inglaterra.

Foram, então, obtidos os preços médios mensais da eletricidade na Grã-Bretanha de janeiro de 2015 a dezembro de 2015, em libras esterlinas por MWh. Estes dados, foram, posteriormente, comparados com os preços-alvo dos contratos por diferenças definidos para a energia eólica [98].

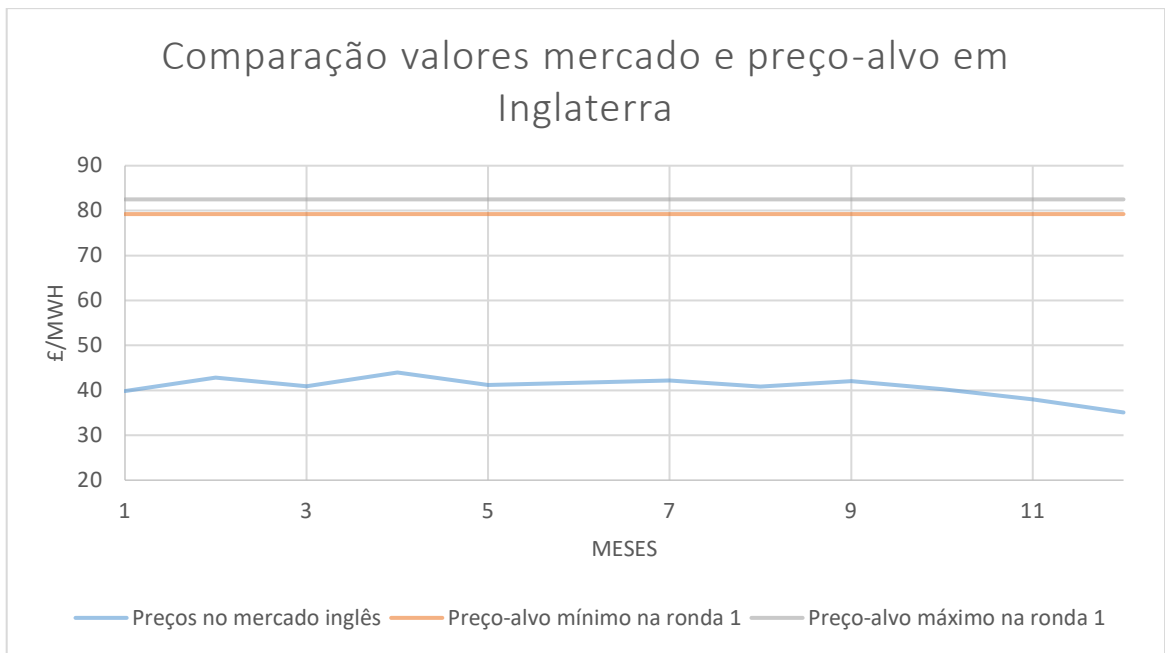


Figura 6.3 - Comparação entre os valores praticados no mercado inglês e os preços-alvo da ronda 1

À primeira vista nota-se que existe, também, uma grande disparidade entre os valores de mercado e os valores de preços-alvo negociados. No entanto, considerando um preço médio para a eletricidade negociada em mercado de 40,76 £/MWh, percebemos que o valor do preço-alvo é 48,57% superior e que seria muito improvável existirem pagamentos do produtor ao “governo”. No entanto após uma análise de dados mais recentes, percebe-se, que os valores são bem mais ajustados com a entrada destas novas tecnologias (Figura 6.3).

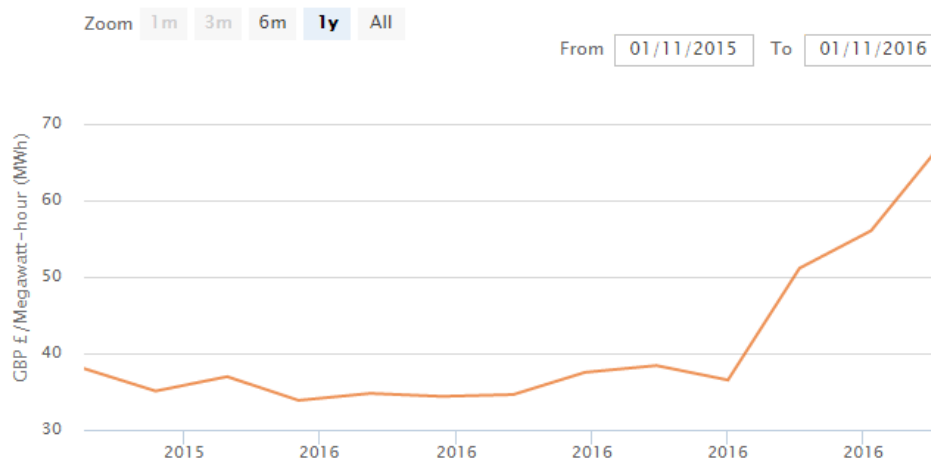


Figura 6.4 - Variação dos preços médios de mercado mensais no Reino Unido [99]

Com recurso à Figura 6.4 é fácil depreender que os preços da energia no mercado diário de eletricidade têm subido cada vez mais nos últimos tempos. Consequência, não só da entrada em funcionamento das novas centrais renováveis, mas também da recorrente menor utilização de centrais elétricas a carvão, que provocaram uma subida dos preços. A necessidade de substituir grande parte do parque electroprodutor no Reino Unido, aliada da necessidade de cumprimento das metas energéticas

em termos de emissões e implementação de energia proveniente de fontes renováveis impostas pela UE, fazem com que exista atualmente uma tendência para a subida dos preços da energia elétrica.

A título de exemplo, o preço médio do mercado diário no Reino Unido em novembro de 2016 foi de 67,54 £/MWh, ou seja, 14,75% superior ao preço-alvo definido para esse ano, o que reforça a possibilidade de existirem cada vez mais períodos em que os produtores têm de compensar financeiramente o “governo” com o aumento dos preços da energia elétrica.

## **6.2.5 Análise dos resultados do caso de estudo 1**

Em jeito de conclusão percebe-se que quer em Portugal, quer em Inglaterra, existe algum desfasamento dos valores das tarifas em relação aos valores de mercado, o que acaba por ser normal, pois as tarifas não pretendem apenas transmitir aos produtores segurança no valor da remuneração, mas também promover a aposta nas energias renováveis, bem como compensar o menor investimento em energias convencionais, contribuindo assim para o cumprimento das metas europeias.

A principal diferença nesta análise tarifa vs mercado entre Portugal e Inglaterra prende-se com a subida dos preços do mercado elétrico inglês, ao contrário do português onde existe uma tendência de estabilização de valores, que faz com que os pagamentos por parte do “governo” sejam sobejamente menores do que acontece em Portugal (apesar da tendência de estabilização de valores, verificou-se, no início de 2017, uma subida acentuada dos valores do mercado em bolsa em Portugal). A juntar a isto, a tão falada característica que prevê o pagamento do produtor ao “governo” quando o valor de mercado é superior ao preço-alvo definido, diminuí também o risco do país neste tipo de apostas.

## **6.3 Caso de estudo 2**

### **6.3.1 Pressupostos**

Utilizando a plataforma JADE e um “*software*” de negociação desenvolvida no LNEG, foram formulados alguns dos pressupostos para este caso de estudo [88].

O estudo centra-se na implementação de um modelo de leilão adaptado relativamente ao apresentado pelo governo inglês. O “governo”, entidade fictícia, lançará uma ronda de alocação para a energia eólica com a capacidade de 150 MW e os agentes produtores, através das suas propostas, tentam que lhes seja atribuído o direito de assinarem um contrato por diferenças para a produção de energia.

### **6.3.2 Ronda 1 em Inglaterra e adaptações**

A eficácia dos leilões na ronda 1 de alocações de contratos por diferenças no Reino Unido pode ser comprovada fazendo uma breve comparação entre os ASP e os CSP. No caso da energia eólica percebe-se que a redução média relativamente ao ASP foi de 17%, mas se olharmos para o solar fotovoltaico esta redução foi de 58% em 2015-2016. Estes projetos, acabaram, no entanto, por não avançar.

Estes resultados permitem inferir que o processo de leilão funcionou. Importante realçar, mais uma vez, que o ASP já é um valor considerado justo e compensador quer para o “governo”, quer para o produtor. Assim, percebe-se que este método de leilões acabou por trazer maior benefício económico para o “governo”, em vez de outros métodos mais simples de promoção de energias renováveis como a realização de um concurso para certa capacidade com um nível de remuneração (via tarifa em €/MWh) previamente definido.

Relativamente à ronda 1 do processo de alocação em Inglaterra, nota-se um domínio dos projetos eólicos, que acabaram por ser os mais bem-sucedidos em ambos os lotes. Isto pode significar que outras tecnologias poderiam ter dificuldade em competir pelo financiamento através do esquema de contratos por diferenças, levando a uma convergência de novas capacidades para um pequeno número de tecnologias de geração (isto é, as tecnologias mais eficientes e desenvolvidas de cada lote). Na proposta desenvolvida no âmbito desta dissertação, pensou-se que fazia sentido as tecnologias estarem divididas por tecnologia e não por lotes. Existem ainda algumas diferenças de rendimento e investimento que fazem com que num regime de lotes os investidores se centrem mais num tipo de tecnologia. De modo a existir uma maior diversidade tecnológica, e mesmo uma maior competição dentro da mesma tecnologia, um regime de contratos por diferenças apenas entre projetos com a mesma tecnologia seria uma opção mais viável.

Na ronda 1 de alocação no Reino Unido, dois projetos de energia solar fotovoltaica alcançaram o preço-alvo de 50 £/MWh no leilão, significativamente menor do que o esperado, o que levou à preocupação de que alguns produtores possam licitar de forma estratégica ao invés de basear as suas ofertas nos custos esperados. Posteriormente, ambos os projetos solares rescindiram a sua oferta. Atualmente, qualquer projeto bem-sucedido que não opte pelo seu contrato por diferenças é impedido de participar em leilões futuros por um período de 13 meses.

No entanto, a ausência de uma sanção pecuniária direta nesses casos pode limitar a eficácia do regime, caso se verifiquem casos adicionais de licitação “especulativa” não havendo intenção de cumprir o acordo. Numa adaptação do modelo, faria sentido implementar medidas que inibam este tipo de licitação “especulativa”. Para além da proibição de licitar durante um período a definir, faria sentido a introdução de uma sanção pecuniária no valor do preço-alvo acordado, de modo a que o “governo” não seja prejudicado em termo do plano que definiu. Esta é outra das adaptações, que faria sentido implementar no modelo.

### 6.3.3 Leilão

A simulação decorrerá em duas fases. Uma primeira realizada no “*software*” Excel, onde será simulado o leilão propriamente dito e uma segunda onde, utilizando o simulador com “*software*” JADE, são simuladas negociações entre o “governo” e os produtores.

O leilão foi feito tendo em conta alguns pressupostos. Foram “disponibilizados” pelo “governo”, nesta ronda, 150 MW de capacidade. O preço-alvo administrativo foi definido como sendo 94 €/MWh, isto porque como referenciado no caso de estudo, 94,11€/MWh, foi o valor médio pago aos produtores eólicos durante o ano de 2015 em Portugal. Foram, então, simuladas propostas entre esse valor e o valor mínimo de 68,56 €/MWh que correspondem ao preço-alvo médio atribuído na ronda 1 no Reino Unido “transposto” para Portugal. Foi tomado como valor de referência para o mercado, o valor médio aritmético do MIBEL para Portugal em 2015: 50,37 €/MWh.

Simuladas as propostas foram atribuídos diretamente 123,3 MW de capacidade a 7 empresas. No entanto, ao contrário do que acontece no modelo inglês, neste modelo as propostas seguintes que se incluam num valor 5% superior à última proposta atribuída diretamente através de leilão são chamadas a negociar bilateralmente com o “governo” de modo a tentarem aceitar uma capacidade que se inclua dentro do volume possível e um preço-alvo o mais baixo possível. Ou seja, neste caso os agentes estariam limitados a uma capacidade de 26,7 MW pelo que teriam que reduzir as capacidades propostas no leilão, uma vez que os 150 MW eram o limite de capacidade definido pelo “governo”, não sendo passível de alteração.

| Empresa | Strike Price proposto (€/MWh) | Capacidade proposta (MW) | Ordem |  |             |
|---------|-------------------------------|--------------------------|-------|--|-------------|
| 10      | 68,59                         | 5,2                      | 1     | Strike price mínimo                    | 68,56 €/MWh |
| 23      | 69,82                         | 32,6                     | 2     | Administrative Strike Price            | 94 €/MWh    |
| 4       | 71,12                         | 16,6                     | 3     | Capacidade a instalar                  | 150 MW      |
| 18      | 73,18                         | 15,5                     | 4     | Total capacidade aceite via leilão     | 123,3 MW    |
| 19      | 73,70                         | 24,2                     | 5     | Capacidade a negociar                  | 26,7 MW     |
| 5       | 74,22                         | 8,3                      | 6     | Consideradas para negociação propostas | 79,65 €/MWh |
| 20      | 75,86                         | 20,9                     | 7     |  |             |
| 1       | 76,40                         | 31,9                     | 8     |  |             |
| 21      | 77,67                         | 34,4                     | 9     |  |             |
| 7       | 78,36                         | 34,4                     | 10    |  |             |
| 25      | 81,26                         | 26,6                     | 11    |  |             |
| 26      | 81,28                         | 12,7                     | 12    |  |             |
| 9       | 82,10                         | 31,4                     | 13    |  |             |
| 17      | 82,80                         | 33,5                     | 14    |  |             |
| 11      | 84,28                         | 26,8                     | 15    |  |             |
| 27      | 84,44                         | 9,5                      | 16    |  |             |
| 22      | 84,74                         | 10,8                     | 17    |  |             |
| 6       | 85,79                         | 25,9                     | 18    |  |             |
| 16      | 85,86                         | 31,9                     | 19    |  |             |
| 15      | 87,05                         | 25                       | 20    |  |             |
| 2       | 89,15                         | 34,9                     | 21    |  |             |
| 13      | 89,76                         | 10,7                     | 22    |  |             |
| 12      | 90,53                         | 5,6                      | 23    |  |             |
| 14      | 91,59                         | 22,1                     | 24    |  |             |
| 30      | 91,87                         | 20,1                     | 25    |  |             |
| 29      | 92,19                         | 30,7                     | 26    |  |             |
| 24      | 92,28                         | 25                       | 27    |  |             |
| 8       | 92,29                         | 15,5                     | 28    |  |             |
| 3       | 93,41                         | 30,7                     | 29    |  |             |
| 28      | 93,96                         | 11,5                     | 30    |  |             |

Figura 6.5 - Resultado do leilão para a simulação presente no caso de estudo 2

Tendo em conta os resultados da simulação (Figura 6.5), as empresas designadas pelo número 1, 21 e 7 serão alvo de uma negociação bilateral com o “governo”. Para efeitos desta dissertação, a designação das empresas será a seguinte: empresa 1 “*Power Solutions*”, empresa 21 “*Energy Portugal*” e empresa 7 “*Wind Energy Lisboa*”. De referir que os nomes das empresas são fictícios.

### 6.3.4 Negociação no simulador e considerações iniciais

No processo de pré-negociação é necessário serem definidos os preços iniciais e os preços limite por parte das 3 empresas em negociação e por parte do “governo”. A partir destes valores de preço-alvo serão feitas as negociações tendo em vista a obtenção de um acordo rentável para ambas as partes. Por definição as propostas iniciais representam os objetivos mais otimistas por parte dos agentes e os preços mínimos e os valores mínimos aceitáveis sob os quais os agentes estariam disponíveis para realizar acordo.

Tabela 6.2 - Preços iniciais e preços limites de negociação para cada um dos agentes

| Agente                      | Preço inicial (€/MWh) | Preço limite (€/MWh) |
|-----------------------------|-----------------------|----------------------|
| Governo                     | 75,86                 | 76,40                |
| <i>Power Solutions</i>      | 76,40                 | 72,58                |
| <i>Energy Portugal</i>      | 77,67                 | 73,79                |
| <i>Wind Energy Portugal</i> | 78,36                 | 74,44                |

Para a simulação consideraram-se os preços mínimos e de referência apresentados na Tabela 6.2. Estes valores tiveram em conta os seguintes pressupostos: no caso do “governo” o preço inicial para a negociação será o da última proposta aceite através da negociação em leilão. Neste caso a proposta apresentada pela “Empresa 20” de 75,86 €/MWh. O preço limite será o da 1ª proposta não aceite por excesso de capacidade, ou seja, a proposta apresentada pela “*Power Solutions*” de 76,40 €/MWh.

Relativamente aos agentes produtores, neste caso os agentes vendedores, os valores iniciais são aqueles que foram apresentados no leilão, sendo o preço limite 5% inferior a esse mesmo valor.

### 6.3.5 Interface do simulador

O simulador utilizado apresenta uma interface gráfica em inglês e permite a realização da negociação de contratos por diferenças, sendo os valores de entrada e as características negociadas entre os intervenientes personalizáveis pelo utilizador [94].

Inicialmente, são selecionados os intervenientes na negociação, sendo o agente comprador o “governo” (“*Government*”) e os agentes vendedores as empresas interessadas em negociar mediante a possibilidade de assinar um contrato por diferenças. Na Figura 6.6 pode observar-se as janelas iniciais do programa, onde são selecionados os agentes em negociação.

Figura 6.6 - Janelas iniciais, onde são escolhidos os intervenientes na negociação

Após a escolha dos intervenientes, neste caso o “*Government*” e a empresa “*Power Solutions*”, são escolhidas as modalidades de negociação, sendo para o caso da presente dissertação selecionados os contratos por diferenças “*two-ways CfDs*” (que confere a possibilidade de pagamentos dos dois lados).



Figura 6.7 - Seleção dos tipos de contrato

Selecionado o tipo de contrato (Figura 6.7), o passo seguinte prende-se com a pré-negociação, onde cada agente apresenta as suas pretensões iniciais a nível de preço-alvo. Para efeitos de negociação, teve de ser definido um perfil típico de negociação, como referido anteriormente, um perfil industrial.

No passo seguinte são definidos os protocolos e moldes envolvidos na negociação, tais como a sua exposição ao risco, as estratégias de cada um, ou o protocolo de ofertas. Em termos de protocolos, o selecionado é o de ofertas alternadas, onde resumidamente um agente apresenta uma proposta, e o outro uma contraproposta, até chegarem a um acordo (tendo em conta a data limite) ou chegarem à conclusão de que o acordo não é possível.

Posteriormente, são definidos os valores das propostas iniciais (Figuras 6.8 e 6.9), onde é feita de parte a parte a proposta de preço-alvo. Os objetivos iniciais de cada um dos agentes foram referidos na secção anterior e correspondem a perspetivas otimistas. No caso da empresa “*Power Solutions*”, o valor do preço-alvo é de 76,40 €/MWh.

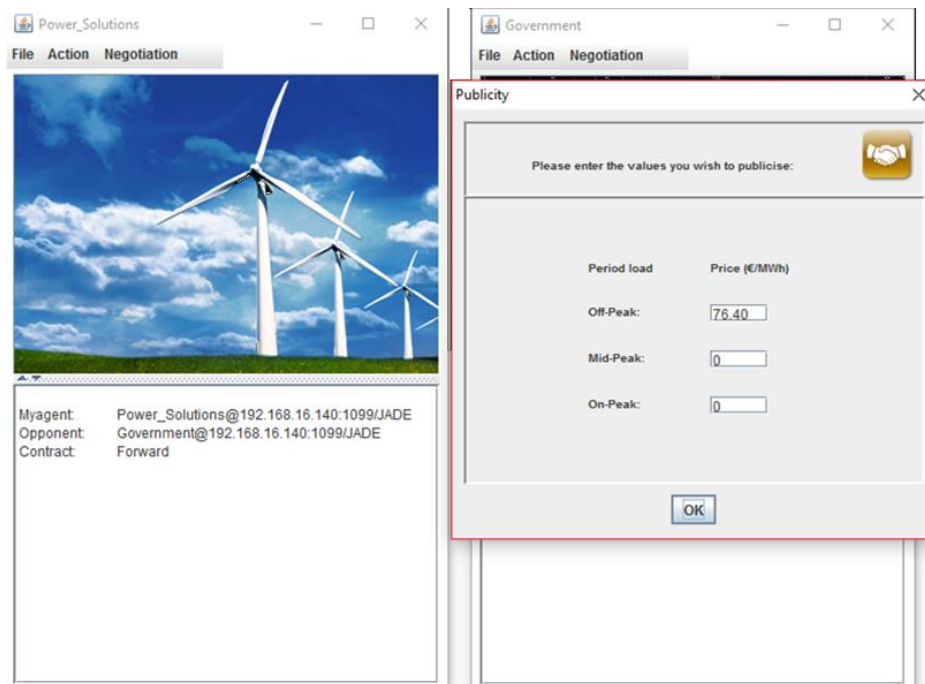


Figura 6.8 - Publicitação dos valores iniciais em negociação por parte das empresas

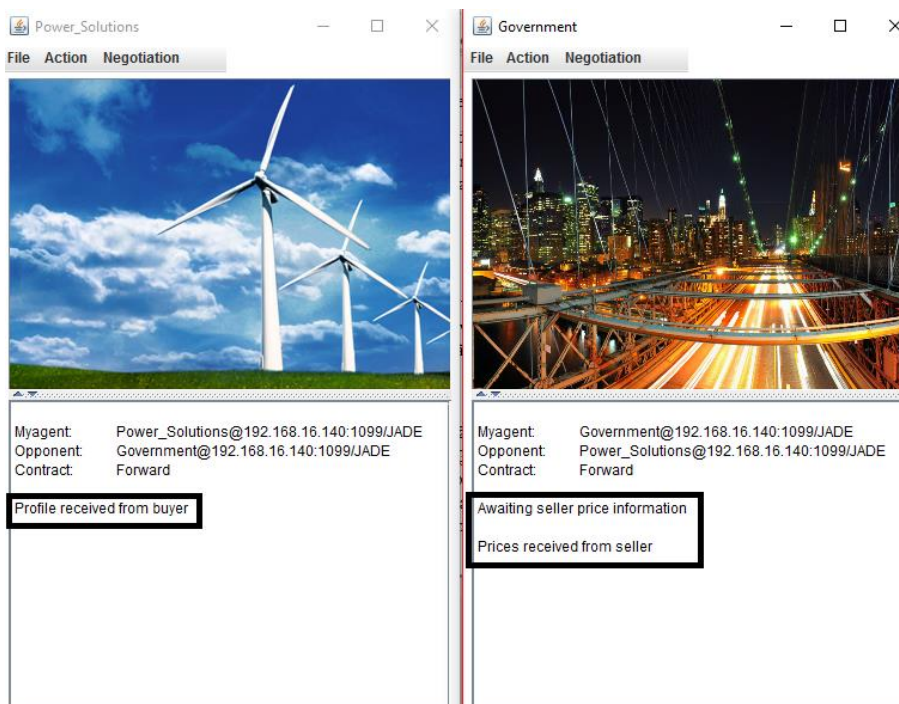


Figura 6.9 - Receção dos perfis por parte dos agentes envolvidos na negociação

Durante a fase negocial é, também, fundamental definir o perfil de aversão ao risco (Figura 6.10), como a possibilidade de seleccionar os perfis típicos definidos e explicados anteriormente (avesso ao risco, propenso ao risco, ou neutro).

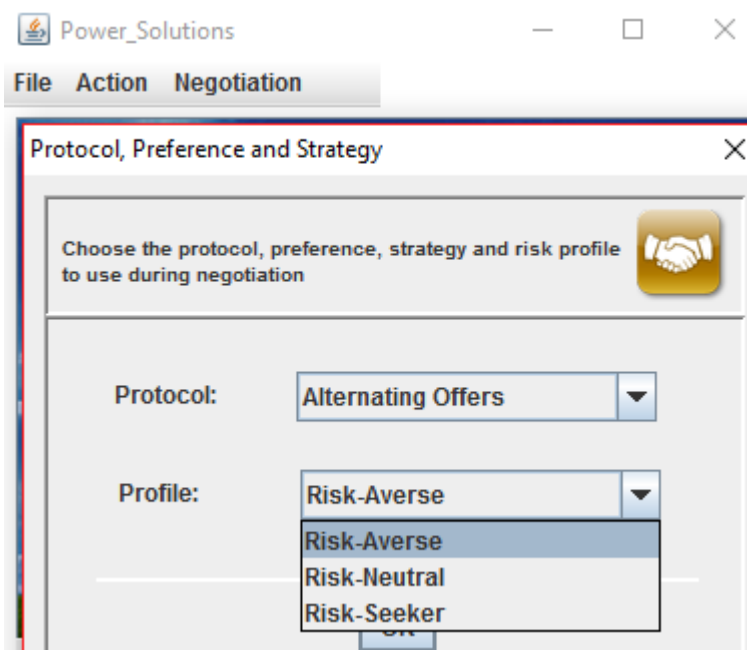


Figura 6.10 - Definição do perfil de propensão ao risco por parte da empresa

Definidas as estratégias, o simulador irá iniciar o processo negocial, divulgando as propostas e contrapropostas apresentadas pelos dois agentes, até à eventual conclusão da negociação.

No final, são apresentados os resultados, onde é divulgado o preço acordado entre as partes. Considerou-se um preço médio de mercado em Portugal de 50,37 €/MWh, o valor médio de mercado aritmético do MIBEL para o ano de 2015. É, ainda, apresentado o número total de propostas realizadas durante a negociação.

### 6.3.6 Simulação

Feito um resumo das capacidades e particularidades do simulador adotado, nesta secção serão apresentados alguns dos resultados das simulações efetuadas. No segundo caso de estudo, como referido anteriormente, serão colocadas em negociação, duas a duas, as empresas com o “governo”, tentando chegar a acordo e baixando (do ponto de vista do “governo”) o valor do preço-alvo dos contratos por diferenças (neste caso, os “*two-way CfDs*”).

Em termos de negociação foram considerados os pressupostos negociais definidos anteriormente, sendo a duração dos contratos de um ano. Este contrato será, no entanto, extrapolado para os 15 anos de duração do acordo entre o “governo” e os agentes vendedores, sendo sempre ajustado ao valor da inflação anual.

### 6.3.7 Resultados da simulação

Nesta secção são apresentados os resultados dos 3 cenários considerados para a negociação dos contratos por diferenças. Foram escolhidas 3 subsimulações para recriar os diferentes casos:

- 1) “governo” e agentes vendedores com perfil neutro;
- 2) “governo” com um perfil propenso ao risco e vendedores com um perfil neutro;
- 3) “governo” com um perfil propenso ao risco e vendedores que variam no seu perfil.

À partida o “governo”, agente comprador, terá a tendência a ser propenso ao risco, uma vez que como tem 3 hipóteses em cima da mesa tudo fará para baixar o valor do preço-alvo. Neste caso, considera-se a hipótese de os agentes não conseguirem chegar a acordo face aos perfis de negociação. No entanto, mesmo neste caso, haverá sempre a possibilidade de se chegar a acordo com um dos outros agentes.

Como referido anteriormente os valores base para a negociação foram os seguintes: da parte do “governo” 75,86 €/MWh, e da parte das empresas, “*Power Solutions*”, “*Energy Portugal*” e “*Wind Energy Lisboa*”, 76,40 €/MWh, 77,67 €/MWh e 78,36 €/MWh, respetivamente. Sendo os limites mínimos pré-definidos, relativamente aos agentes vendedores, menos de 5%.

#### Caso 1

**Perfil do “governo”:** neutro ( $\lambda=0$ );

**Perfil das empresas:** neutro ( $\lambda=0$ ).

Foi considerado o caso mais simples, onde a perceção do risco não influencia nenhuma das partes, ou seja, todos os agentes negociam com um perfil neutro. Os resultados desta negociação podem ser consultados na Tabela 6.3. Na Figura 6.11 encontra-se representada uma das janelas do programa na fase final da negociação, sendo, neste caso, apresentado o resultado da negociação entre o “governo” e a empresa “*Power Solutions*”.

#### **Resultados:**

Tabela 6.3 - Resultados da negociação no caso 1

| Empresa a negociar com o “governo” ( $\lambda=0$ ) | Preço-alvo negociado (€/MWh) | Número de propostas trocadas até acordo |
|--|------------------------------|---|
| <i>Power Solutions</i> ( $\lambda=0$ )             | 75,45                        | 2                                       |
| <i>Energy Portugal</i> ( $\lambda=0$ )             | 76,02                        | 2                                       |
| <i>Wind Energy Portugal</i> ( $\lambda=0$ )        | 76,12                        | 3                                       |

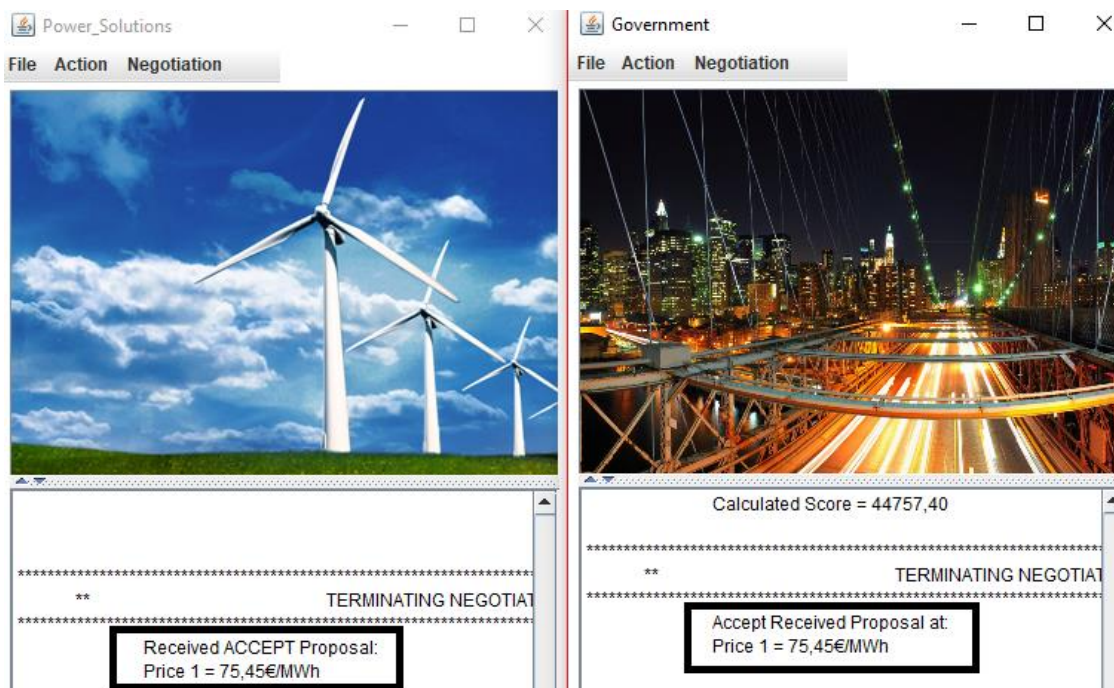


Figura 6.11 - Resultado da negociação entre a empresa “Power Solutions” e o “governo”

## Caso 2

**Perfil do “governo”:** propenso ao risco ( $\lambda=-1$ );

**Perfil das empresas:** neutro ( $\lambda=0$ ).

Neste caso foi seguido o pressuposto de que o “governo” teria maior liberdade negocial e que se não chegasse a acordo com uma das empresas poderia ter sucesso na negociação com alguma das outras. Deste modo foi considerado para o “governo” um perfil propenso ao risco, enquanto que os agentes vendedores mantêm um perfil neutro. Os resultados finais da negociação podem ser consultados na Tabela 6.4.

### **Resultados:**

Tabela 6.4 - Resultados da negociação no caso 2

| Empresa a negociar com o “governo” ( $\lambda=-1$ ) | Preço-alvo negociado (€/MWh) | Número de propostas trocadas até acordo |
|---|------------------------------|---|
| <i>Power Solutions</i> ( $\lambda=0$ )              | 75,36                        | 4                                       |
| <i>Energy Portugal</i> ( $\lambda=0$ )              | 76,00                        | 2                                       |
| <i>Wind Energy Portugal</i> ( $\lambda=0$ )         | 76,10                        | 3                                       |

### Caso 3

**Perfil do “governo”:** propenso ao risco ( $\lambda=-1$ );

**Perfil das empresas:**

- “*Power Solutions*”: Averso ao risco ( $\lambda=1$ );
- “*Energy Portugal*” e “*Wind Energy Lisboa*”: Propenso ao risco ( $\lambda=-1$ ).

No caso 3, e face aos resultados obtidos nas últimas simulações, decidiu-se mudar o perfil dos intervenientes. Do ponto de vista do “governo”, considerou-se que faria sentido manter o perfil propenso ao risco. Já do ponto de vista das empresas, considerou-se que a que tinha pretensões mais baixas (“*Power Solutions*”) teria um perfil avesso ao risco. Já as outras duas (“*Energy Portugal*” e “*Wind Energy Portugal*”) arriscariam mais em termos negociais, e apresentariam um perfil propenso ao risco. Os resultados finais podem ser consultados na Tabela 6.5.

### **Resultados:**

Tabela 6.5 - Resultados da negociação no caso 3

| <b>Empresa a negociar com o “governo” (<math>\lambda=-1</math>)</b> | <b>Preço-alvo negociado (€/MWh)</b> | <b>Número de propostas trocadas até acordo</b> |
|---|-------------------------------------|--|
| <i>Power Solutions</i> ( $\lambda=1$ )                              | 76,17                               | 3  |
| <i>Energy Portugal</i> ( $\lambda=-1$ )                             | 76,01                               | 2  |
| <i>Wind Energy Portugal</i> ( $\lambda=-1$ )                        | 76,10                               | 3  |

### **6.3.8 Análise dos resultados do caso de estudo 2**

Feitas as simulações, percebe-se que a empresa (“*Power Solutions*”) que tinha feito a melhor proposta (valor mais baixo em €/MWh) acabou por ser aquela que conseguiu chegar a acordo com o “governo”, diminuindo as pretensões iniciais nos casos 1 e 2. No caso 3, a empresa “*Energy Portugal*” devido à sua postura de propensão ao risco acabou por fazer uma melhor proposta relativamente à “*Power Solutions*”, que foi, também, superada pela proposta da “*Wind Energy Portugal*”. Na Figura 6.12 pode ser consultado um resumo das propostas efetuadas (o traço indica as pretensões iniciais do “governo”).

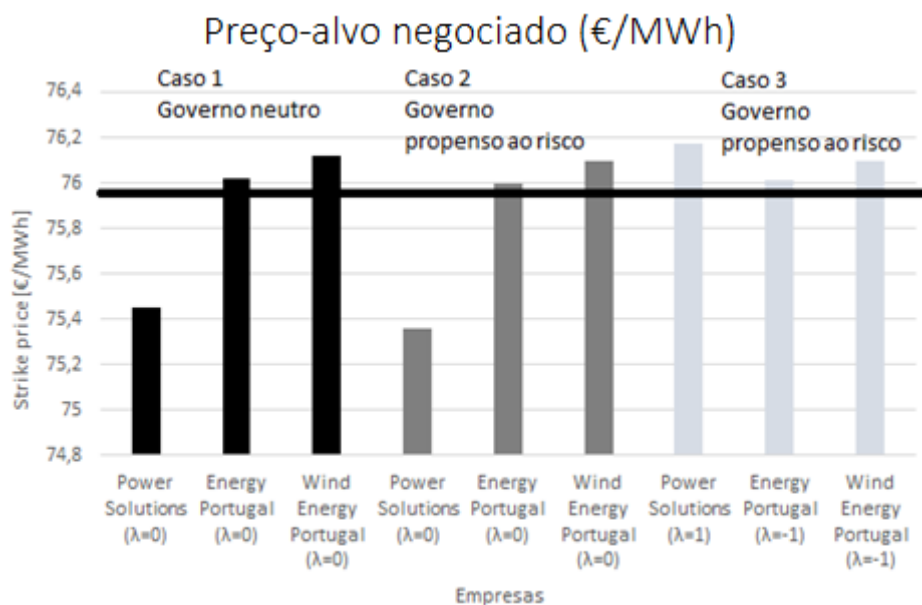


Figura 6.12 - Resumo das propostas efetuadas durante a negociação do caso de estudo 2

Inicialmente, as pretensões do “governo” seriam as de igualar o valor proposto pela última empresa (“Empresa 20”, referida anteriormente na Figura 6.5) que viu o seu contrato atribuído automaticamente e que tinha feito uma proposta de 75,86 €/MWh. No entanto, a negociação com a “Power Solutions” nos casos 1 e 2 acabou por diminuir o valor do preço-alvo para 75,45 €/MWh e 75,36 €/MWh, respetivamente. No entanto, e seguindo os pressupostos do concurso, o CSP (preço-alvo de compensação), que seria atribuído a todos os projetos vencedores (através de leilão direto, ou negociação) teria o valor de 75,86 €/MWh.

Apesar deste contrato por diferenças prever pagamentos nos 2 sentidos, verifica-se que na prática, e a curto prazo, em Portugal, as diferenças seriam regra geral pagas no sentido “governo” - produtor. Isto porque os valores de mercado diário em Portugal raramente ultrapassam os 70 €/MWh. No entanto, este acordo cuja validade seria de 15 anos acabaria por proteger o “governo” de duas formas. No imediato, protegendo-se relativamente aos dias do ano onde os preços de mercado superam o valor do preço-alvo acordado; e a longo prazo, protegendo-se contra uma eventual escalada dos preços da energia elétrica. Apesar deste não ser um cenário espetável.

Fazendo a análise dos resultados de forma mais detalhada, analisando os casos em si e comparando-os conseguem-se retirar outras conclusões. Fazendo foco ao caso 1, que corresponde à versão mais simples e onde todos os agentes têm um perfil neutro na negociação, percebe-se que as empresas acabam por ceder relativamente às suas posições iniciais. No entanto, a que apresentava um valor inicial inferior (“Power Solutions”) acabou por ser a empresa que continuou a apresentar a melhor proposta do ponto de vista do “governo” (75,45 €/MWh), sendo, portanto, a proposta selecionada. Esta proposta, por si, acabava por satisfazer as pretensões do “governo”.

Em relação ao caso 2, percebe-se que o facto de o “governo” ter mudado a sua perceção relativamente ao risco, passando de neutro para propenso ao risco, proporcionou que os resultados das propostas fossem ainda mais baixos e mais satisfatórios do ponto de vista do “governo”. A proposta da “Power Solutions” acabou por ser de igual modo aceite, sendo que o valor do preço-alvo negociado baixou de 75,45 €/MWh para 75,36 €/MWh (0,12% mais baixo do que o do caso 1). Esta acaba por ser

uma prova evidente quando se compara os dois casos, permitindo tirar conclusões sobre a influência do risco na concretização dos objetivos. A maior inflexibilidade negocial por parte do “governo” revelou-se mais benéfica, conseguindo negociar um preço-alvo mais baixo com cada empresa.

O caso 3 pretendeu confirmar a influência da exposição ao risco no resultado final das negociações. Nos casos 1 e 2, como referido anteriormente, onde todos os agentes vendedores tinham a mesma perceção de risco, levou a que a empresa que tinha apresentado a proposta inicial menor chegasse a acordo com o “governo”. Neste caso decidiu-se que essa empresa teria agora uma atitude avessa ao risco ao contrário das outras duas que seriam propensas ao risco. Os resultados foram interessantes e comprovaram que as duas empresas, mesmo com pretensões iniciais superiores, acabaram por acordar o valor de negócio com o “governo” com um preço-alvo inferior ao da “*Power Solutions*”. Neste caso a empresa que acordou um preço-alvo mais baixo foi a “*Energy Portugal*” com um valor de 76,01 €/MWh, mesmo assim 0,88% superior ao acordado pela “*Power Solutions*” no caso 2.

Conclui-se, então, que os contratos por diferenças acabam por ser instrumentos interessantes por parte do “governo” para a gestão de risco, precavendo-se e protegendo-se de possíveis eventualidades existentes nos mercados de energia.



## 7. Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado no decorrer desta dissertação. São, ainda, apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros a realizar nesta área.

### 7.1 Síntese de resultados

O futuro das energias renováveis merece uma cuidada reflexão, nomeadamente no que diz respeito ao apoio financeiro das mesmas atendendo ao seu significativo impacto na fatura energética. Em Portugal, as FIT são a forma mais comum de promoção de energia de origem renovável, mas aos poucos essa tendência tem vindo a mudar. No início, os apoios financeiros aos produtores foram essenciais para compensar o significativo risco tecnológico que os promotores dos projetos tiveram de assumir. As FIT marcam a principal etapa da aposta que passou pelo aumento da penetração das energias renováveis, etapa que está praticamente concluída. Atualmente, devido ao constante e intenso desenvolvimento tecnológico, outras formas de apoio à produção energética de origem renovável foram surgindo e são cada vez mais comuns pelo que a consolidação deste processo pode pensar-se, também, com recurso a outras modalidades de apoio.

Em Inglaterra surgiram, em 2014, os contratos por diferenças como forma de apoio às energias renováveis. Este método de promoção acaba por ser benéfico para ambas as partes envolvidas, governo e produtor, mas sobretudo para os governos que acabam por utilizar os contratos por diferenças como forma de gestão de risco associado à incerteza e volatilidade dos preços de mercado. Este método de promoção envolve, numa primeira fase, os leilões em envelope fechado e, numa segunda fase, a assinatura de um contrato por diferenças entre as partes envolvidas na negociação.

A grande vantagem deste tipo de contratos entre os agentes passa pela gestão do risco associado ao mercado de energia elétrica, sendo os contratos personalizados e ajustados às necessidades de cada tipo de agente. O risco está diretamente associado à incerteza de produção (que é maior no caso das tecnologias renováveis) e do consumo, que acabam por conduzir a um risco financeiro ligado à volatilidade dos preços do mercado em bolsa. A assinatura deste tipo de contrato, ou de outro tipo de contrato bilateral, permite a diminuição da exposição ao risco dos participantes, agente comprador, governo, e agentes vendedores, neste caso, os produtores. Este foi, precisamente, o motivo que levou ao aparecimento de uma alternativa ao mercado em bolsa, que, apesar de ser um método, à partida, mais justo e que promove a competição tem, também, as suas limitações.

A análise da situação atual permitiu concluir que a nível europeu, a maior parte da promoção de energia de origem renovável continua a ser feita através das FIT. A pesquisa bibliográfica efetuada sobre o mercado inglês permitiu concluir que, relativamente à ronda 1 de alocação, os preços-alvo atribuídos atingiram um nível significativamente inferior (em média 17%) aos preços-alvo administrativos, para quase todas as tecnologias e anos de entrega. O preço-alvo administrativo, estabelecido pelo governo, foi determinado como um retorno "justo" do investimento caso o leilão competitivo não resultasse num preço-alvo de compensação. Isso é uma evidência de que o processo de leilão resulta, e que faz sentido uma análise da aplicabilidade desta solução adaptada à realidade portuguesa.

No capítulo 1, foi feita uma introdução aos temas alvos desta dissertação, bem como explicados os principais objetivos deste trabalho. Nos capítulos seguintes (2, 3, 4 e 5), foi realizado um levantamento bibliográfico, seguido de análises de alguns pontos fundamentais relativos ao tema. No geral, foram abordados nesta dissertação alguns temas como o MIBEL (história e funcionamento), a promoção das energias renováveis em Portugal, a contratação bilateral em geral, e em particular os contratos por diferenças e, por fim, a reforma do mercado inglês e a situação europeia no que diz respeito à promoção das energias renováveis atualmente.

Tal como explicado no capítulo 6, o trabalho prático está dividido em dois casos de estudo e devido aos resultados obtidos infere-se que os contratos por diferenças são, realmente, uma solução a considerar no que toca à promoção de energia renovável. O caso de estudo 1 permitiu validar o modelo dos contratos por diferenças, tendo sido feita uma comparação com as FIT, bem como entre os mercados de energia português e inglês. Relativamente ao caso de estudo 2, foi simulada uma proposta de modelo, que consistia num leilão em envelope fechado, numa primeira fase; e, numa segunda fase, a negociação entre agentes (“governo” e empresas, os agentes vendedores). Neste caso de estudo, foram ainda criados alguns subcasos para permitir retirar conclusões relativamente ao perfil dos agentes envolvidos na negociação.

Esta simulação foi feita com recurso a agentes de “*software*” autónomos que negociaram num ambiente multiagente. Neste ambiente foram simuladas negociações, através da troca de propostas e contrapropostas, que permitiram tirar ilações relativamente aos perfis de perceção do risco das partes envolvidas (propenso, avesso e neutro ao risco).

As simulações realizadas no caso de estudo 2, como referido, retrataram um modelo adaptado relativamente ao implementado no Reino Unido, tendo sido feita uma negociação considerando apenas por tecnologia, neste caso eólica, ao invés do que decorreu no Reino Unido onde as tecnologias se encontravam separadas por lotes. Esta alteração poderá proporcionar um aumento da competitividade entre tecnologias, promovendo uma competição mais justa, pois nem todas as tecnologias se encontram no mesmo estado de maturação. Ao mesmo tempo, esta separação poderia fazer com que o governo definisse quais são as suas pretensões em termos de tecnologias a implementar no país. Na ronda 1 de alocação do Reino Unido, esta demonstração de prioridades em termos tecnológicos também existiu, mas apenas na utilização do leilão “mínimo”. Esta solução pode abranger outras tecnologias, definindo prioridades ainda que de forma menor, e, ao mesmo tempo, “coabitar” com o leilão “mínimo”, possibilidade que existe no modelo implementado no Reino Unido.

Durante as simulações, percebeu-se que é possível baixar as pretensões iniciais dos agentes vendedores, acompanhando as necessidades e indicações de preço-alvo propostas pelo “governo”. Percebe-se, ainda, que o perfil de negociação influencia o resultado da negociação, sendo perceptível que o melhor negócio (do ponto de vista do “governo”) se deu quando este tinha um perfil propenso ao risco. Este perfil confere, de forma natural, a sua posição pois o “governo” sabe que caso não chegue a acordo com um dos agentes, conseguirá alcançar um acordo com outro.

Concluindo, percebe-se que os contratos por diferenças, funcionam, de facto, como instrumentos de gestão de risco e de estabilização dos preços de eletricidade. O governo e, conseqüentemente, os consumidores acabam deste modo por sair protegidos aquando da assinatura deste tipo de contratos. Assim, percebe-se que é uma alternativa credível às FIT e que o futuro da promoção das energias renováveis pode acabar por seguir este caminho, nomeadamente em Portugal, onde a tendência passará por terminar com o apoio via FIT.

## 7.2 Perspetivas futuras

Tendo em conta as conclusões obtidas são sugeridas, de seguida, algumas propostas de trabalho para desenvolvimento futuro.

Uma das melhorias passaria pelo aprofundamento e desenvolvimento de funcionalidades relativas aos contratos por diferenças, integrando-as no simulador. Nas novas funcionalidades poder-se-iam implementar outros agentes no simulador, disponibilizando o recurso a outros tipos de tecnologia, para além da energia eólica. Numa primeira fase, e face ao desenvolvimento atual da tecnologia, a energia fotovoltaica seria, talvez, a mais interessante de ser adicionada. Poderiam, ainda, ser incluídos diferentes horizontes temporais para as compensações financeiras feitas de parte a parte.

No decorrer deste ano de 2017 serão lançados os resultados da ronda 2 de alocação de contratos por diferenças, continuando o processo de reforma do mercado energético do Reino Unido. Neste sentido, seria interessante realizar um estudo sobre os resultados da ronda, tentando perceber quais as principais diferenças em relação aos procedimentos e resultados entre as duas rondas.

Abordando, novamente, o simulador, e seguindo o processo de leilão desenvolvido no Reino Unido, seria interessante implementar o sistema de leilões no próprio “*software*”, dando a opção ao utilizador de personalizar o número de agentes envolvidos, o preço-alvo administrativo e a capacidade disponível para leilão por tecnologia (ou lote), entre outras personalizações possíveis. Esta implementação permitiria que todo o processo fosse simulado num único “*software*”, dispensando a utilização do “*Excel*” para a simulação do leilão, tal como aconteceu durante o desenvolvimento da presente dissertação. As margens relativamente às pretensões iniciais de cada agente que chegasse à fase de negociação com o “governo” poderiam, também, estar diretamente dependentes da tecnologia em questão e maturidade da mesma (sendo, por exemplo, atribuída uma percentagem de margem típica para cada tecnologia). No caso desta dissertação, recorde-se, foi atribuída uma percentagem de margem fixa relativamente ao valor inicial da proposta.

Outra das possíveis melhorias passaria pela implementação da negociação direta com o “governo” noutras situações. Uma delas, referida anteriormente, passava pela negociação entre propostas que excedessem a capacidade a instalar pré-definida pelo governo e que arredondadas à unidade fossem do mesmo valor. Deste modo, estas propostas poder-se-iam considerar como “empatadas”, funcionando a negociação como método de desempate entre as propostas.



## Referências bibliográficas

- [1] Energia em Portugal. Disponível em: <<http://www.energiaportugal.pt/pt/energia-em-portugal>>. Acedido a 3 de dezembro de 2016.
- [2] Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 D.R. N.º 70/2013, Série I.
- [3] REN. Europe signals the policy. Lisboa, 2016.
- [4] Governo de Portugal. COMPROMISSO PARA O CRESCIMENTO VERDE: GOVERNO E 82 ENTIDADES ASSINAM PACTO PARA SUSTENTABILIDADE. Lisboa, 2015.
- [5] Vidigal, D., Lopes, F., Pronto, A., Santana, J.: Agent-based Simulation of Wholesale Energy Markets: a Case Study on Renewable Generation. In: Spies, M., Wagner, R., Tjoa, A. (eds.), 26th Database and Expert Systems Applications (DEXA 2015), pp. 81–85. IEEE, 2015.
- [6] Algarvio, H., Couto, A., Lopes, F., Estanqueiro, A., Santana, J.: Multi-Agent Energy Markets with High Levels of Renewable Generation: A Case-Study on Forecast Uncertainty and Market Closing Time. In: S. Omatu et al. (eds.), 13th International Conference on Distributed Computing and Artificial Intelligence, pp. 339–347. Springer International Publishing, 2016.
- [7] Algarvio, H., Couto, A., Lopes, F., Estanqueiro, A., Holttinen, H., Santana, J.: Agent-Based Simulation of Day-Ahead Energy Markets: Impact of Forecast Uncertainty and Market Closing Time on Energy Prices. In: Tjoa, A., Vale, Z., Wagner, R., (eds.), 27th Database and Expert Systems Applications (DEXA 2016), pp. 166-170. IEEE, 2016.
- [8] Lopes, F., Rodrigues, T., Sousa, J.: Negotiating Bilateral Contracts in a Multi-agent Electricity Market: A Case Study. In: Hameurlain, A., Tjoa, A., Wagner, R. (eds.), 23rd Database and Expert Systems Applications (DEXA 2012), pp. 326–330. IEEE, 2012.
- [9] Sousa, F., Lopes, F., Santana, J.: Contracts for Difference and Risk Management in Multiagent Energy Markets. In: Demazeau, Y., Decker, K., Pérez, J., De la Prieta, F.: (eds.) Advances in Practical Applications of Agents, Multi-Agent Systems, and Sustainability: The PAAMS Collection (PAAMS 2015), pp. 339–347. Springer International Publishing, 2015.
- [10] Lopes, F., Algarvio, H., Coelho, H.: Bilateral Contracting in Multi-agent Electricity Markets: Negotiation Strategies and a Case Study. In: International Conference on the European Energy Market (EEM-13), pp. 1–8, IEEE, 2013.
- [11] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em: <<http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaoosector/Paginas/default.aspx>>. Acedido a 15 de dezembro de 2016.
- [12] Energias de Portugal. Disponível em: <<https://www.edp.pt/pt/particulares/informacoesuteis/Pp./ALiberalizacao.aspx>>. Acedido a 10 de dezembro de 2016.
- [13] Operador do Mercado Ibérico de Energias. Disponível em: <<http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>>. Acedido a 3 de janeiro de 2017.
- [14] Rede Elétrica Nacional. Disponível em: < [https://www.ren.pt/pt-PT/o\\_que\\_fazemos/electricidade/o\\_setor\\_eletrico/](https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/electricidade/o_setor_eletrico/)>. Acedido a 13 de dezembro de 2016.

- [15] OMIP. Disponível em :  
<<http://www.omip.pt/LinkClick.aspx?fileticket=UGcVsY7FstQ%3d&tabid=104&mid=690&language=en-GB>>. Acedido a 4 de janeiro de 2017.
- [16] Conselho de Reguladores do MIBEL (2009). DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL. Lisboa.
- [17] Mercado Ibérico de Eletricidade. Disponível em:  
<<http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28&lang=pt>>. Acedido a 17 de dezembro de 2016.
- [18] OMIE. Disponível em: <<http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/conheca-o-nosso-mercado>>. Acedido a 20 de dezembro de 2016.
- [19] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em:  
<<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx>>. Acedido a 17 de dezembro de 2016.
- [20] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em:  
<<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>>. Acedido a 18 de dezembro de 2016.
- [21] J. S. González, and L. A. Roberto. A review of regulatory framework for wind energy in European Union countries: Current state and expected developments. ELSEVIER, volume 56, pp. 588-602, 2016.
- [22] IRENA and CEM. Renewable Energy Auctions – A Guide to Design. International Renewable Energy Agency, 2015.
- [23] Department of Energy & Climate Change. Investing in renewable technologies – CfD contract terms and strike prices. London, 2013.
- [24] CEER. Key support elements of RES in Europe: moving towards market integration. Technical report, 2016.
- [25] Nabarro LLP. Disponível em: <<http://www.nabarro.com/Downloads/CCE-The-Energy-Bill-2012.pdf>>. Acedido a 11 de janeiro de 2017.
- [26] United Kingdom Parliament. Disponível em:  
<<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/742/74208.htm>>. Acedido a 11 de janeiro de 2017.
- [27] Ordem dos Engenheiros. Disponível em:  
<[http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier\\_artigo/apren\\_oeng\\_debate\\_18\\_06\\_2015\\_final\\_1071437210558bd767900c0.pdf](http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/dossier_artigo/apren_oeng_debate_18_06_2015_final_1071437210558bd767900c0.pdf)>. Acedido a 15 de janeiro de 2017.
- [28] Decreto-Lei n.º 189/88. DR 123/88 SÉRIE I de 1988-05-27. Ministério da Indústria e Energia.
- [29] Decreto-Lei n.º 313/85. DR 123/88 SÉRIE I-A de 24/11/1995. Ministério da Indústria e Energia.
- [30] Decreto-Lei n.º 168/99. DR 105 SÉRIE I-A de 18/05/1999. Ministério da Economia.
- [31] Decreto-Lei n.º 339-C/2001. Diário da República n.º 300/2001, 1º Suplemento, Série I-A de 20/12/2001. Ministérios da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território.
- [32] Decreto-Lei n.º 33-A/2005. Diário da República n.º 33/2005, 1º Suplemento, Série I-A de 16/02/2005. Ministério das Actividades Económicas e do Trabalho.
- [33] Decreto-Lei n.º 225/2007. DR 105 SÉRIE I de 5/31/2007. Ministério da Economia e da Inovação.

- [34] Decreto-Lei n.º 51/2010. Diário da República n.º 98/2010, Série I de 20/05/2010. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.
- [35] Portaria n.º 286/2011. Diário da República n.º 209, 1.ª série de 31/10/2011. Ministério da Economia e do Trabalho.
- [36] Decreto-Lei n.º 194/2012. Diário da República n.º 194/2012, 1º Suplemento, Série I 8/10/2012. Ministério da Economia e do Emprego.
- [37] Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro de 2/28/2013. Governo - Conselho de Ministros.
- [38] Decreto-Lei n.º 94/2014. Diário da República n.º 119/2014, Série I de 24/06/2014. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.
- [39] P. L. Joskow. California's Electricity Crisis. Oxford Review of Economic Policy, Oxford University Press, vol. 17(3), pp. 365-388, 2001.
- [40] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em: <[www.erse.pt](http://www.erse.pt)>. Acedido a 12 de janeiro de 2017.
- [41] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em: <<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadoaprazo/paginas/default.aspx>>. Acedido a 14 de janeiro de 2017.
- [42] OMIP. Disponível em: <<http://www.omip.pt/MarketInfo/Produtos/tabid/76/language/pt-PT/Default.aspx>>. Acedido a 20 de janeiro de 2017.
- [43] P. Bajpai, and S. Singh. Electricity Trading In Competitive Power Market: An Overview And Key Issues. International Conference on Power Systems, pp. 110. Kathmandu, 2004.
- [44] Energy Company Obligation (ECO) Guidance. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/94363/ecoguidance-delivery-pdf>>. Acedido a 10 de fevereiro de 2017.
- [24] M. Shahidehpour, and M. Alomoush. Restructured electric power systems: Operation, trading and volatility, New York: Marcel Dekker, Inc., New York, 2001.
- [46] OMIP - Contrato Opções. Disponível em: <<http://www.omip.pt/Downloads/tabid/104/language/pt-PT/Default.aspx>>. Acedido a 23 de janeiro de 2017.
- [47] J. C. Hull. Options, Futures, and Other Derivatives. Prentice Hall, 8th edition, 2011.
- [48] F. P. Fragoso. Contratos Bilaterais em Mercados de Energia Elétrica Multiagente: Protocolo de Rede de Contratos. Lisboa, 2015.
- [49] L. S. Belyaev. Electricity Market Reforms - Economics and Policy Challenges. Springer Science & Business Media, Berlin, 2010.
- [50] J. P. S. Paiva. Redes de Energia Elétrica - Uma Análise Sistémica. IST Press, Lisbon, 4th edition, 2015.
- [51] International Energy Agency. Disponível em: <<https://www.iea.org/media/workshops/2016/esapworkshopvii/Toh.pdf>>. Acedido a 16 de janeiro de 2017.
- [52] ATMD Bird & Bird LLP. Electricity imports for Singapore?. Singapore, 2012.

[53] OMIP - Swap Base. Disponível em: <<http://www.omip.pt/Downloads/tabid/104/language/pt-PT/Default.aspx>>. Acedido a 23 de janeiro de 2017.

[54] Department of Energy & Climate Change. Electricity market reform: policy overview. London, 2012.

[55] Department of Enterprise, Trade and Investment. Disponível em: <<https://www.economy-ni.gov.uk/sites/default/files/consultations/deti/renewables-obligation-transition-and-grace-period-consultation.pdf>>. Acedido a 5 de fevereiro de 2017.

[56] UCL Blogs. Disponível em: <<http://blogs.ucl.ac.uk/future-energy/files/2015/11/Fig-zero-carbon-electricity.png>>. Acedido a 7 de fevereiro de 2017.

[57] Department of Energy & Climate Change. Government Response to the consultations on the Renewables Obligation Transition and on Grace Periods. London, 2014.

[58] Department of Energy & Climate Change. CFD Auction Guidance. London, 2014.

[59] Department of Energy & Climate Change. CFD Auction Allocation Round One - a breakdown of the outcome by technology, year and clearing price is as follows:. London, 2014.

[60] Commissioned by the Scottish Government and Energy Saving Trust. Briefing Paper: Contracts for Difference. Scotland, 2015.

[61] Department of Energy & Climate Change. EMR: Contract for Difference: Contract and Allocation Overview. London, 2014.

[62] Department of Energy & Climate Change. Contract for Difference: allocation process high level summary. London, 2014.

[63] Department of Energy & Climate Change. Contracts for Difference - Frequently Asked Questions (FAQs). London, 2014.

[64] Department of Energy & Climate Change. Contract for Difference: Final Allocation Framework for the October 2014 Allocation Round. London, 2014.

[65] Department of Energy & Climate Change. Draft Budget Notice for CFD Allocation Round 1. London, 2014.

[66] Department of Energy & Climate Change. Electricity Market Reform: Allocation of Contracts for Difference. London, 2014.

[67] Department of Energy & Climate Change. Draft Budget Notice for the Second CFD Allocation Round. London, 2016.

[68] Department of Energy & Climate Change. Electricity Market Reform Delivery Plan. London, 2013.

[69] Nabarro. Disponível: <<http://www.nabarro.com/insight/alerts/2015/february/contracts-for-difference-who-were-the-winners>>. Acedido a 15 de fevereiro de 2017.

[70] Norton Rose Full Bright. Disponível em: <<http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/119318/contracts-for-difference-first-allocation-round>>. Acedido a 20 de fevereiro de 2017.

[71] National Grid. Disponível em: <<http://player.slideplayer.com/19/5750132/#>>. Acedido a 24 de fevereiro de 2017.

- [72] European Commission. Disponível em: <[http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/253263/253263\\_1583351\\_110\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253263/253263_1583351_110_2.pdf)>- Acedido a 5 de março de 2017.
- [73] Department of Energy & Climate Change. CFD Standard Terms and Conditions. London, 2014.
- [74] Department of Energy & Climate Change. Contracts for Difference (CFD) Allocation Round One Outcome. London, 2015.
- [75] Department of Energy & Climate Change. CFD Auction Allocation Round One - a breakdown of the outcome by technology, year and clearing price. London, 2015.
- [76] REN. Renewable energy development in Europe and Portugal a global view. Portugal, 2015.
- [77] P. Spodniak, N. Chernenko, M. Nilsson. Efficiency of Contracts for Differences (CfDs) in the Nordic Electricity Market. Finland, 2014.
- [78] B.Hagman, and J. Bjørndalen FTRs in the Nordic electricity market - Pros and cons compared to the present system with CfDs. Elforsk, pp. 11-16, 2011.
- [79] NordPool. Disponível em: <<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/>>. Acedido a 14 de janeiro de 2017.
- [80] European Wind Energy Association. Wind Energy support mechanisms in EU Member States. Europe, 2015.
- [81] Energias de Portugal Renováveis. Disponível em: <[www.edpr.com/assets/EDPR9M15HandoutPT.pdf](http://www.edpr.com/assets/EDPR9M15HandoutPT.pdf)>. Acedido a 2 de fevereiro de 2017.
- [82] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. Germany, 2014.
- [83] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. 2016 Revision of the Renewable Energy Sources Act. Germany, 2016.
- [84] Legal sources on renewable energy. Disponível em: <<http://www.res-legal.eu/search-by-country/italy/single/s/res-e/t/promotion/aid/tenders/lastp/151/>>. Acedido a 15 de novembro de 2016.
- [85] Windpower Monthly. Disponível em: <<http://www.windpowermonthly.com/article/1419556/italy-awards-%E2%82%AC66-mwh-tariff-800mw-onshore-wind>>. Acedido a 15 de novembro de 2016.
- [86] Energía y sociedad. Disponível em: <<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>>. Acedido a 15 de novembro de 2016.
- [87] Javier Sevillano. Disponível em: <<http://javiersevillano.es/DeficitTarifa.htm>>. Acedido a 15 de novembro de 2016.
- [88] Asociación Empresarial Eólica. Disponível em: <[https://www.aeeolica.org/uploads/AEE\\_\\_ANUARIO\\_2015\\_web.pdf](https://www.aeeolica.org/uploads/AEE__ANUARIO_2015_web.pdf)>. Acedido a 15 de novembro de 2016.
- [89] Lopes, F., A. Q. Novais and H. Coelho. Bilateral Negotiation in a Multi-Agent Energy Market. In: Emerging Intelligent Computing Technology and Applications, pp. 655-664, Springer Verlag, 2009.
- [90] D. Kahneman, and A. Tversky. An Analysis of Decision under Risk. Econometrica, Volume 47, No.2, pp. 263-292, 1979.

[91] JADE. Disponível em: <<http://jade.tilab.com/documentation/tutorials-guides/>>. Acedido a 15 de novembro de 2016.

[92] F. Lopes, N. Mamede, A. Q. Novais, and H. Coelho. A negotiation model for autonomous computational agents: Formal description and empirical evaluation. *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*, 12(3):195–212, 2002.

[93] J. W. Pratt. Risk Aversion in the Small and in the Large. *Econometrica*, Volume 32, No. ½, pp. 122-136, 1964.

[94] F. Sousa. *Comercialização Bilateral de Energia em Mercados Liberalizados: Contratos por Diferenças e Gestão de Risco*. Lisboa, 2014.

[95] Instituto Nacional de Estatística. Disponível em: <<https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ipc>>. Acedido a 5 de abril de 2017.

[96] OECD Data. Disponível em: <<https://data.oecd.org/conversion/purchasing-power-parities-ppp.htm>>. Acedido a 21 de março de 2017.

[97] Energias de Portugal Renováveis. Disponível em: <[www.edpr.com/assets/EDPR9M15HandoutPT.pdf](http://www.edpr.com/assets/EDPR9M15HandoutPT.pdf)>. Acedido a 2 de fevereiro de 2017.

[98] statistica. Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/589765/average-electricity-prices-uk/>>. Acedido a 30 de março de 2017.

[99] Office of Gas and Electricity Markets. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/chart/electricity-prices-day-ahead-baseload-contracts-monthly-average-gb>>. Acedido a 2 de abril de 2017.