



# **Comparação Internacional de Sistemas Tarifários do Setor Elétrico**

por

António José de Pinho

Dissertação de Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente

Orientado por:

Prof.<sup>a</sup> Doutora Isabel Soares

Coorientado por:

Prof. Nivalde de Castro

2012

**Nota biográfica**

António José de Pinho, nascido a 10 de fevereiro de 1980, natural de São João da Madeira, Portugal.

Em 1998 deu início à sua licenciatura em Economia, na Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra, que concluiu com sucesso.

Em 2007 deu início à sua carreira profissional numa pequena consultora de apoio à gestão e ao negócio, na qualidade de gestor de projetos de investimento, no âmbito dos fundos nacionais e comunitários da União Europeia. Função que exerceu até 2010.

Em 2010 ingressou no Mestrado de Economia e Gestão do Ambiente, na faculdade de Economia da Universidade do Porto.

## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer aos meus pais, que sempre me apoiaram em tudo e permitiram que eu chegasse até aqui. Sem eles nada disto seria possível.

À professora Isabel Soares que, na qualidade de diretora do mestrado e orientadora da dissertação, me ajudou com toda a sua simpatia, disponibilidade e conselhos.

Ao professor Nivalde de Castro que, na qualidade de diretor do GESEL-UFRJ, me proporcionou a oportunidade de desenvolver este trabalho no Rio de Janeiro, com uma bolsa de pesquisa. Esta revelou-se uma experiência magnífica que me fez crescer e desenvolver aptidões que, de outra forma, não seriam possíveis.

Ao Guilherme Dantas, enquanto pesquisador do GESEL-UFRJ, com quem tive algumas sessões de trabalho que me ajudaram a estruturar e desenvolver o mesmo.

À professora Cristina Chaves que me esclareceu alguns aspetos da dissertação.

À Linda Loyola, secretária do GESEL-UFRJ, que me ajudou em tudo o que necessitei, sempre simpática e disponível.

Aos estagiários do GESEL-UFRJ, que me acolheram da melhor forma, sempre com humor e boa disposição.

Por fim, a todos os meus amigos e colegas do mestrado, em especial ao Francisco van Zeller e ao Jorge Rodrigues, com quem tive o prazer de realizar diversos trabalhos, ao longo de todo o mestrado.

## **Resumo**

Esta dissertação tem como objetivo evidenciar algumas diferenças e semelhanças regulatórias e ao nível da estrutura tarifária do setor elétrico, passando por uma breve caracterização do mesmo, através de uma comparação internacional. Para o efeito, os países selecionados foram Portugal, Espanha e Reino Unido. Desta forma, a análise foi contextualizada ao abrigo do processo de liberalização e reestruturação que o setor tem experimentado nas últimas décadas, no âmbito europeu.

A principal conclusão do trabalho foi a confirmação de que o Reino Unido se encontra, efetivamente, num patamar do processo de liberalização superior aos outros países analisados, quer ao nível da aplicação do seu modelo regulatório, quer ao nível dos preços de eletricidade.

As limitações do trabalho foram a falta de dados, numa base comum e atual, e a restrição do número de páginas. No entanto, ambas podem ser ultrapassadas através de uma análise empírica alternativa, através de modelos econométricos.

**Palavras-chave:** setor elétrico, tarifas e preços, Portugal, Espanha, Reino Unido.

## **Abstract**

This paper aims to highlight some differences and similarities in terms of regulatory model and tariff structure of electricity sector, passing by a brief characterization of it, through an international comparison. To this end, the selected countries were Portugal, Spain and the UK. Thus, the analysis was grounded under the liberalization and restructuring process that the industry has experienced in recent decades, in the European context.

The main conclusion of the study was the confirmation that the UK is, effectively, at a superior level of liberalization process compared to the other countries analyzed, both in terms of implementing its regulatory model, both in terms of electricity prices.

The limitations of the study were the lack of data on a common and current basis, and the restricting number of pages. However, both can be overcome through an alternative empirical analysis, using econometric models.

**Keywords:** electricity sector, tariffs and prices, Portugal, Spain, United Kingdom.

## Índice geral

<b>Nota biográfica</b> .....	<b>i</b>
<b>Agradecimentos</b> .....	<b>ii</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>iii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>iv</b>
<b>Índice geral</b> .....	<b>v</b>
<b>Índice de figuras</b> .....	<b>viii</b>
<b>Índice de gráficos</b> .....	<b>ix</b>
<b>Índice de tabelas</b> .....	<b>xii</b>
<b>1 Introdução e enquadramento temático</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Metodologia</b> .....	<b>11</b>
<b>3 Comparação internacional</b> .....	<b>13</b>
<b>3.1 Portugal</b> .....	<b>13</b>
Cadeia de Valor .....	13
Modelo regulatório .....	16
Modelo tarifário .....	17
Preços e tarifas .....	21
<b>3.2 Espanha</b> .....	<b>26</b>
Mercado grossista .....	26
Redes.....	27
Mercado retalhista.....	28
Questões regulatórias .....	29
Análise da concorrência.....	31
Preços e tarifas .....	32
<b>3.3 Reino Unido</b> .....	<b>40</b>
Mercado grossista .....	40
Redes.....	41
Mercado retalhista.....	43
Questões regulatórias .....	44
Análise da concorrência.....	46
Preços e tarifas .....	47

<b>3.4 Comparação dos preços e tarifas.....</b>	<b>54</b>
Preços e tarifas industriais .....	54
Preços e tarifas domésticas .....	58
<b>4 Conclusões .....</b>	<b>65</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>68</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>74</b>
Anexo 2.1 Lições da experiência britânica.....	75
Anexo 2.2 Regulação económica.....	76
Anexo 3.1 Caracterização da RNT portuguesa.....	79
Anexo 3.2 Caracterização da RND portuguesa. ....	83
Anexo 3.3 Evolução da comercialização de energia elétrica em Portugal. ....	84
Anexo 3.4 Tendências de evolução do setor elétrico português.....	87
Anexo 3.5 Tarifas portuguesas em 2012. ....	89
Anexo 4.1 Balanço do sistema elétrico espanhol. ....	102
Anexo 4.2 Concentração no mercado grossista. ....	103
Anexo 4.3 Congestionamento e market splitting entre Portugal e Espanha. ....	104
Anexo 4.4 Investimentos, comprimento das linhas de transmissão e requisitos de receitas anuais. ....	106
Anexo 4.5 Requisitos de receitas das empresas de distribuição espanholas. ....	108
Anexo 4.6 Quotas de mercado dos CUR, em Espanha.....	109
Anexo 4.7 Quota de mercado das empresas em regime de mercado, em Espanha. .	110
Anexo 4.8 Outros requisitos para o operador do sistema espanhol.....	111
Anexo 4.9 Indicadores de qualidade e perdas, presentes no sistema espanhol. ....	112
Anexo 4.10 Evolução do mercado liberalizado espanhol.....	114
Anexo 5.1 Liquidez do mercado britânico.....	115
Anexo 5.2 Quotas no mercado grossista britânico. ....	116
Anexo 5.3 Produção de energia elétrica, por fonte, no Reino Unido. ....	117
Anexo 5.4 Empresas DNO, no Reino Unido.....	118
Anexo 5.5 Quotas no mercado retalhista (doméstico) de eletricidade britânico. ....	119
Anexo 5.6 Taxas de switching de fornecedor, no Reino Unido. ....	120
Anexo 5.7 Quotas de mercado retalhista (não doméstico) britânico. ....	123
Anexo 5.8 Exemplo de proveitos máximos permitidos a um DNO britânico. ....	124

Anexo 5.9 Estrutura, em termos de propriedade, das empresas de distribuição elétrica, no Reino Unido.....	125
Anexo 5.10 Proporção de clientes numa tarifa fixa ou online, no Reino Unido. ....	126
Anexo 5.11 Detalhes de uma componente de uso de sistema. ....	128



## Índice de figuras

Figura 1 - Resumo das principais características da energia elétrica e indústria elétrica.	3
Figura 2 - Cadeia de valor do setor elétrico.....	4
Figura 3 - Principais passos numa reforma do setor elétrico.....	7
Figura 4 - Processo de liberalização na União Europeia .....	8
Figura 5 - Cronograma de liberalização em Portugal .....	14
Figura 6 - Cadeia de valor do setor elétrico em Portugal. ....	15
Figura 7 - Aditividade nas tarifas de acesso em Portugal.....	18
Figura 8 - Aditividade tarifária nas TVCF em Portugal .....	19
Figura 9 - Cronograma de extinção das TVCF.....	19
Figura 10 - Organização institucional do Reino Unido .....	40
Figura 11 - Regulação pelo custo do serviço vs Regulação por incentivos.....	77
Figura 12 - Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, 2012. ....	79
Figura 13 - Declaração de Impacte Ambiental. ....	80
Figura 14 - Modelo de organização do setor: 2010 vs 2030.....	87
Figura 15 - Interligações da rede de transmissão espanhola.....	107
Figura 16 - Empresas DNO, no Reino Unido. ....	118
Figura 17 - Quotas de mercado do mercado retalhista de eletricidade, para o segmento não-doméstico, por tipo de cliente, no Reino Unido. ....	123
Figura 18 – Exemplo de proveitos máximos permitidos, para o DNO CN West.....	124
Figura 19 - Estrutura, em termos de propriedade, das empresas de distribuição elétrica, Reino Unido, 2010.....	125
Figura 20 - Detalhes de uma componente de uso de sistema, típico de um sistema de distribuição elétrico, Reino Unido. ....	128

## Índice de gráficos

Gráfico 1 - Preço médio das TVCF e transitórias do CUR, por nível de tensão, 2012. .	21
Gráfico 2 - Estrutura do preço médio das TVCF e transitórias do CUR, por nível de tensão, 2012. ....	22
Gráfico 3 - Preço médio das tarifas de acesso, em 2012, por nível de tensão e atividade regulada.....	22
Gráfico 4 - Estrutura do preço médio das tarifas de acesso, em 2012, por nível de tensão e atividade regulada. ....	23
Gráfico 5 - Decomposição do preço médio, relativo aos CIEG, em 2012. ....	23
Gráfico 6 - Evolução verificada nas tarifas das atividade reguladas, desde 1999, Portugal.....	24
Gráfico 7 - Evolução do défice tarifário português. ....	25
Gráfico 8 – Evolução do preço médio dos consumidores finais com TUR (€ cent/kWh), sem impostos, Espanha. ....	37
Gráfico 9 - Evolução dos custos e das tarifas, Espanha.....	38
Gráfico 10 - Variação acumulada das tarifas de energia elétrica, em termos reais e nominais. (1983=100), Espanha. ....	39
Gráfico 11 – Tarifa e custo médio de acesso (€/MWh/consumido). Evolução do défice tarifário no âmbito peninsular.....	39
Gráfico 12 - Fatura elétrica doméstica média, anual, no Reino Unido, em 2010.....	49
Gráfico 13 - Fatura elétrica doméstica média, anual, no Reino Unido, em 2011.....	49
Gráfico 14 - Decomposição de uma fatura elétrica, doméstica, típica, no Reino Unido, em dezembro de 2010. ....	50
Gráfico 15 - Decomposição de uma fatura elétrica típica, no Reino Unido, entre 2008 a 2012. ....	51
Gráfico 16 - Preços médios da eletricidade, para consumidores não-domésticos, no Reino Unido, 1.º trim. 2012. ....	52
Gráfico 17 – Evolução dos preços trimestrais de eletricidade, para consumidores não-domésticos, no Reino Unido (excluindo a componente de alterações climáticas), em 2010. ....	52

Gráfico 18 - Número de clientes com tarifas sociais, ou descontos, e gastos dos fornecedores anuais, no Reino Unido, de 2007/08 a 2009/10. ....	53
Gráfico 19 - Preços médios industriais da eletricidade para consumidores médios (£cents/kWh), EU 15, julho a dezembro de 2011. ....	54
Gráfico 20 - Preços industriais médios da eletricidade para pequenos, médios e grandes consumidores (£cents/kWh), UE, julho a dezembro de 2011 (ordenado pelos médios).55	
Gráfico 21 - Desagregação do preço de eletricidade para consumidores industriais (%), sem taxas e encargos, por custos de rede e energia e fornecimento, Reino Unido, 2011. ....	56
Gráfico 22 – Evolução dos preços de eletricidade para consumidores industriais médios, sem impostos (€/kWh). ....	57
Gráfico 23 - Preços domésticos médios da eletricidade (£cents/kWh), para consumidores médios, UE15, julho a dezembro de 2011. ....	58
Gráfico 24 - Preços domésticos médios de eletricidade, para consumidores médios, (em PPS/kWh) EU 27, 2010. ....	59
Gráfico 25 - Preços domésticos médios da eletricidade, por tamanho do consumidor (ordenado pelos médios), na UE, julho a dezembro de 2011. ....	60
Gráfico 26 - Desagregação do preço de eletricidade para consumidores domésticos (%), sem taxas e encargos, por custos de rede e energia e fornecimento, Reino Unido, 2011. ....	61
Gráfico 27 – Evolução dos preços de eletricidade para consumidores domésticos médios, sem impostos(€/kWh). ....	62
Gráfico 28 - Energia emitida para a rede, por tipo de central. ....	81
Gráfico 29 - Comprimento das linhas de MAT. ....	82
Gráfico 30 - Comprimento das linhas aéreas e dos cabos subterrâneos, por nível de tensão. ....	83
Gráfico 31 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (consumo no ML). ....	84
Gráfico 32 - Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado, por empresa comercializadora. ....	85
Gráfico 33 - Penetração do mercado liberalizado, por segmento de clientes. ....	86

Gráfico 34 – Congestionamento e % do n.º de horas com <i>market splitting</i> entre Portugal e Espanha, 2009-2010.....	104
Gráfico 35 – Diferenças no preço horário médio no mercado diário português e espanhol. ....	104
Gráfico 36 – Preços <i>spot</i> , mensais médios, em Portugal, Espanha e França (€/MWh). 105	
Gráfico 37 – Quotas de mercado dos CUR (por clientes), Espanha. ....	109
Gráfico 38 – Quotas de mercado do CUR (por energia), Espanha. ....	109
Gráfico 39 - <i>Energy Not Supplied</i> (ENS, em MWh), 1989 a 2009, Espanha.....	113
Gráfico 40 - <i>Mean Interruption Time</i> (TIM, em minutos), 1989 a 2009, Espanha. ....	113
Gráfico 41 – Número de clientes, fornecidos por empresas em regime de mercado, por trimestre, Espanha.....	114
Gráfico 42 – Energia (GWh) fornecida pelas empresas em regime de mercado, por trimestre, Espanha.....	114
Gráfico 43 - <i>Churn</i> anual (indicador de liquidez), Reino Unido, 2000 a 2012. ....	115
Gráfico 44 - Quotas no mercado grossista de eletricidade, no Reino Unido, em 2010.116	
Gráfico 45 - Produção de energia elétrica, por fonte, no Reino Unido, 2009 vs 2020. 117	
Gráfico 46 - Quotas no mercado retalhista de eletricidade, doméstico, no Reino Unido, em 2010.....	119
Gráfico 47 - Taxas de <i>switching</i> de fornecedor de eletricidade, para domésticos, no Reino Unido, de 2006 a 2010. ....	120
Gráfico 48 - Número total de <i>switching</i> entre fornecedores, no Reino Unido, de 2003 a 2011. ....	120
Gráfico 49 - Percentagem de clientes domésticos que permanecem com o seu <i>home supplier</i> , no Reino Unido, de 2001 a 2011. ....	121
Gráfico 50 - Percentagem de clientes domésticos que não permaneceram com os seus “home suppliers”, no Reino Unido, em 2012. ....	122
Gráfico 51 - Proporção de clientes numa tarifa fixa ou <i>online</i> , no Reino Unido, em 2011. ....	126
Gráfico 52 - Número de tarifas online e offline, disponíveis no Reino Unido para todos os consumidores domésticos, 2007 a 2011.....	127
Gráfico 53 - Número de clientes com tarifas “verdes”, no Reino Unido, 2010 a 2011. ....	127

## Índice de tabelas

Tabela 1 - Sumário das ideias-chave do enquadramento temático. ....	9
Tabela 2 - Consumo de eletricidade final, nos países da amostra, 2009. ....	12
Tabela 3 - Modelo regulatório português. ....	16
Tabela 4 - Resumo das variáveis de faturação da estrutura tarifária portuguesa, 2012..	20
Tabela 5 – Componentes dos custos presentes no <i>design</i> das tarifas espanholas. ....	32
Tabela 6 - Estrutura geral das tarifas de acesso, Espanha. ....	34
Tabela 7 - Componentes de custos presentes nas tarifas de acesso, 2009, Espanha. ....	35
Tabela 8 - Variações das tarifas de acesso, 2003 a 2012, Espanha. ....	35
Tabela 9 – Preço do consumidor final no CUR, por componentes (€/MWh), 2010, Espanha. ....	36
Tabela 10 - Preços médios para clientes pequenos (€/MWh, sem impostos), por componentes, Espanha. ....	37
Tabela 11 - Preços médios dos clientes médios (€/MWh, sem impostos), por componentes, Espanha. ....	37
Tabela 12 - Preços médios dos clientes grandes (€/MWh, sem impostos), por componentes, Espanha. ....	38
Tabela 13 - Metodologia para definição das tarifas reguladas no Reino Unido. ....	48
Tabela 14 - Desagregação dos preços de eletricidade para consumidores industriais (€/kWh), 2011. ....	56
Tabela 15 - Desagregação dos preços de eletricidade para consumidores domésticos (€/kWh), 2011. ....	61
Tabela 16 - Impostos e encargos presentes nos preços de eletricidade para consumidores domésticos, 2011. ....	63
Tabela 17 - Resumo da comparação internacional dos preços, evolução e componentes da eletricidade. ....	63
Tabela 18 - Síntese do equipamento da RNT, Portugal. ....	80
Tabela 19 - Dados gerais de produção e de consumo no SEM, Portugal. ....	81
Tabela 20- Balanço do sistema elétrico espanhol (GWh), 2010, Espanha. ....	102
Tabela 21 – Quotas de mercado da produção elétrica, 2010, Espanha. ....	103
Tabela 22 - Investimentos e comprimento das linhas de transmissão, Espanha. ....	106

Tabela 23 - Requisitos de receitas anuais (ARR) para as empresas de transmissão, Espanha.....	106
Tabela 24 - Exportações espanholas de eletricidade. ....	107
Tabela 25 - Requisitos de receitas das empresas de distribuição espanholas e custos de ligação.....	108
Tabela 26 – Quotas de mercado das empresas em regime de mercado (por clientes), 2010, Espanha.....	110
Tabela 27 – Estrutura de capital da RED ELECTRICA CORPORACION S.A., dos <i>stakeholders</i> relevantes. ....	111
Tabela 28 - TIEPI ( <i>Interruption Time in terms of Equivalent Power Interrupted</i> ), por região, 2005 a 2009, Espanha. ....	112

## 1 Introdução e enquadramento temático

A energia elétrica tem papel fundamental e estratégico para a sociedade, pois é elemento chave para o desenvolvimento económico e social, possibilitando a melhoria da qualidade de vida da população. A prestação deste serviço essencial para a sociedade implica custos associados e investimentos necessários para assegurar o atendimento ao crescimento da sua procura. Os custos associados a cada etapa do processo de produção são convertidos em tarifas pagas pelos consumidores finais (Goldemberg e Lucon, 2007).

Desta forma, uma indústria de energia elétrica eficiente e competitiva é crucial para o desenvolvimento sócio-económico. Contudo trata-se de um setor composto por várias atividades inter-relacionadas, com múltiplos agentes, cujas decisões afetam todo o sistema (Jamash e Pollitt, 2007).

A análise do setor elétrico requer o conhecimento prévio das suas peculiares características, bem como do próprio produto (energia elétrica), que o tornam complexo, com destaque para as seguintes.

A “energia elétrica” **não é armazenável**, dado que não existe tecnologia, economicamente viável, que permita a sua armazenagem (Hunt e Woodley, 1997, *in* Souza, 2003), exigindo um equilíbrio entre oferta e procura (sob pena de custos económicos avultados, no caso de falhas - *blackouts*) e uma elevada necessidade de **coordenação na cadeia de produção**. Ao mesmo tempo, é um bem **tecnicamente homogéneo** (Jamash e Pollitt, 2007), apresentando as mesmas características para todos os consumidores, o que tende a facilitar a instalação de mercados competitivos, pois não existe motivo para diferenciação de preço, dentro do mesmo sistema elétrico mas, em contrapartida, dificulta a identificação do produtor responsável por uma falha nos suprimentos (motivo que favorece o aparecimento de agentes setoriais, para a coordenação operacional do sistema, e de órgãos reguladores, para regular as transações). No entanto, dadas as restrições físicas e económicas para a sua distribuição a longas distâncias, é um produto que **não pode ser considerado uma commodity internacional**<sup>1</sup> (Hunt e Woodley, 1997, *in* Souza, 2003). Por fim, é um produto com

---

<sup>1</sup>Isto significa que, numa região, pode haver vários sistemas, cada um com as suas próprias características,

**volatilidade do preço**<sup>2</sup>, frequentemente maior do que, por exemplo, a do petróleo nos EUA (Burchett e Moffat, 1997, *in* Souza, 2003).

Já no que diz respeito à indústria, o seu serviço é, geralmente, caracterizado como uma utilidade pública, vulgo *public utility*<sup>3</sup>, prestado diretamente pelos governos, ou por terceiros, embora com condições impostas pelos primeiros, por conta e risco dos prestadores e mediante uma remuneração (Benjó, 1999). Segundo Farina *et al.* (1997), *in* Souza (2003), este tipo de serviço apresenta **características de rede** e economias de coordenação, que levaram, historicamente, à criação de estruturas verticalmente integradas (Jamash e Pollitt, 2007). De acordo com Mansell e Church (1995), em indústrias com estas características, as duas principais falhas de mercado que frequentemente justificam a regulação são, por um lado, a subaditividade de custos<sup>4</sup>, que conduzem aos monopólios naturais<sup>5</sup>, e, por outro, as barreiras à entrada/saída, devido à presença de investimentos do tipo *sunk costs*<sup>6</sup>. A **subaditividade na função de custos** implica a existência de **monopólios naturais** em alguma etapa da cadeia de valor, pelo menos um, segundo Benjó (1999). No caso do setor elétrico, os monopólios naturais estão presentes na transmissão e distribuição (denominados “segmentos-fio”), exigindo regulação que garanta o acesso às redes e evitem estratégias monopolistas resultantes em preços superiores aos custos marginais da indústria de rede, inviabilizando a competição nos demais segmentos potencialmente competitivos (produção e comercialização de energia elétrica). O setor é uma indústria intensiva em capital cujos ativos são específicos e irrecuperáveis (*sunk costs*). Os investimentos (necessários para renovar os bens atuais e expansão da rede) são elevados e de longo

---

<sup>2</sup>Pokalsky e Robinson (1997), *in* Souza (2003), atribuem esta volatilidade: à dificuldade de armazenamento; à sazonalidade na oferta de matéria-prima; ao limite de capacidade de transmitir energia elétrica dentro da região; à diferença dos custos de produção entre a última unidade de MWh produzida (custo marginal) e a imediatamente anterior (por exemplo, se houver necessidade de entrar em operação centrais ultrapassadas); e aos diferentes padrões de consumo, entre estações e meses do ano, dias da semana e horas do dia.

<sup>3</sup>Por exemplo, a eletricidade, gás natural, água, caminhos-de-ferro, entre outras, estão historicamente associadas a monopólios naturais.

<sup>4</sup>Baumol *et al.* (1982) definem um setor industrial como monopólio natural se, ao longo do intervalo relevante de produção, a função custo for subaditiva. A subaditividade implica que custa menos produzir vários produtos juntos que produzi-los separadamente.

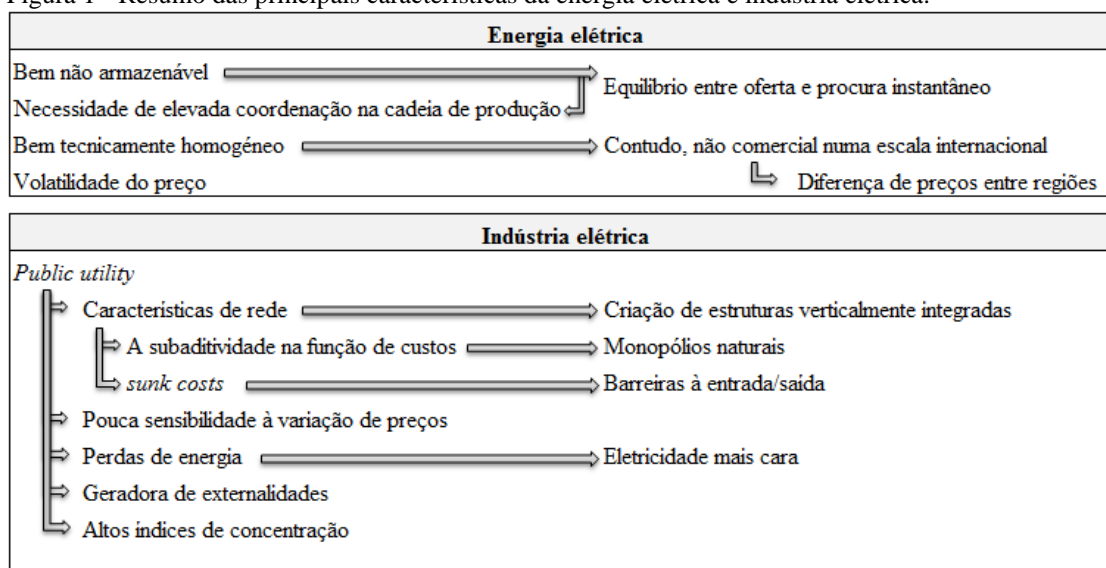
<sup>5</sup>Monopólio natural: um determinado bem ou serviço pode ser produzido ao menor custo se for fornecido apenas por uma empresa (Noll, 1989, *in* Willig e R. Schmalensee, 1989, pp 1254-1287; Wonnacott e Wonnacott, 1982).

<sup>6</sup>“*Sunk cost* é aquela parte do investimento inicial que seria perdida se o investidor tivesse que sair do mercado antes de o investimento ser inteiramente depreciado.” (Ordover, 1990, *in* Tavares de Araújo Jr., 1996).



prazo de maturação, tornando-se relevante nas análises de investimentos, na entrada/saída na indústria e nas estratégias a adotar (Jamash e Pollitt, 2007). Além disso, a energia elétrica apresenta uma procura **pouco sensível à variação de preços**<sup>7</sup> (Farina *et al.*, 1997, *in* Souza, 2003). Por fim, podemos ainda acrescentar **perdas de energia** (na produção, transmissão e distribuição), tornando-a mais cara; geração de **externalidades** (por exemplo, poluição<sup>8</sup>) e mercados grossistas com **altos índices de concentração**. De seguida apresenta-se um resumo destas características.

Figura 1 - Resumo das principais características da energia elétrica e indústria elétrica.



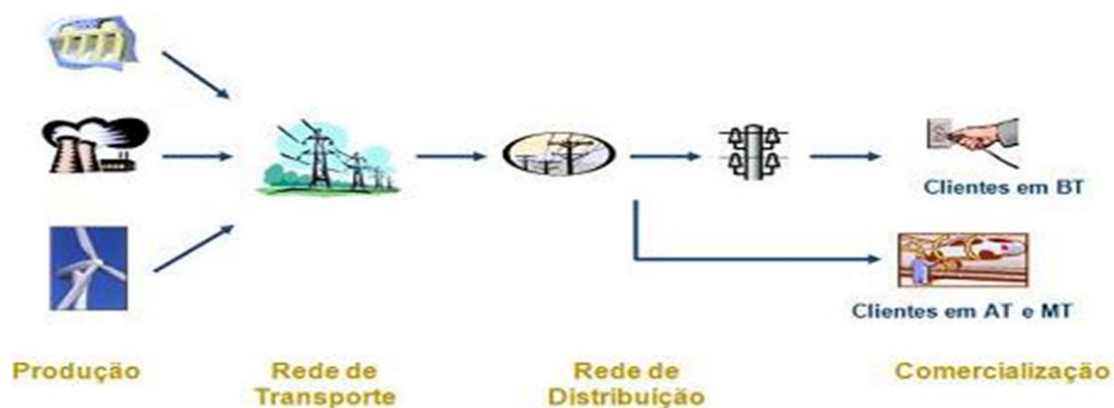
Fonte: Elaborado pelo autor.

Todas estas características estão presentes, individualmente ou conjuntamente, na cadeia de valor do setor elétrico, composta pelos segmentos de produção, transmissão, distribuição e comercialização, como se observa na seguinte figura.

<sup>7</sup> Por exemplo, de acordo com Souza (2002), a elasticidade preço da demanda por energia elétrica no Brasil entre 2000 e 2001 foi de -0,18, refletindo a rigidez da procura em relação ao preço.

<sup>8</sup> Em 2009, o setor elétrico representava, a nível mundial, 41% das emissões de CO<sub>2</sub> (IEA, 2011).

Figura 2 - Cadeia de valor do setor elétrico



Fonte: ERSE, 2012a.

A eletricidade é produzida, com recurso a diversas tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás, fuel, gasóleo, água, sol, vento, biomassa, entre outras), depois é transportada em muito alta tensão (MAT), dos centros produtores até às distribuidoras, que a distribui através das redes de distribuição em alta (AT), média (MT) e baixa tensão (BT, onde estão ligados a maioria dos consumidores finais) e, por fim, é comercializada (integra as atividades de leitura e faturação de energia aos consumidores finais) (ERSE, 2011b).

A produção e comercialização são segmentos potencialmente competitivos<sup>9</sup> e os segmentos da transmissão e distribuição são caracterizados por serem monopólios naturais, não fazendo sentido haver duas empresas que dupliquem a infraestrutura, dividindo a quantidade transportada, uma vez que isso levaria a prejuízos para ambas<sup>10</sup>. No entanto, para evitar o poder de mercado do monopolista (como aumentar o preço), os governos exercem forte regulação sobre os preços desses segmentos (Vilela e Maciel, 1999). Além disso, nestas estruturas de mercado há um conflito entre eficiência produtiva<sup>11</sup> e eficiência alocativa<sup>12</sup>, exigindo um *trade-off* entre ambas, ou, dito de outra

<sup>9</sup>Segundo a teoria dos mercados contestáveis, o fato de o setor estatal ou privado monopolizar ou oligopolizar um produto não é problema, caso ele esteja inserido dentro do contexto da concorrência (Baumol, 1982). Um mercado é perfeitamente contestável quando não há *sunk costs*, nem barreiras de entrada. Por outras palavras, não há segredos tecnológicos e as empresas que competem podem facilmente sair a qualquer momento (Tavares de Araujo Jr. (1996)).

<sup>10</sup>Hirsh (1999) alerta para a importância do incentivo à inovação e considera-o um aspeto fundamental pois permite baixar as barreiras de novos entrantes, através de menores custos operacionais, de capital e de tempo de construção, bem como reduzir impactos ambientais.

<sup>11</sup>Exige a atuação de apenas uma empresa, para que esta minimize os custos.

<sup>12</sup>Eficiência associada a questões de bem-estar da sociedade, pelo que exige concorrência.

forma, os interesses do monopolista nem sempre coincidem com os da sociedade, constituindo-se como outro argumento a favor da intervenção do governo. Esta procura encontrar o equilíbrio desse *trade-off*, seja através do preço (para obter eficiência alocativa), seja através do controlo da entrada de empresas (para obter eficiência produtiva) (Viscusi *et al.*, 1995). Esta é uma “velha” questão do pensamento económico uma vez que autores clássicos como Smith, Mill e Baumol reconhecem a necessidade de regulação na presença de monopólio natural<sup>13</sup>.

Os segmentos de produção, transmissão e distribuição são altamente intensivos em capital e apresentam *sunk costs*. Além disso, como estão interligados, as estratégias de cada segmento dependem uns dos outros. Por exemplo, o aumento de produção tem que ter em consideração a disponibilidade/possibilidade de transporte. Face a isto, às características do setor, à existência das diversas economias (de escala, de variedade e de coordenação) e à busca de redução dos custos de transação<sup>14</sup>, historicamente, foram formados mercados com estruturas verticalmente integradas. Com esta estrutura de mercado, o modelo de tarifação de energia elétrica mais utilizado na maioria dos países, antes do processo de reestruturação (com início no fim da década de 1980), era, segundo Viscusi *et al.* (1995), o da remuneração tarifária de acordo com o custo do serviço, onde os preços deveriam remunerar os custos totais e garantir uma margem que proporcionasse uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor. Esse modelo também pretendia evitar que a empresa se apropriasse de lucros extras, por meio de fixação de preços que igualassem os custos às receitas. Entretanto, ainda segundo Viscusi *et al.* (1995), a experiência internacional demonstrou que esse modelo não trouxe incentivos para a empresa minimizar custos, dado que a remuneração era garantida ao produtor, independente do comportamento dos custos. Ao permitir o repasse de investimentos realizados desnecessariamente<sup>15</sup> para as tarifas, esse modelo acabou prejudicando os

---

<sup>13</sup>A necessidade de regulação justifica-se, genericamente, pela existência de falhas de mercado, nomeadamente, assimetrias de informação, externalidades e poder de mercado ou monopólio natural (Valente, 2005).

<sup>14</sup>Para Porter (1986) os custos de transação estão associados à realização de contratos e define-os: “Através da integração a empresa pode fazer economias potenciais em alguns dos custos das transações efetuadas no mercado, como, por exemplo, custos de vendas, de compras, de negociações e de transações. Embora sempre exista alguma negociação em transações internas, o seu custo não deve ser, nem aproximadamente, tão elevado quanto o custo das operações de compra ou venda realizadas com partes externas à organização.”

<sup>15</sup>De acordo com Averch e Johnson (1962), esse repasse (conhecido como efeito *Averch-Johnson*) surgia devido à manipulação das informações sobre os verdadeiros custos por parte dos produtores (um problema de informação imperfeita).

consumidores e gerou ineficiência produtiva. Quando estas ineficiências superaram as economias conseguidas pela integração vertical, gerando perdas líquidas, deu-se início a um novo paradigma.

Esta mudança de paradigma deu-se no final dos anos 1980, quando o setor começou a sofrer profundas alterações e deu início a um processo de liberalização, mudando o quadro institucional, organizacional e operativo. Esse processo foi, e tem sido, extremamente desafiante (Hogan, 2002, e Joskow, 2003, *in* Crew e Parker, 2006) em que as grandes mudanças se deram nos últimos 20 anos. A primeira ocorreu nos EUA com o *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), de 1978, que criou a indústria da produção elétrica, sem, contudo, resolver os problemas, como prova o caos em Califórnia<sup>16</sup>, no período de 2000 a 2002. No entanto, o Reino Unido foi o grande pioneiro nas reformas e, também por isso, tem sido o *benchmark* do setor.

A reforma Britânica envolveu a privatização, a criação de uma entidade reguladora independente (1990), a introdução de concorrência nas atividades potencialmente competitivas, criação de mercados organizados e separação de atividades (*unbundling*) (Joskow, 1998, e Newbery, 2002, *in* Jamasb e Pollitt, 2007). De acordo com Henney (1994), quem financiou a privatização foram os consumidores finais que não tiveram benefícios nos preços, evidenciando a necessidade de uma regulação mais forte nas tarifas de acesso às redes<sup>17</sup>. Não obstante, de acordo com Domah e Pollitt (2001), observou-se uma redução de custos, um aumento da produtividade do trabalho e ganhos de eficiência líquida<sup>18</sup>, com transmissão para os consumidores. A propósito da separação das atividades, Joskow e Schmalensee, 1984, *in* Crew e Parker, 2006, mostraram que as economias de escala na geração se esgotam em baixos níveis de *output* e não são uma barreira à separação da geração do resto das atividades da cadeia de valor da eletricidade, com a transmissão e distribuição a continuarem a ser tratadas como monopólios regulados, mantendo-se os produtores independentes e em concorrência. Ou seja, o sistema de transmissão deveria funcionar com acesso livre, fornecendo o serviço a todos, de forma transparente e não discriminatória.

---

<sup>16</sup>Com subida dos preços da eletricidade, falhas no fornecimento e insolvências de *utilities*. Também desta experiência se retirou um conjunto de lições (Joskow, 2001).

<sup>17</sup>Nas seguintes revisões do controlo dos preços já houve melhorias nos ganhos de eficiência e transmissão aos clientes finais.

<sup>18</sup>Embora esses ganhos dependam muito da taxa de desconto utilizada na análise.

Podemos identificar estes passos da reforma Britânica num modelo genérico de liberalização e de transformação de um monopólio público verticalmente integrado para um setor privado concorrencial, de Jamasb e Pollitt (2008), na seguinte figura.

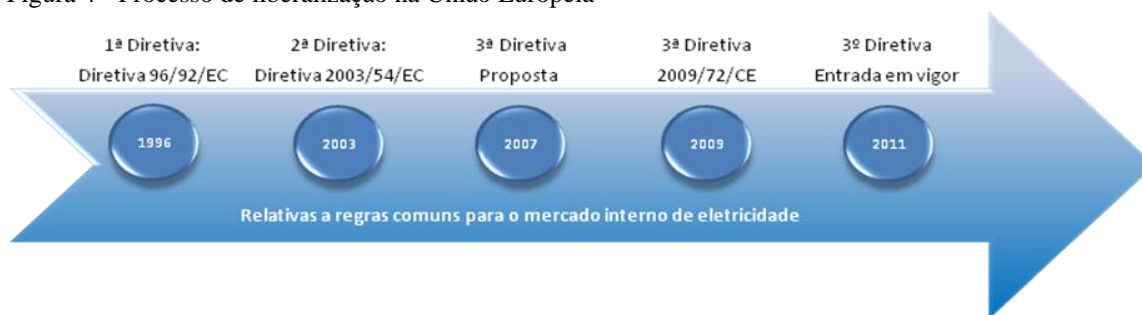
Figura 3 - Principais passos numa reforma do setor elétrico.

<b>Reestruturação</b>	
<b>Ações</b>	- Separação vertical da produção, transmissão, distribuição e comercialização. - Divisão horizontal da produção e comercialização.
<b>Objetivos</b>	- Separar o monopólio natural das atividades potencialmente competitivas. - Evitar fusões e aquisições. (ambas afetando a concentração dos mercados)
<b>Concorrência e Mercados</b>	
<b>Ações</b>	- Concorrência no segmento da produção e no de comercialização. - Permissão de novos entrantes nestes segmentos.
<b>Objetivos</b>	- A criação de mercados grossistas e retalhistas é crucial para a liberalização.
<b>Regulação</b>	
<b>Ações</b>	- Estabelecimento de um regulador independente. - Permissão de acesso de terceiros às redes (ATR) - Regulação por incentivos na transmissão e distribuição.
<b>Objetivos</b>	- Garantir o bom funcionamento dos mercados e o acesso não discriminatório às redes de transmissão e distribuição.
<b>Privatização</b>	
<b>Ações</b>	- Entrada de novos <i>players</i> privados. - Privatização dos negócios públicos existentes.
<b>Objetivos</b>	- Incentivo à busca do lucro, via redução de custos e maior eficiência.

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Jamasb e Pollitt (2008).

A União Europeia, desde meados da década de 1990, tem seguido a tendência, e encontra-se atualmente em processo de liberalização do seu mercado, levando em consideração as experiências do Reino Unido (ver anexo 2.1), no sentido da criação de um mercado interno de energia, obtenção de segurança de abastecimento, acesso não discriminatório às redes, separação de atividades (*unbundling*), entidades reguladoras independentes e maior interligação e desenvolvimento de mercados regionais (por exemplo, o ibérico). Isto tem sido consubstanciado pelas diretivas europeias 96/92/CE, 2003/54/CE e 2009/72/CE, obrigatórias para os Estados-membro da União, que têm de as transpor para a legislação nacional, com implicações ao nível dos agentes e da organização do setor.

Figura 4 - Processo de liberalização na União Europeia



Neste âmbito, as grandes prioridades políticas na EU são o combate à concentração do mercado e o aumento das interligações entre redes, dado que o congestionamento nas redes de transmissão é encarado como um problema para a criação do mercado interno de eletricidade.

Paralelamente a este novo paradigma e de objetivos alinhados, um novo modelo regulatório ganhou força: a regulação por incentivos, mais concretamente, o esquema do *price cap* (anexo 2.2).

A regulação económica pode ser encarada e definida de duas formas: *lato sensu* e *strictu sensu* (Hennebel *et al.*, 2007). A primeira visa a defesa da concorrência nos segmentos do mercado potencialmente competitivos bem como evitar a sua concentração. A segunda surge nos segmentos da indústria com características de rede (como é o caso da transmissão e distribuição do setor elétrico) onde, como vimos, permanecem as estruturas de monopólios naturais e há necessidade de regulação. Então, depois de caracterizado o setor elétrico e a evolução mais recente do setor, falta abordar uma questão *strictu sensu*: as tarifas de energia elétrica.

Para definir tarifa elétrica é necessário salientar que, conceptualmente, só se está perante tarifas quando estas são reguladas, sendo que quando não o são está-se perante preços, resultantes de mecanismos de mercado. Esclarecido isso, as tarifas elétricas “são estabelecidas por forma a proporcionar a cada atividade (regulada) um montante de *proveitos calculados*” (ERSE, 2012a), tendo em consideração a soma de todos os componentes do seu processo operativo. A estes componentes são acrescidos encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas (ANEEL, 2007).

Porém, no âmbito da estrutura tarifária, a grande questão que se levanta está relacionada com o valor das tarifas, para a qual não há uma resposta exata. Contudo, sabe-se que a tarifa deve ter o valor necessário para garantir o fornecimento de energia,

assegurar aos prestadores de serviços ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais eficientes, remunerar adequadamente os investimentos necessários para a expansão da capacidade e garantir a boa qualidade de atendimento (ERSE, 2011b). Por outro lado, a definição da estrutura tarifária é um dos aspetos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia elétrica e aos utilizadores das redes, mantendo o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas (ERSE, 2011b).

O setor elétrico deve ser entendido como uma organização complexa e dinâmica que acaba por criar toda uma cadeia de relações que será refletida na tarifa final paga pelo consumidor, seja este participante do mercado regulado ou livre. No entanto, muitas vezes essa complexa cadeia é ignorada, ao procurar-se o valor que se espera pagar em relação ao valor real da tarifa. Desta forma, a tarifa final de energia elétrica reflete especificidades do setor elétrico, da economia e sociedade, representando o somatório de todos os fatores que influenciam e afetam o setor elétrico quotidianamente (Goldemberg e Lucon, 2007). Nestes termos, avaliar qual a posição das tarifas finais de energia elétrica dos países exige uma pesquisa criteriosa para fundamentar uma análise comparativa abrangente e metodologicamente consistente, a fim de evitar muitas conclusões precipitadas e, possivelmente, erradas. Dada a importância do papel da energia elétrica na sociedade e os diferentes estágios, escalas e padrões de vida entre os países, a análise comparativa internacional das tarifas revela-se muito pertinente e requer que se utilizem parâmetros adequados e relevantes da própria evolução e estrutura do modelo do setor elétrico, podendo-se constituir como *benchmark*. Em suma, procura-se evidenciar os vetores fundamentais do funcionamento e desenvolvimento atual do setor elétrico.

Tabela 1 - Sumário das ideias-chave do enquadramento temático.

---

<b>Coexistência de monopólio natural e mercados competitivos;</b>
○ Transmissão e distribuição => monopólios naturais;
○ Produção e Comercialização => potencialmente competitivos;
<b>Coexistência de mercado livre e regulado;</b>
○ Regulação do acesso e uso das redes (para todos os <i>players</i> );
○ Regulação da tarifa final (no mercado regulado);
○ Criação de mercados grossistas/retalhistas;
<b>Tendência europeia para não regular a tarifa final.</b>

---

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, na sequência do presente enquadramento, esta dissertação está organizada da seguinte forma: no segundo capítulo é proposta a metodologia de análise; no terceiro capítulo é aplicada a metodologia e são apresentadas algumas características do setor, passando pelos seus segmentos, aspetos regulatórios e tarifários; e, por fim, no terceiro capítulo são retiradas as respetivas conclusões.

Espera-se que esta dissertação realize uma correta e consistente análise comparativa das tarifas de energia elétrica a nível internacional, apresentando um diagnóstico das causas que levam às discrepâncias entre as tarifas praticadas nos países da amostra.

A análise dos resultados foi norteadada pelos objetivos e, considerando que se trata, sobretudo, de uma análise qualitativa, a forma de análise tendeu a seguir o processo indutivo, ou seja, chegar a conclusões, partindo de alguns casos particulares (Bogdan e Biklen, 1999).



## 2 Metodologia

Existem diferenças regulatórias, ao nível da formação/estrutura tarifária, com impacto na tarifa final paga pelos consumidores, e, conseqüentemente, no desenvolvimento económico, competitividade e bem-estar das populações. Assim, nesta dissertação, vão-se abordar os fatores pertinentes que afetam os valores da tarifa final, passando pela especificação das determinantes da tarifa eléctrica, nos países seleccionados.

Para atingir os objetivos foi realizada uma pesquisa bibliográfica/documental, como livros, artigos, relatórios, legislação existente e publicações pertinentes e foram contactadas, via correio electrónico, as entidades reguladoras setoriais de cada país, no sentido de obter mais informações. Além disso, mais especificamente para a comparação internacional, é proposta uma escala de posicionamento relativo. A consecução dos objetivos e a análise dos dados permitem a validação à hipótese e respostas ao problema de investigação.

Com estes objetivos, procedeu-se à:

- 💡 Análise das tarifas aplicadas, explicitando as parcelas que a compõem: produção, transmissão, distribuição, comercialização, entre outros e o peso de cada parcela na tarifa final.
- 💡 Análise comparativa dos modelos utilizados para tarifação de serviços públicos de energia eléctrica dos países seleccionados, observando todas as etapas da cadeia de produção e sua influência no valor final da tarifa, apontando as principais características de cada modelo, bem como as vantagens, as desvantagens e as limitações de cada um. A análise deve levar em conta se o setor é desverticalizado, que segmentos são competitivos, se existem sistemas isolados, indicando a base da matriz energética para geração de eletricidade, sempre com o objetivo de procurar elementos que refletem nos custos e, conseqüentemente, na formação das tarifas.
- 💡 Análise do regime de regulação aplicado, procurando avaliar e explicitar o regime de regulação.
- 💡 Identificação do órgão ou instituição responsável por fixar as tarifas.

## Amostra

Pelo fato deste trabalho ter sido desenvolvido, maioritariamente, no GESEL-UFRJ, Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro, procurou-se selecionar países com evidência para alguns aspetos relativamente ao Brasil. Desta forma, os países selecionados foram Portugal, Espanha e Reino Unido, cujo consumo de eletricidade é inferior ao brasileiro. No entanto, quando analisado em termos relativos, este é substancialmente menor (menos que metade), como se pode observar na tabela seguinte. Outro aspeto tido em consideração, aliado ao anterior, foi a previsão de maior facilidade na obtenção de dados.

Tabela 2 - Consumo de eletricidade final, nos países da amostra, 2009.

2009	Consumo final de eletricidade (GWh)	Consumo final de eletricidade, <i>per capita</i> (GWh)
Portugal	47855	0,0045
Espanha	255368	0,0054
Reino Unido	322417	0,0052
Brasil	407271	0,0021

Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de PRB, 2009 e IEA, 2012.

Mais especificamente, Portugal porque o seu sistema de definição e cálculo das tarifas segue o modelo europeu. Por outro lado, encontra-se liberalizado, embora com grande tradição de intervenção do poder político, pelo que deverá apresentar um peso exagerado das rendas (políticas públicas para financiamento das energias renováveis, os contratos com as incumbentes históricas a persistirem no tempo, entre outras). Além disso, apresenta uma vasta experiência, independentemente da sua pequena dimensão geográfica. Depois de Portugal selecionado, Espanha foi a escolha seguinte porque também segue o modelo europeu e encontra-se integrado no mesmo mercado regional de Portugal, pelo que seria interessante analisar as semelhanças e diferenças. Por fim, o Reino Unido pareceu uma escolha evidente, por ser pioneiro na liberalização e reformas no setor, constituindo-se como o histórico *benchmark* e, dessa forma, constituir-se como a base de comparação com os anteriores.

### **3 Comparação internacional**

#### **3.1 Portugal**

As diretivas europeias que consubstanciam a liberalização do setor elétrico (96/92/CE, 2003/54/CE e 2009/72/CE) têm vindo a reestruturar o mesmo, por toda a Europa. Desta forma, o presente capítulo tem por objetivo observar as principais implicações destas diretivas sobre o setor elétrico português, nomeadamente ao nível da cadeia de valor, modelo regulatório e tarifário.

#### **Cadeia de Valor**

A produção está aberta à concorrência (incluindo produtores espanhóis), sendo o planeamento feito sob a lógica do mercado. Logo, verifica-se que existe pouco espaço de intervenção para o operador de sistema (ERSE, 2012a). O mercado divide-se em dois regimes: produção em regime ordinário (PRO) - produção de eletricidade com base em fontes não renováveis - e produção em regime especial<sup>19</sup> (PRE) - relativa à cogeração e à produção com origem em fontes de energia renováveis (FER) (ERSE, 2012a). A energia produzida é entregue à rede de transporte, exceto a energia produzida de forma distribuída que é injetada diretamente na rede de distribuição. Embora a matriz elétrica portuguesa seja predominantemente térmica (anexo 3.1), existe uma tendência recente para um aumento da produção com base em FER (particularmente eólicas e mini-hídricas) e cogeração<sup>20</sup> (ERSE, 2012a).

No que se refere à atividade de transmissão<sup>21</sup>, esta é exercida pela “REN, Rede Elétrica”<sup>22</sup>, operador da rede nacional de transporte (RNT). O escoamento da energia elétrica produzida é garantido pela RNT (alguns grandes consumidores estão ligados

---

<sup>19</sup>Produção ao abrigo de regimes jurídicos especiais para fomentar a utilização de recursos renováveis e determinadas tecnologias, que são favorecidas porque têm prioridade na entrada em operação e são remuneradas através de uma tarifa própria, superior à tarifa regulada, traduzindo os benefícios decorrentes do fato de serem menos poluentes e mais eficientes. A energia produzida através das PRE é remunerada acima dos custos marginais de produção e não entra no mercado para a formação do preço diário. As tecnologias ao abrigo da PRE podem-se resumir da seguinte forma: com base em recursos hídricos para centrais até 10 MVA e nalguns casos até 30 MW; que utilize outras fontes de energia renovável; com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas); em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW; por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW; e através de um processo de cogeração.

<sup>20</sup>Produção por combinação de calor e eletricidade.

<sup>21</sup>Desenvolvimento, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), das suas interligações com outras redes, e a gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema.

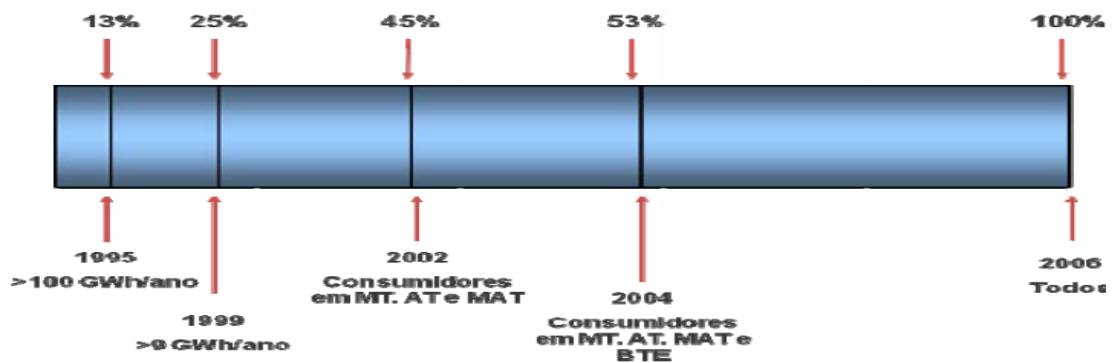
<sup>22</sup>Mediante a atribuição de uma concessão exclusiva.

diretamente à rede), que se encontra interligada com a rede espanhola, permitindo trocas comerciais<sup>23</sup>, sendo constituída por linhas de muito alta tensão (MAT) (ver anexo 3.1) (ERSE, 2012a; REN 2012).

Por sua vez, a atividade de distribuição<sup>24</sup> faz a interligação da RNT (e dos eletroprodutores) para as instalações dos consumidores e é exercida, principalmente, pela “EDP Distribuição” mas também por algumas cooperativas (ERSE, 2012a). Esta rede tem necessidade de evoluir para fazer face à satisfação dos consumos (mantendo um determinado nível de qualidade), minimizar perdas na rede e adaptar-se a novas localizações geográficas de consumidores e eletroprodutores (em PRE), como se pode verificar no anexo 3.2, (ERSE, 2012a).

O processo de liberalização português seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva, começando, em 1995, por incluir os clientes de maiores consumos e de níveis de tensão mais elevados. Em 2006 concretizou-se a última etapa da liberalização, quando a totalidade dos cerca de 6 milhões de clientes passou a poder escolher o seu fornecedor de energia elétrica (ERSE, 2011c).

Figura 5 - Cronograma de liberalização em Portugal



Fonte: ERSE.

Atualmente o mercado liberalizado (ML) e o mercado regulado (MR) coexistem e todos os clientes podem negociar os seus contratos de energia com um comercializador,

<sup>23</sup>Para que haja segurança no abastecimento e maior eficiência económica, uma vez que promove a concorrência entre os produtores.

<sup>24</sup>As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas e por cabos subterrâneos, de alta, média e baixa tensão, subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração. Fazem ainda parte das redes de distribuição as instalações de iluminação pública e as ligações a instalações consumidoras e a centros eletroprodutores (ERSE, 2012a).

no ML, ou permanecer no MR e pagar as tarifas de venda a clientes finais (TVCF) do comercializador de último recurso<sup>25</sup> (CUR). Entretanto, para as TVCF foi assegurado a existência de um período transitório, para a escolha de um comercializador no ML, durante o ano de 2011, devendo a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em Portugal) definir uma tarifa de venda transitória a aplicar aos clientes que não tenham ainda contratado no ML o seu fornecimento (para maior informação sobre a evolução destes dois mercados e perspetivas do setor elétrico português, consultar anexo 3.3 e 3.4, respetivamente) (ERSE, 2011c). Em Portugal, a “EDP Serviço Universal” desempenha estas funções, atualmente o maior comercializador, responsável pela aplicação da tarifa integral regulada. Em regime de mercado as principais empresas de comercialização em Portugal são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola e a União Fenosa (REN, 2012).

Figura 6 - Cadeia de valor do setor elétrico em Portugal.



Fonte: Elaborado pelo autor, com base na ERSE e REN.

<sup>25</sup>O CUR, cuja finalidade é garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores mais frágeis, é assegurado por entidade com independência jurídica do operador da rede de distribuição e aprovisiona-se de energia no mercado para satisfação dos consumos dos seus clientes. As tarifas de último recurso refletem os custos de energia incorridos pelo CUR, as tarifas de acesso às redes pagas e uma margem de comercialização regulada. Além da EDP, existem outros 10 operadores de índole local, que, em termos de energia comercializada, não excedem 1% do consumo total em Portugal continental e que se inserem também no âmbito da comercialização de último recurso (ERSE, 2011c).

## Modelo regulatório

Quanto ao requisito de *unbundling* das atividades, verifica-se que o operador da rede de transporte está separado (juridicamente e por propriedade) das restantes entidades que atuam no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e a atividade de distribuição de eletricidade, em alta e média tensão, encontra-se atribuída em regime de exclusividade a uma empresa verticalmente integrada (mas assegura grande parte da distribuição de eletricidade em baixa tensão) (ERSE, 2011a). Contudo, relativamente à atividade de comercialização, a separação jurídica desta atividade também se encontra garantida, exercida dentro do mesmo grupo empresarial, seja através de um CUR, seja por um comercializador em regime de mercado<sup>26</sup> (ERSE, 2011a).

No que diz respeito ao modelo regulatório em vigor, a ERSE (2011a) define-o, confirmando o domínio do modelo de regulação por incentivos, da seguinte forma:

Tabela 3 - Modelo regulatório português.

Empresas/Actividades reguladas	Modelo regulatório
	<b>Modelo baseado em incentivos económicos</b> (anterior: taxa de remuneração do investimento e custos aceites em base anual)
<b>Operador da Rede de Transporte</b>	(i) Aplicação de uma metodologia do tipo <i>revenue cap</i> aos custos de exploração; (ii) Incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede (maior risco compensado por uma taxa de remuneração diferenciada); (iii) Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT; (iv) Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.
	<b>Regulação por incentivos económicos</b>
<b>Operador da Rede de Distribuição</b>	(i) Incentivo à gestão eficiente dos custos operacionais através de uma metodologia do tipo <i>price cap</i> ; (ii) Incentivo à melhoria da qualidade de serviço; (iii) Incentivo à redução de perdas; (iv) Incentivo à promoção do desempenho ambiental.
	<b>Reforço da regulação por incentivos económicos</b>
<b>Empresas com a concessão do transporte e distribuição das Regiões Autónomas da Madeira e Açores</b>	(i) A regulação da atividade de distribuição de energia elétrica passou a ser efetuada através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por <i>price cap</i> ; (ii) Definição de custos de referência do combustível consumido na produção de energia elétrica <sup>9</sup> .
<b>Comercialização</b>	<b>Regulação do tipo <i>price-cap</i><sup>10</sup></b> , acrescida de uma remuneração que visa compensar as necessidades de capital circulante, decorrentes do diferencial entre o prazo médio de pagamento e o prazo médio de recebimento.

A definição das metas económicas teve por base estudos de *benchmarking* de âmbito internacional, no caso do transporte, e de âmbito nacional, no caso da distribuição de energia elétrica. Estes resultados visam estabelecer os parâmetros a aplicar em 2010 e 2011, retroativamente, e em tarifas para 2012.

Fonte: Elaborado pelo autor, com base na ERSE, 2011a.

<sup>26</sup>Os operadores das redes de distribuição que servem um número de clientes inferior a 100 000 estão isentos da obrigação de separação jurídica, exercendo em simultâneo a atividade de comercialização de último recurso. São dez as entidades que dispõem das referidas características, abastecendo cerca de 30 mil clientes (ERSE, 2011a).

## Modelo tarifário

No que às tarifas diz respeito, pode-se observar que cada uma tem a sua própria estrutura (caracterizada por um conjunto de variáveis de faturação, como veremos à frente), são aderentes a uma estrutura de custos marginais<sup>27</sup> (com exceção da tarifa de comercialização, aderente à estrutura de custos médios de referência) e baseiam-se no princípio da não discriminação (as opções tarifárias estão disponíveis para todos os consumidores) (ERSE, 2011b). Nomeadamente, as tarifas para cada atividade regulada são:

- 💡 Uso Global do Sistema (UGS): deve recuperar custos com a operação do sistema e custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG<sup>28</sup>).
- 💡 Uso da Rede de Transporte (URT): deve recuperar os custos com a operação e manutenção das redes de transporte.
- 💡 Uso da Rede de Distribuição (URD), em alta, média e baixa tensão: deve recuperar os custos associados ao planeamento, operação e manutenção das redes de distribuição.
- 💡 Comercialização: deve recuperar os custos com as estruturas comerciais de venda de energia elétrica aos clientes do CUR.
- 💡 Energia: deve recuperar os custos com a aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes.

As três primeiras atividades são exercidas em regime de monopólio, estando associadas à utilização das infra-estruturas e à gestão do sistema e as duas últimas são

---

<sup>27</sup>O fato das tarifas se basearem nos custos marginais impede a subsídio cruzada entre clientes/atividades e garante uma alocação eficiente dos recursos (ERSE, 2011a), aplicando o princípio da “inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade” e da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN”, previsto no Decreto-Lei n.º 78/2011. Segundo Viscusi (1995), há subsídio cruzado quando uma empresa coloca o preço de um produto abaixo do custo médio e compensa essa perda com a colocação do preço de outros produtos acima da média. Outra forma é a aplicação de preços uniformes, a diferentes clientes, ainda que tenha diferentes custos marginais com esses clientes.

<sup>28</sup>Sobrecusto da PRE e dos sistemas extra peninsulares, custos de promoção da eficiência no consumo e de funcionamento da ERSE, transferências para a Autoridade da Concorrência e para o OMIP e OMI Clear, custos de promoção da eficiência no consumo, custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) que resultam da cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE), sobrecustos com os CAE não renegociados por opção dos produtores e remuneração dos terrenos que integram o domínio público hídrico.

reguladas, sendo exercidas pelo CUR (ERSE, 2011a). Contudo, no ML outros comercializadores são livres de desempenhar estas atividades, não sendo sujeitos a regulação. As tarifas de USG, URT e URD compõem as denominadas **tarifas de acesso** à rede sendo pagas por todos os consumidores finais, quer em MR, quer em ML, e são determinadas adicionando a tarifa correspondente, por cada variável de faturação e atividade. Estas tarifas viabilizam a concorrência, uma vez que todos os comercializadores ficam com livre acesso e em iguais condições às redes de transporte e distribuição de eletricidade (mediante uma licença de comercialização).

Figura 7 - Aditividade nas tarifas de acesso em Portugal.

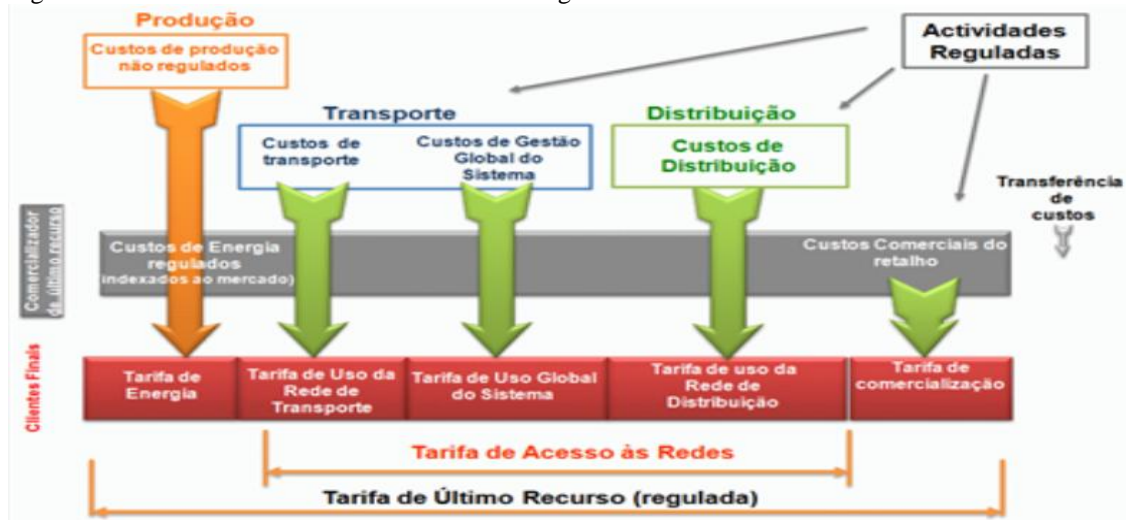


Fonte: ERSE, 2012a.

Aos clientes finais que optarem por permanecer no MR são aplicadas as **TVCF**, pelo CUR, determinadas pelas tarifas de acesso à rede adicionando as tarifas de energia e de comercialização. Para os que optarem pelo ML, o custo de energia é negociado livremente com o comercializador (ERSE, 2011a).



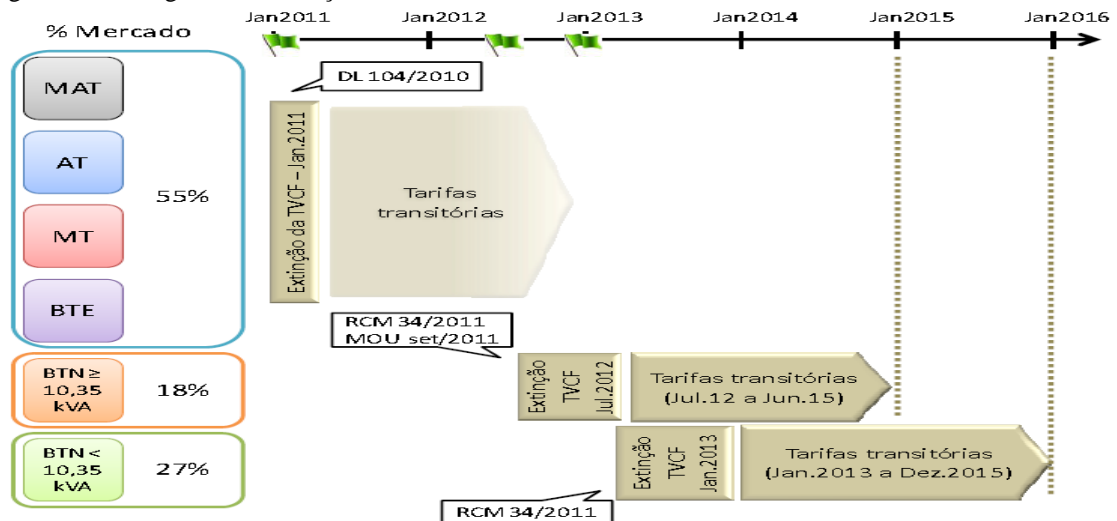
Figura 8 - Aditividade tarifária nas TVCF em Portugal



Fonte: ERSE, 2012a.

As TVCF foram extintas no início de 2011 e, para limitar os impactos na faturação de cada cliente do MR (para garantir alguma estabilidade), estabeleceu-se um mecanismo de convergência que permite a aplicação de forma gradual da aditividade tarifária (ERSE, 2011b).

Figura 9 - Cronograma de extinção das TVCF



Fonte: Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de agosto e Memorandum of Understanding on Specific Economic Policy Conditionality, de 1 de setembro de 2011, in ERSE (2011b).

Além das tarifas mencionadas foi criada a **tarifa social** de fornecimento de eletricidade, a aplicar pelos comercializadores aos clientes finais economicamente

vulneráveis<sup>29</sup>, calculada mediante a aplicação de um desconto<sup>30</sup> na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal. Esta tarifa é financiada pelos centros eletroprodutores em PRO, na proporção da potência instalada (ERSE, 2011a).

Finalmente, em relação às variáveis de faturação da estrutura tarifária, já mencionadas, podem-se resumir da seguinte forma:

Tabela 4 - Resumo das variáveis de faturação da estrutura tarifária portuguesa, 2012.

<b>Tarifas de Acesso</b>
<b>A - Tarifas de URT</b>
A <sub>1</sub> - A aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, pelas entregas da RNT
A <sub>1.1</sub> - Preço de energia ativa (€/kWh), diferenciados por período horário
A <sub>1.2</sub> - Preço de potência contratada (€/kW/mês)
A <sub>1.3</sub> - Preço de potência em horas de ponta (€/kW/mês)
A <sub>1.4</sub> - Preço de energia reativa (indutiva)
A <sub>2</sub> - Tarifas de URT, do operador da RNT, a aplicar por este aos produtores em PRE e PRO, pela entrada na RNT e na RND (encargo G)
A <sub>2.1</sub> - Preços de energia ativa
<b>B - Tarifas de URD</b>
B <sub>1</sub> - Tarifas de URD em AT, MT e BT
B <sub>1.1</sub> - Preço de potência contratada (€/kW/mês)
B <sub>1.2</sub> - Preço de potência em horas de ponta (€/kW/mês)
B <sub>1.3</sub> - Preço de energia ativa (€/kWh), diferenciados por período horário
B <sub>1.4</sub> - Preço de energia reativa (indutiva e capacitiva, definido em €/kvarh)
<b>C - Tarifas de UGS</b>
C <sub>1</sub> - Preços de energia, diferenciados por período horário (ponta, cheias, vazio normal e supervazio)
<b>Tarifas reguladas enquanto componentes da tarifa de último recurso, aplicada pelo CUR</b>
<b>D - Tarifas de comercialização</b>
D <sub>1</sub> - Termo tarifário fixo, definido em euros por mês, (depende do número de clientes)
D <sub>2</sub> - Preço de energia ativa, definido em euros por kWh
<b>E - Tarifas de energia, resultantes da aquisição de energia no mercado diário e a prazo</b>
Notas:
Tarifas de BTN <sup>25</sup> , aplicáveis a fornecimentos a tensão < ou = a 1 kV e potência contratada < ou = a 41,4 kVA, diferenciadas de acordo com a potência contratada:
✓ > a 20,7 kVA, sendo os preços de energia diferenciados por três períodos horários.
✓ > a 2,37 kVA e inferior ou igual a 20,7 kVA, existindo três opções tarifárias (simples, bi-horária e tri-horária).
✓ < ou = a 2,37 kVA, sem diferenciação dos preços de energia.
Tarifas de BTE, aplicáveis a fornecimentos a tensão inferior ou igual a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.
Tarifas de MT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 1 kV e inferior ou igual a 45 kV.
Tarifas de AT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 45 kV e inferior ou igual a 110 kV.
Tarifas de MAT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 110 kV.

Nota: no caso das tarifas de BTN, uma vez que os equipamentos de medida do consumo não permitem a aplicação direta das variáveis de faturação das tarifas por atividade, são calculados preços a aplicar às variáveis medidas, utilizando-se para o efeito perfis de consumo caracterizadores das várias opções tarifárias.

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ERSE (2011b e 2011c).

<sup>29</sup>Beneficiários de prestações sociais como subsídio de desemprego, de invalidez, entre outros.

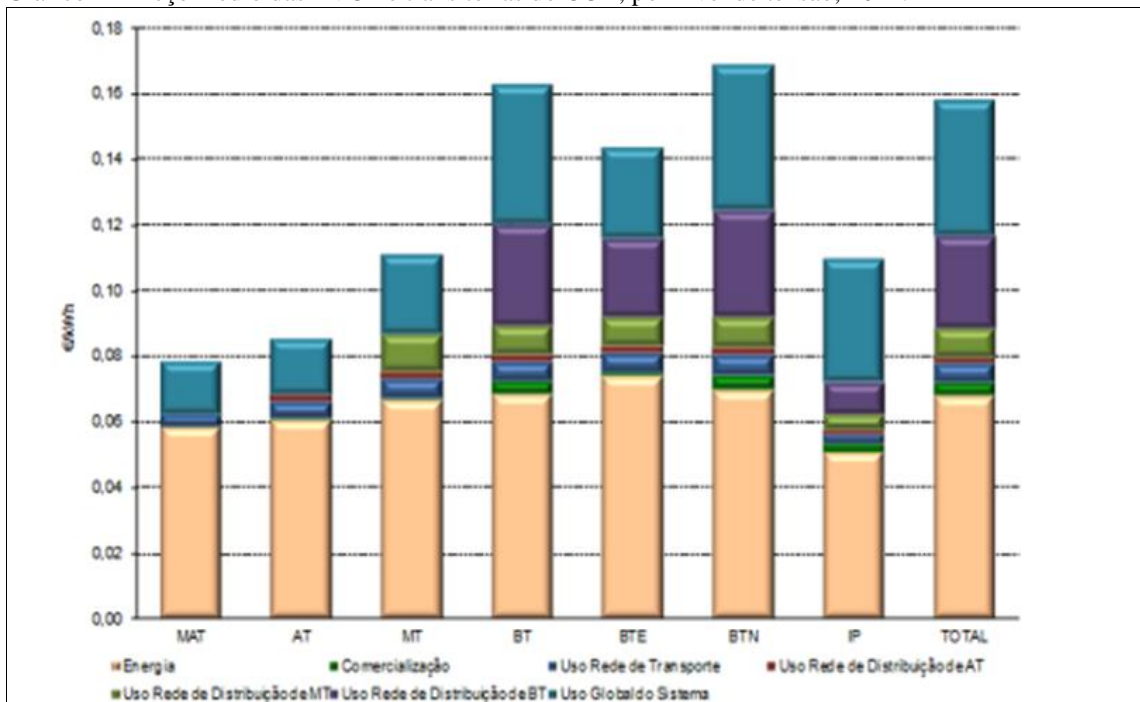
<sup>30</sup>Determinado anualmente pela ERSE, tendo em conta o limite máximo de variação da tarifa social de venda a clientes finais do CUR. Em 2011, estabelecido em 1% e em 2012 fixado em 2,3% (ERSE, 2011d).

Face ao exposto, importa agora apresentar algumas das variáveis mais importantes da estrutura tarifária portuguesa, nomeadamente, os preços (médios) das tarifas de acesso e TVCF, suas respetivas estruturas, decomposição dos CIEG, evolução e défice tarifário.

### Preços e tarifas

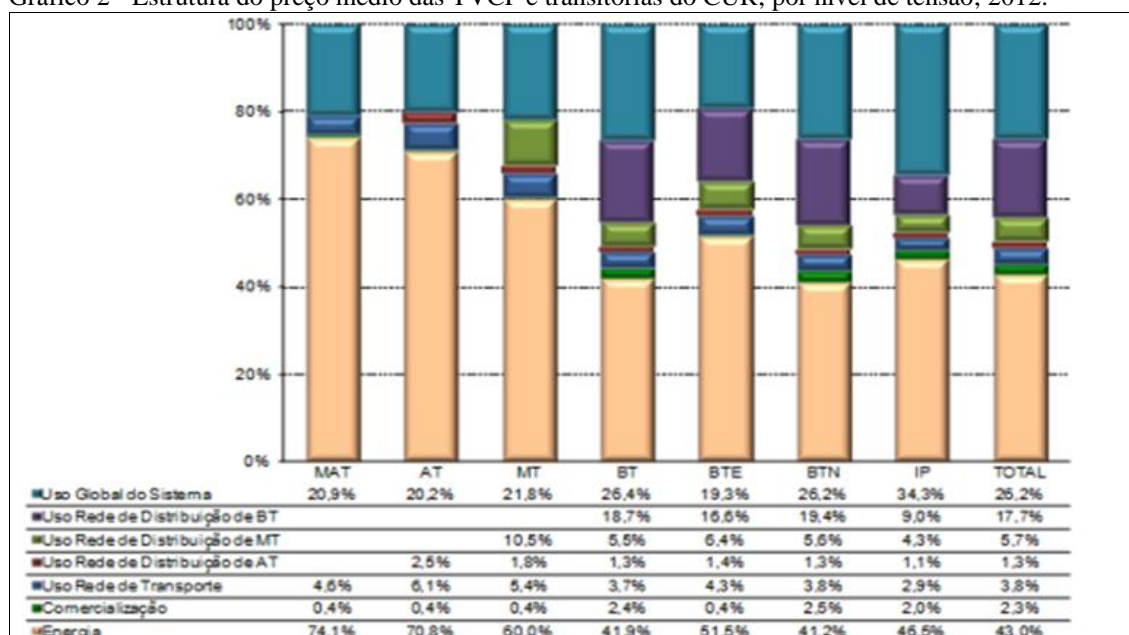
No que concerne às TVCF (incluindo as transitórias) - com um total médio de perto de 0,16€ - verifica-se que a grande “fatia” diz respeito à componente de energia, em média com um peso relativo de 43%, seguido da componente de UGS, com 26,2% e URD, em BT, com 17,7%, totalizando 86,9%.

Gráfico 1 - Preço médio das TVCF e transitórias do CUR, por nível de tensão, 2012.



Fonte: ERSE, 2012a.

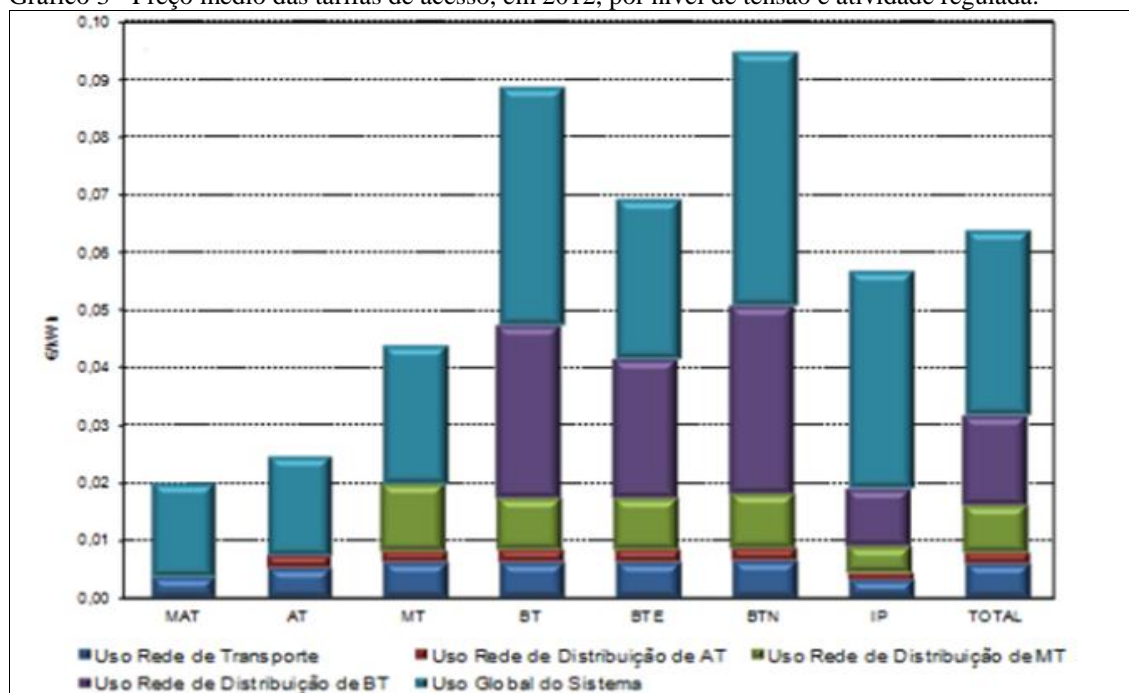
Gráfico 2 - Estrutura do preço médio das TVCF e transitórias do CUR, por nível de tensão, 2012.



Fonte: ERSE, 2012a).

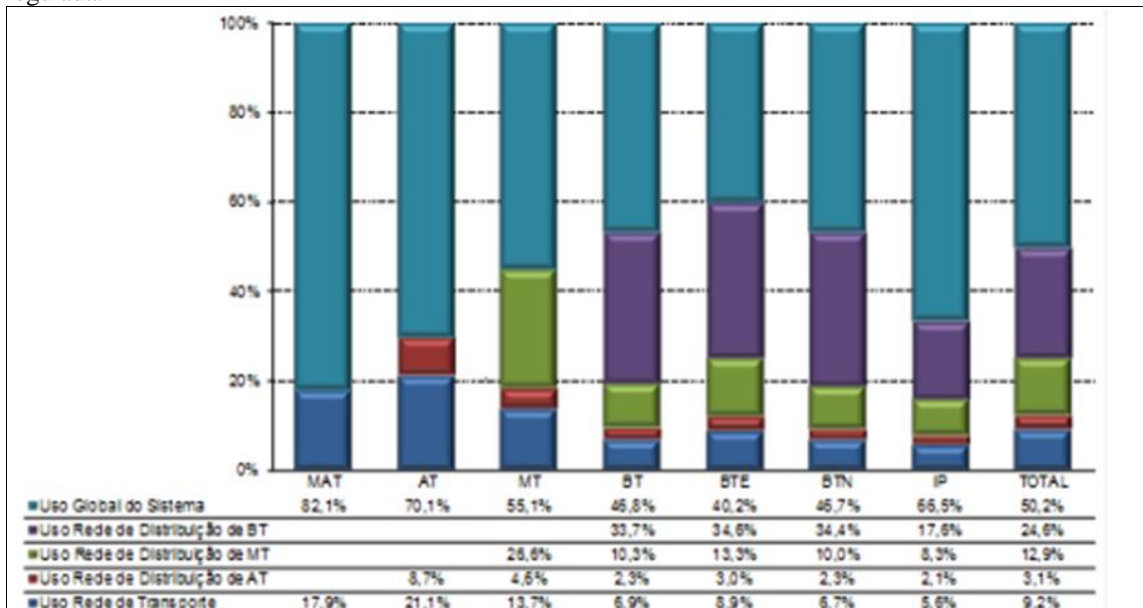
Relativamente às tarifas de acesso – em média, perto de 0,064€ - verifica-se que a grande componente é a do UGS, em média com um peso relativo de 50,2%, seguido da componente URD, em baixa tensão, com 24,6%, ambas totalizando 74,8%.

Gráfico 3 - Preço médio das tarifas de acesso, em 2012, por nível de tensão e atividade regulada.



Fonte: ERSE, 2012a).

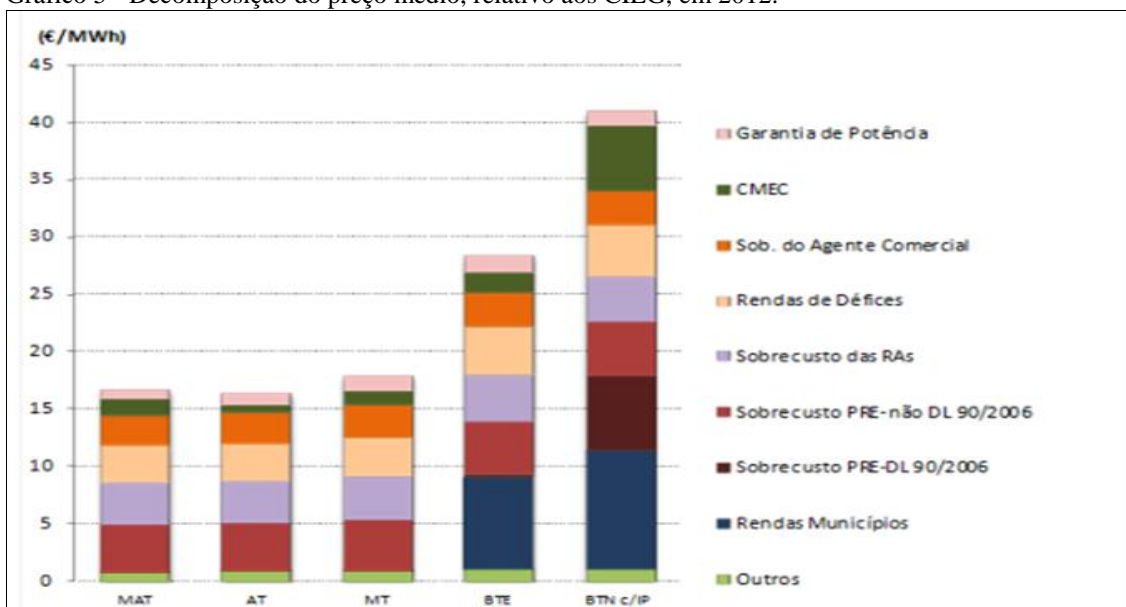
Gráfico 4 - Estrutura do preço médio das tarifas de acesso, em 2012, por nível de tensão e atividade regulada.



Fonte: ERSE, 2012a).

Como se viu, a componente de UGS apresenta um peso relativo bastante considerável, quer nas TVCF, quer nas tarifas de acesso. Desta forma, torna-se pertinente uma análise mais detalhada dessa componente, mais concretamente dos custos de interesse económico geral (CIEG). Desta forma, veja-se a sua decomposição.

Gráfico 5 - Decomposição do preço médio, relativo aos CIEG, em 2012.

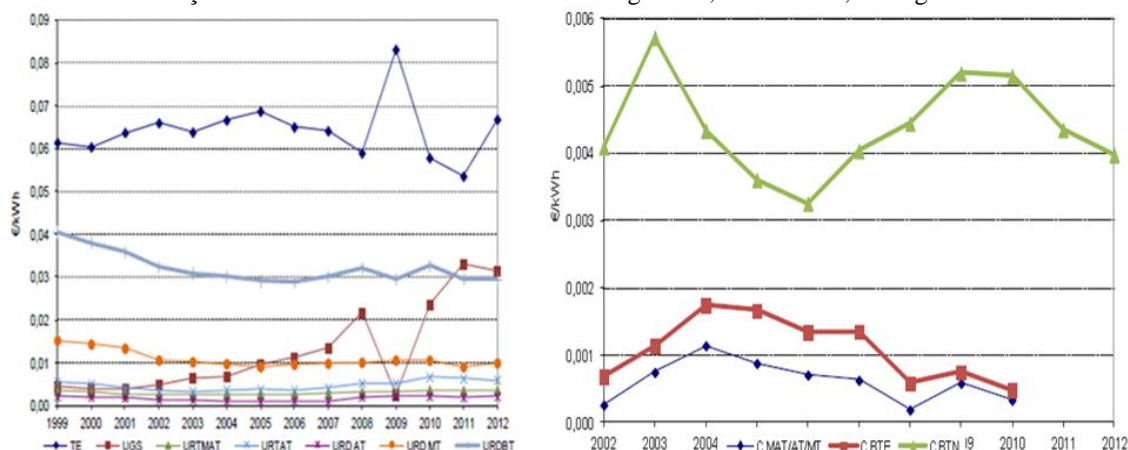


Fonte: ERSE, 2012a).

Nesta análise, o que se destaca é o fato de nos baixos níveis de tensão (BTE e BTN com iluminação pública) os custos serem muito superiores, chegando mesmo a duplicar, relativamente aos restantes níveis de tensão. Ainda nestes níveis de tensão, atente-se na inclusão das rendas a pagar aos municípios que representam a maior componente destes níveis de tensão. Independentemente do nível de tensão, e excluindo da análise as rendas pagas aos municípios, verifica-se que o sobrecusto da PRE, o sobrecusto das regiões autónomas, as rendas de défices e o sobrecusto do agente comercial são as componentes mais significativas e todas com pesos idênticos. Por outro lado, a garantia de potência representa, em termos relativos, um valor residual em todos os níveis de tensão.

Numa perspetiva mais dinâmica, os gráficos seguintes apresentam a evolução verificada nas tarifas das atividade reguladas, desde 1999, com preços constantes de 2011.

Gráfico 6 - Evolução verificada nas tarifas das atividade reguladas, desde 1999, Portugal.



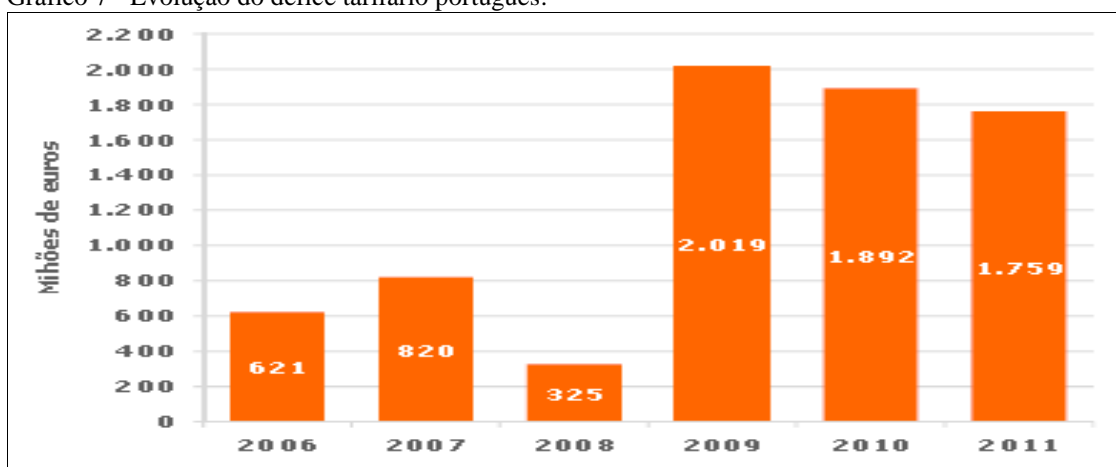
Nota: Preços constantes de 2011.

Legenda: TE – tarifa de energia; UGS – tarifa de uso global do sistema; URTMAT – tarifa de uso da rede de transporte em MAT; URTAT – tarifa de uso da rede de transporte em AT; URDAT – tarifa de uso da rede de distribuição em AT; URDMT – tarifa de uso da rede de distribuição em MT; URDBT – tarifa de uso da rede de distribuição em BT; C MAT/AT/MT – tarifa de comercialização em MAT, AT e MT; C BTE – tarifa de comercialização em BTE; C BTN – tarifa de comercialização em BTN.

Fonte: ERSE, 2012a.

Por fim, devido ao pressuposto da entidade reguladora de que a tarifa de energia (componente da TVCF que expressa o custo com a aquisição de energia) não será suficiente para cobrir os custos de produção e como não é possível repercutir essa diferença no ano em causa, gera-se um défice. Por outro lado, quando se verifica, *à posteriori*, uma diferença não prevista, está-se perante um desvio. Em ambas as situações gera-se um sobrecusto que será diluído ou descontado nos anos seguintes (Galpenergia, 2012).

Gráfico 7 - Evolução do défice tarifário português.



Fonte: BPI.

Em dezembro de 2010, o défice tarifário do setor elétrico português era de 1759 milhões de euros, tendo sido gerado, em grande parte, em 2008 (devido à subida dos preços dos combustíveis e “fuga” dos clientes do ML para o MR) e tem sido repercutido nas tarifas elétricas num prazo de 15 anos, com início em 2010 (BPI, 2011).

### 3.2 Espanha

O setor elétrico espanhol tem experimentado uma intensa atividade no âmbito regulatório, devido à preparação do novo paradigma imposto pela diretivas europeias. O mercado interno de energia elétrica está a ser moldado por diversas iniciativas<sup>31</sup>. Neste novo cenário a regulação energética deixou de ser uma questão nacional e passou a ser europeia (CNE, 2011). De uma forma breve, os principais desenvolvimentos recentes do setor prendem-se com o fato das tarifas finais de energia elétrica terem subido (devido ao aumento das tarifas de acesso) e o aumento significativo da capacidade de interligação, com o respetivo aumento de oportunidades de comercialização e concorrência (CNE, 2011).

Face ao exposto, o sistema elétrico espanhol é caracterizado por um alto grau de reestruturação. O mercado grossista, as redes de transmissão e distribuição e o mercado retalhista são geridos independentemente, por entidades legalmente separadas (Sakhrani e Parsons, 2010). Assim, para a análise do setor de energia elétrica apresenta-se de seguida os seus diferentes segmentos, nomeadamente, o mercado grossista, o segmento de redes e o mercado retalhista. Posteriormente serão apresentadas algumas questões relativas à regulação (onde se inclui o requisito de *unbundling*), à avaliação da concorrência e, por fim, aos preços e tarifas.

#### Mercado grossista

O setor da produção atua numa lógica de mercado grossista, cujo operador é a OMEL, que gere os vários participantes (produtores, produtores em regime especial, distribuidores e retalhistas) e se coordena com a OMIP (operador de mercado português). Esta situação, em conjunto com a capacidade de interligação, permite o funcionamento do mercado regional Ibérico e, conseqüentemente, trocas comerciais (Sakhrani e Parsons, 2010). Ou seja, o mercado de energia elétrica está completamente integrado com o português, através do MIBEL. Além disso, está a ser perseguido o objetivo de ligação com o mercado francês e, desta forma, com a região CWE<sup>32</sup>, com a qual, devido à escassez na capacidade de ligação, as trocas são ainda bastante limitadas (CNE, 2011).

---

<sup>31</sup>Tais como os Objetivos de Sustentabilidade 2020, o Conjunto de infraestruturas energéticas, o trabalho nas grelhas inteligentes, a entrada em força das diretivas europeias e a atividade da entidade reguladora europeia (ACER).

<sup>32</sup>*Central-West Europe* compreende a França, Bélgica, Holanda, Luxemburgo e Alemanha.



Por outro lado, em Espanha, tal como em Portugal, também existe produção em regime especial<sup>33</sup> (Sakhrani e Parsons, 2010), sendo uma das formas de produção mais expressivas. A procura de energia elétrica é satisfeita da seguinte forma: regime especial (33%); gás ciclo combinado (25%); nuclear (23%); hidroelétrica (14%); e carvão (9%) (anexo 4.1) (CNE, 2011).

Ao nível interno, e para análise da concentração do mercado, verifica-se que os três maiores operadores do mercado grossista apresentam uma quota de mercado de cerca de 60% (CNE, 2011). São cinco os principais produtores que concorrem no mercado, a saber: Endesa (cerca de 20% de quota), Iberdrola (cerca de 24% de quota), Gas Natural Fenosa (cerca de 15% de quota), Hidrocontábriico (EDP, cerca de 5% de quota) e Viesgo (E.ON, cerca de 4% de quota) (anexo 4.2). Além destes, os produtores em regime especial representam cerca de 26% e os produtores em regime ordinário 4%. Objetivando esta questão, o índice Herfindal-Hirschman<sup>34</sup> (IHH) do mercado varia entre 1262 e 1752, ou seja, o mercado grossista é concentrado e, além disso, não tem mudado significativamente (CNE, 2011).

## **Redes**

A rede de transmissão é propriedade de diversas entidades mas é operada como uma rede nacional única, pela RED - operador do sistema nacional de transporte (TSO), com direitos de propriedade e operação exclusivos<sup>35</sup> (Sakhrani e Parsons, 2010). Como se viu, o mercado de energia elétrico espanhol encontra-se integrado com o português. Tal só é possível porque se trata de um sistema interligado com os países vizinhos<sup>36</sup>, permitindo trocas comerciais e concorrência. Mais concretamente, a interligação com Portugal tem aumentado e existem mais projetos a decorrer. Por outro lado, a ligação Ibérica a França está abaixo do previsto pelo que, nesse sentido, está prevista uma nova ligação a França para 2014, que duplicará a capacidade comercial (CNE, 2011). Os principais congestionamentos aparecem nestas interligações, em particular com França, dado que os congestionamentos internos não são habituais. No entanto, as trocas

---

<sup>33</sup>Mecanismo de incentivo a certas tecnologias de produção com base em energias renováveis e cogeração, com atribuição de prémios financeiros e prioridade de acesso à rede.

<sup>34</sup>Relembrando, a escala varia de 0 (não concentrado) a 10 000 (mais concentrado), com orientações de que acima de 1000 é concentrado e acima de 1800 é altamente concentrado.

<sup>35</sup>Para o efeito, foi necessária a transferência de ativos de diversas entidades para a RED.

<sup>36</sup>A capacidade de interligação tem subjacente a questão da segurança do abastecimento, onde não têm sido detetadas ameaças (CNE, 2011).

comerciais com o resto da Europa aumentaram, devido aos baixos preços da eletricidade (devido à baixa procura e às energias renováveis), tornando Espanha numa exportadora de eletricidade, incluindo para França (CNE, 2011). Relativamente à interligação com Portugal, o grau de congestionamento<sup>37</sup> tem diminuído, sendo que, quando isso acontece, se aplica um mecanismo de mercado denominado de *market splitting*, isto é, quando a capacidade instalada de interligação é insuficiente para fazer face aos fluxos comerciais. Nessa altura o mercado é dividido em dois, com oferta e procura espanhola, de um lado, e oferta e procura portuguesa, do outro, formando-se dois preços distintos, um para Portugal e outro para Espanha (anexo 4.3) (CNE, 2011). Neste âmbito, a Espanha é, em termos líquidos, exportadora de eletricidade (para mais informações dos fluxos comerciais, bem como do comprimento das linhas de transmissão, investimentos e requisitos de receitas anuais<sup>38</sup> - *annual revenue requirements*, ARR - consultar o anexo 4.4) (Sakhrani e Parsons, 2010).

Já a rede de distribuição é propriedade e operada por diversas entidades (como a Iberdrola, a Endesa e pequenas empresas municipais), responsáveis pela distribuição desses serviços nas suas regiões. De salientar que os requisitos de receitas anuais e os custos de conexão à rede (ou *third party access*, TPA) (anexo 4.5) são definidos pelo governo, pagos por todos os consumidores e, tal como os custos relacionados com a rede de transporte, recuperados através das tarifas de acesso (Sakhrani e Parsons, 2010), como veremos à frente.

### **Mercado retalhista**

Até 2009, altura em que todos os consumidores passaram a poder estar no mercado liberalizado, o mercado retalhista esteve “adormecido”. A partir daí ficou mais ativo, com os fornecedores (em 2011 estavam registados 17721 fornecedores) a oferecerem mais produtos e serviços para consumidores distintos (por exemplo, ofertas conjuntas com o gás têm descontos adicionais) (CNE, 2011). No entanto, isso tem sido acompanhado de um crescente número de queixas por más práticas dos fornecedores (CNE, 2011). Desde 1 de julho de 2009 que todos os consumidores estão formalmente no mercado liberalizado. Contudo, ainda existe mercado regulado através da tarifa de

---

<sup>37</sup>Em 2010, o congestionamento foi de cerca de 20% do tempo.

<sup>38</sup>Aprovados, para cada empresa, pela entidade reguladora espanhola, CNE, para inclusão nos cálculos das tarifas de acesso.

último recurso (TUR, apenas disponível para consumidores com potência contratada abaixo dos 10kW) (CNE, 2011).

Por outro lado, a concentração do mercado retalhista não tem mudado muito, contudo tem apresentado mudanças nas quotas individuais<sup>39</sup> (a quota da Iberdrola aumentou em detrimento da quota da Endesa). De julho de 2009 a julho de 2010, 1,9 milhões de clientes mudaram do comercializador de último recurso (CUR) para o mercado liberalizado (CNE, 2011).

Devido à coexistência do mercado regulado e liberalizado, torna-se pertinente uma análise separada dos mesmos. Desta forma, para aplicar a TUR foram designadas cinco comercializadores de último recurso (CUR), pertencentes aos cinco grandes grupos de eletricidade presentes no país, sendo que a Endesa e a Iberdrola cobrem perto de 80% dos clientes (anexo 4.6) (CNE, 2011). A usufruir da TUR estão cerca de 83% dos clientes, o que corresponde a 31% da energia (CNE, 2011), que, adicionalmente às tarifas de acesso (custos regulados), é calculada pelo governo em função de leilões (leilões CESUR<sup>40</sup>) (CNE, 2011).

Já no que diz respeito ao resto do mercado, este representa à volta de 68% de toda a energia e as empresas com maiores quotas são aquelas que pertencem aos maiores grupos de energia: Endesa, Iberdrola e Gas Natural Fenosa, cujas quotas ascendem a perto de 75%, em termos de energia, e 90%, em termos de clientes (anexo 4.7). Contudo, é de destacar que há retalhistas a atuar em Portugal e noutros mercados europeus (França, Reino Unido, entre outros) e, por outro lado, também existem retalhistas estrangeiros a atuar em Espanha<sup>41</sup> (CNE, 2011).

### **Questões regulatórias**

Em 2010, os requisitos de separação de atividades (*unbundling*) alteraram-se com aplicação de medidas de *unbundling*, que já eram aplicadas na produção e comercialização (CNE, 2011).

Em termos gerais, desde 2010 foram tomadas medidas relativamente ao *unbundling* legal e funcional (incluindo o DSO). Com a atual lei, as empresas que exercem atividades reguladas (operação do sistema, transmissão e distribuição) não podem

---

<sup>39</sup>Especialmente as quotas medidas em termos de número de clientes.

<sup>40</sup>São os preços resultantes destes leilões que são usados como referência para definir as TUR.

<sup>41</sup>Portugueses (EDP), suíços (Atel), italianos (ENEL), alemães (E.ON) e franceses (EDF).

participar na produção ou comercialização de energia elétrica (nem deter nenhuma quota de capital dessas empresas). Contudo, podem fazer parte de grupos que exerçam outras atividades, desde que a empresa que exerce a atividade regulada esteja legalmente separada (*legal unbundling*). Além disso, é necessário haver separação da gestão (*unbundling* funcional: para o efeito as empresas verticalmente integradas, têm apresentado relatórios com as medidas tomadas) (CNE, 2011).

Por outro lado, relativamente à transparência contabilística, o *Spanish Electric Power Act* define que as empresas com o objetivo de exercer atividades reguladas devem manter a sua contabilidade separada, diferenciando os custos e receitas afetos a cada atividade, para evitar discriminação, subsidiação cruzada entre atividades e distorção da concorrência (CNE, 2011). Os comercializadores de último recurso devem, ao nível interno, manter a contabilidade dessa atividade separada das restantes, as empresas com atividades de energia elétrica não reguladas devem manter a contabilidade para as atividades de produção e retalho separadas e os produtores ao abrigo do regime especial também devem manter a sua contabilidade separadas (CNE, 2011).

Em termos mais específicos, no que diz respeito à transmissão e distribuição, o modelo regulatório espanhol já cumpre os principais requisitos do *unbundling*, estabelecidos pelas diretivas europeias. Contudo têm sido apresentadas mais algumas alterações menores, consubstanciando penalizações para incumprimentos de requisitos legais, funcionais e contabilísticos<sup>42</sup> (CNE, 2011). Já no que concerne ao operador do sistema de transmissão, em 2010, a Endesa, a Natural Fenosa e a Hidrocantábrico venderam os seus ativos à REE<sup>43</sup>, que passou a ser o único operador de sistema (CNE, 2011). Legalmente, a REE SAU é uma subsidiária do grupo REE para as atividades reguladas (que por sua vez pertence ao grupo Red Eléctrica Corporación S.A) que, assim, se dedica exclusivamente à operação do sistema elétrico espanhol, à transmissão e gestão da rede. Todavia, para garantir a independência do SO, há mais alguns requisitos (ver anexo 4.8).

---

<sup>42</sup>O *Spanish Electric Power Act 54/97* alterado pela Lei 17/2007 regula o atual quadro regulatório e respetivas penalidades.

<sup>43</sup>Como previsto na Lei 17/2007.

Saindo do âmbito dos requisitos de separação das atividades, é de salientar que:

- 💡 Para financiar os défices energéticos que surjam no exercício das atividades reguladas, está previsto que sejam os principais *players* da indústria a emprestar os montantes necessários, mais tarde recuperados (com juros). Daqui resultou que os limites dos défices foram aumentados com o objetivo de minimizar os impactos nas despesas domésticas e a competitividade das empresas (CNE, 2011).
- 💡 As tarifas de acesso à rede são revistas anualmente, exceto na ocorrência de eventos extraordinários<sup>44</sup>. Estas são únicas em todo o território e incluem as componentes de rede (transmissão e distribuição), bem como subsídios às renováveis e cogeração (CNE, 2011).
- 💡 Transpondo as diretivas europeias, o regulador energético espanhol (CNE) é uma entidade pública dotada de personalidade jurídica própria e património, bem como capacidade para agir com total independência da administração pública e outros interesses comerciais, no desenvolvimento das suas atividades<sup>45</sup> (CNE, 2011).
- 💡 Os custos de distribuição são calculados para cada empresa de distribuição de acordo com um modelo de referência de redes<sup>46</sup>. Além disso, os esquemas de remuneração incluem incentivos à redução de perdas e aumento da qualidade do serviço (anexo 4.9) (CNE, 2011).

### **Análise da concorrência**

Para avaliar a concorrência, usa-se frequentemente as taxas de *switching* como indicador. Nesse sentido, verificou-se que entre 2009 e 2010, cerca de 2 milhões de clientes mudaram do CUR para um comercializador de mercado, sendo a grande maioria domésticos (o que explica o fato de, em termos de energia, o aumento ter sido mais modesto). A explicação desta mudança massiva reside no fato dos consumidores com potência contratada superior a 10kW serem incentivados a abandonar a TUR, sendo cobradas penalidades no caso de não o fazerem. Por outro lado, nesse mesmo

---

<sup>44</sup>Défice tarifário; mudanças regulatórias que afetem os custos regulados ou outras circunstâncias especiais.

<sup>45</sup>Os membros da CNE têm contratos não renováveis, depois não podem exercer atividades relacionadas com o setor energético por 2 anos e têm de publicar os seus interesses pessoais.

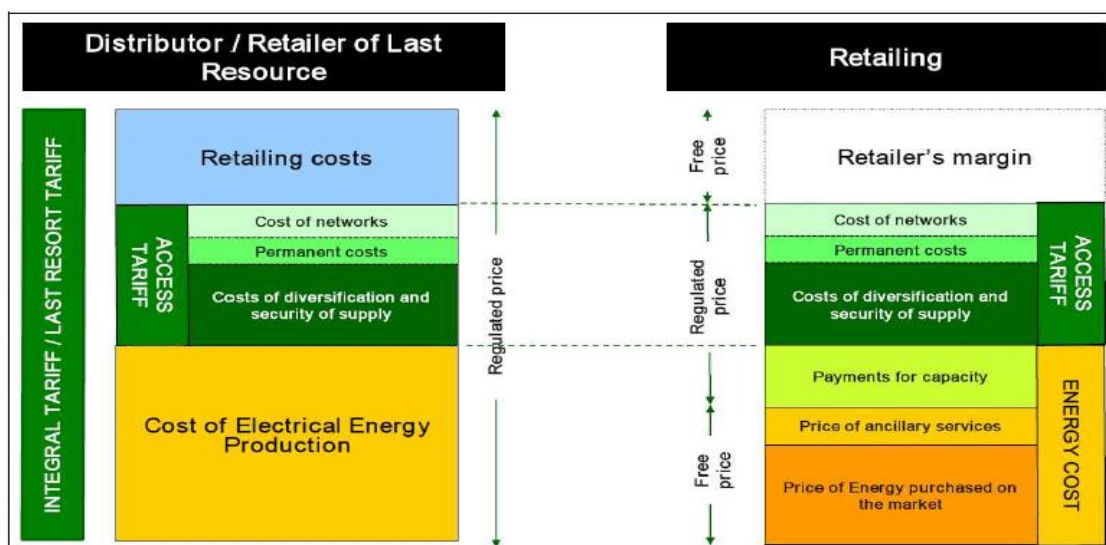
<sup>46</sup>Definido no artigo 8.º do Decreto-Real 222/2008.

período, apenas 49160 consumidores fizeram o percurso inverso (do mercado liberalizado para um CUR), em que 93% eram domésticos e os restantes eram pequenos negócios (anexo 4.10) (CNE, 2011).

## Preços e tarifas

Em Espanha há dois tipos de tarifas: a tarifa de último recurso (TUR) e as tarifas retalhistas (ou de mercado). A primeira é uma tarifa integral e regulada, que cobre os custos com a energia elétrica, política energética e redes. Nas segundas, apenas os custos relacionados com as redes e com as políticas energéticas são regulados, enquanto as outras componentes são influenciadas pelo mercado<sup>47</sup> (Sakhrani e Parsons, 2010). A maioria dos clientes ainda se encontra no mercado regulado, via usufruto da TUR, pois permite aos pequenos consumidores aceder à eletricidade a preços fixos, ao contrário dos médios e grandes consumidores que têm de negociar os seus contratos com os fornecedores, no mercado liberalizado (Sakhrani e Parsons, 2010).

Tabela 5 – Componentes dos custos presentes no *design* das tarifas espanholas.



Fonte: CNE, 2009.

Todavia, ambas apresentam uma componente comum, as tarifas de acesso. Estas permanecem reguladas, são pagas por todos os clientes, incluem os custos relacionados com as redes e os custos com a política energética e são uniformes por todo o país<sup>48</sup>,

<sup>47</sup>Baseado nos custos de *procurement* dos retalhistas, no mercado grossista, e na sua margem.

<sup>48</sup>Este fato introduz alguma distorção económica, uma vez que implica uma subsidiação cruzada por parte de alguns consumidores (uns pagam pelos outros).

apenas diferenciadas pelos níveis de voltagem e tempo de uso (Sakhrani e Parsons, 2010), apresentando a seguinte estrutura:

Componente de ligação (*connection charge*):

- 💡 Os produtores e microprodutores em produção dispersa, pagam pela ligação direta à rede e pelos reforços da mesma que essa ligação implica (*deep charges*);
- 💡 Os clientes muito pequenos que subscrevem a tarifa social ficam isentos da componente de ligação e os restantes consumidores finais pagam um valor médio dessa componente (por ligação à rede e reforços da mesma);
- 💡 Os custos são passados para os clientes finais, como uma média, diferenciados pela capacidade;
- 💡 Influenciam a localização dos produtores (porque pagam os *deep costs*) mas não dos consumidores (pagam uma média).

Componente de distribuição (*distribution use-of-system charge*):

- 💡 Calculada por nível de voltagem em que os clientes pagam um valor médio (do nível de voltagem a que pertencem, ponderado pela capacidade: os pequenos clientes pagam um valor anual fixo mais um variável com o consumo; os médios e grandes pagam um valor fixo mensal mais um variável com o consumo; e os microprodutores não pagam pelo uso da rede.

Componente de transporte (*transmission use-of-system charge*):

- 💡 Calculada como uma média de todos os clientes, ponderada pela capacidade dos mesmos (*postage stamp rate*<sup>49</sup>);
- 💡 Passada para os consumidores finais, via tarifas de acesso;
- 💡 Apresenta uma componente fixa (mensal ou anual) e outra variável com o consumo;
- 💡 Os produtores não pagam, não afetando as suas decisões de localização<sup>50</sup>.

---

<sup>49</sup> A componente é uniforme pelo sistema de transmissão, independentemente da localização do utilizador, desde que este esteja dentro do sistema local.

<sup>50</sup> Ao contrário dos custos de congestionamentos que, englobados nos preços grossistas, afetam.

Componente comercial (serviço de faturação, leitura dos quadros elétricos e outras despesas administrativas):

- 💡 Calculada como uma média de todos os clientes do sistema e recuperada através de um montante fixo mensal.

Custos com políticas energéticas:

- 💡 Todos os clientes pagam um montante fixo para recuperar estes custos: pagamentos ao setor nuclear, à CNE (pela operação do mercado), ao sistema de regime especial e para o défice das atividades reguladas;
- 💡 São passados para os clientes finais sob a forma de pagamento fixo (mensal ou anual).

Tabela 6 - Estrutura geral das tarifas de acesso, Espanha.

	Cost Components	Customer Type (by consumption)	Cost Allocation	Rate Structure
<b>Connection Charges</b>	Connection assets; Network reinforcement	Generator	Dedicated (deep)	Fixed annual capacity charge (€/kWh/year)
		Large	Average by voltage category	Fixed annual capacity charge (€/kWh/year)
		Medium	Average by voltage category	Fixed annual capacity charge (€/kWh/year)
		Small	Average by voltage category	Fixed annual capacity charge (€/kWh/year)
		Very small	None	None
		Distributed Generator	Dedicated (deep)	Fixed annual capacity charge (€/kWh/year)
<b>Distribution UoS Charges</b>	Shared network use; Common services like system control; Administrative costs of network operation	Large	Average by voltage category and capacity	Annual capacity (€/kWh/year) and volume (€/kWh)
		Medium	Average by voltage category and capacity	Annual capacity (€/kWh/year) and volume (€/kWh)
		Small	Average by voltage category and capacity	Annual capacity (€/kWh/year) and volume (€/kWh)
		Very small	Average by voltage category and capacity	Monthly capacity (€/kWh/month) and volume (€/kWh)
		Distributed Generator	None	None
<b>Transmission UoS Charges</b>	Shared network use; Common services like ancillary services; Administrative costs of network operation	Generator	None	None
		Large	Postage stamp	Annual capacity (€/kWh/year) and volume (€/kWh)
		Medium	Postage stamp	Annual capacity (€/kWh/year) and volume (€/kWh)
		Small	Postage stamp	Annual capacity (€/kWh/year) and volume (€/kWh)
		Very small	Postage stamp	Annual capacity (€/kWh/year) and volume (€/kWh)
<b>Commercial Services</b>	Meter installations and reading; billing services	All	Average	Fixed monthly (\$/month)
<b>Energy Policy</b>	Renewable Energy	All	Average by voltage category and capacity	Fixed monthly (\$/month)
	Others	All	Average by voltage category and capacity	Fixed monthly (\$/month)

Fonte: Sakhrani e Parsons, 2010.



A tabela seguinte apresenta a contribuição relativa aproximada destes custos, onde se pode verificar que os custos relacionados com a rede representam cerca de 43% (dos quais, cerca de 75% estão associados à distribuição) e, por outro lado, os custos relacionados com as políticas energéticas cerca de 57%.

Tabela 7 - Componentes de custos presentes nas tarifas de acesso, 2009, Espanha.

Cost Item	Cost (2009 € Millions)	Percentage Cost	
<b>Network Costs</b>			} 43%
Transmission	1,293	19.3%	
Distribution	5,072	75.5%	
Third Party Access (TPA) (connection costs)	313	4.7%	
System Operation	38	0.6%	
<b>Sub-total</b>	<b>6,715</b>	<b>100%</b>	
<b>Energy Policy</b>			} 57%
Diversification and Security of Supply	824	11%	
Nuclear moratorium	3		
Nuclear fuel cycle	71		
Market interruptibility system	750		
Special Prime System (Renewables and Cogeneration)	4,009	52%	
Deficit of Regulated Activities	1,468	19%	
Fixed Costs	1,391	18%	
Extra-peninsular Compensation	1,295		
Market Operation	11		
National Energy Commission	20		
Other fixed costs	65		
<b>Sub-total</b>	<b>7,692</b>	<b>100%</b>	
<b>Total</b>	<b>14,407</b>		

Fonte: CNE, in Sakhrani e Parsons, 2010.

Por outro lado, de 2003 a 2012, verificou-se que estas tarifas aumentaram, em média, mais de 70%.

Tabela 8 - Variações das tarifas de acesso, 2003 a 2012, Espanha.

Peaje	2004 sobre 2003	2005 sobre 2004	2006 sobre 2005	2007 sobre 2006	2008 sobre 2007	Enero 2009 / Enero 2008	Julio 2009 / Enero 2009	2009 sobre 2008	Enero 2010 / Julio 2009	Julio 2010 / Enero 2010	Acumula- do 2010	Enero 2011 / Julio 2010	Abril 2011 / Enero 2011	Octubre 2011 / Abril 2011	Enero 2012 / Octubre 2011	Acumulado: 2003-Enero 2012
PEAJES DE BAJA TENSION	1,5%	1,7%	3,4%	-0,9%	-11,4%	26,3%	15,0%	36,4%	11,8%	-2,2%	9,6%	0,0%	9,3%	-8,1%	10,8%	66,6%
PEAJES DE ALTA TENSION	1,6%	1,7%	2,6%	-18,6%	3,6%	24,6%	30,0%	56,2%	22,1%	0,0%	22,1%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	83,7%
<b>TOTAL</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>3,2%</b>	<b>-5,1%</b>	<b>-8,4%</b>	<b>26,3%</b>	<b>18,4%</b>	<b>37,9%</b>	<b>14,5%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>12,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>7,3%</b>	<b>-6,0%</b>	<b>8,3%</b>	<b>70,7%</b>

Fonte: CNE, 2012.

Em suma:

- 💡 Os custos relacionados com as redes e os custos com a política energética contribuem, de grosso modo, com cerca de 50% cada, para o total das tarifas de acesso que são comuns, na TUR e nas tarifas de mercado;
- 💡 Os clientes pagam montantes médios, discriminados pelo nível de voltagem, ponderados pela sua capacidade. Além disso pagam mais um valor em função do consumo.
- 💡 Apesar dos custos poderem ser elencados, não é possível decompor os preços finais nos seus componentes, como aqui são apresentados.

Para uma análise empírica dos preços e tarifas espanholas, é pertinente separar a mesma em duas partes: TUR e tarifas de mercado.

Relativamente à TUR:

- 💡 Pode apresentar uma discriminação horária (dia/noite);
- 💡 Apresentam dois termos: potência contratada (fixo) e energia (variável);
- 💡 Os preços médios pagos (€/MWh) pelos consumidores com usufruto da TUR foram os seguintes:

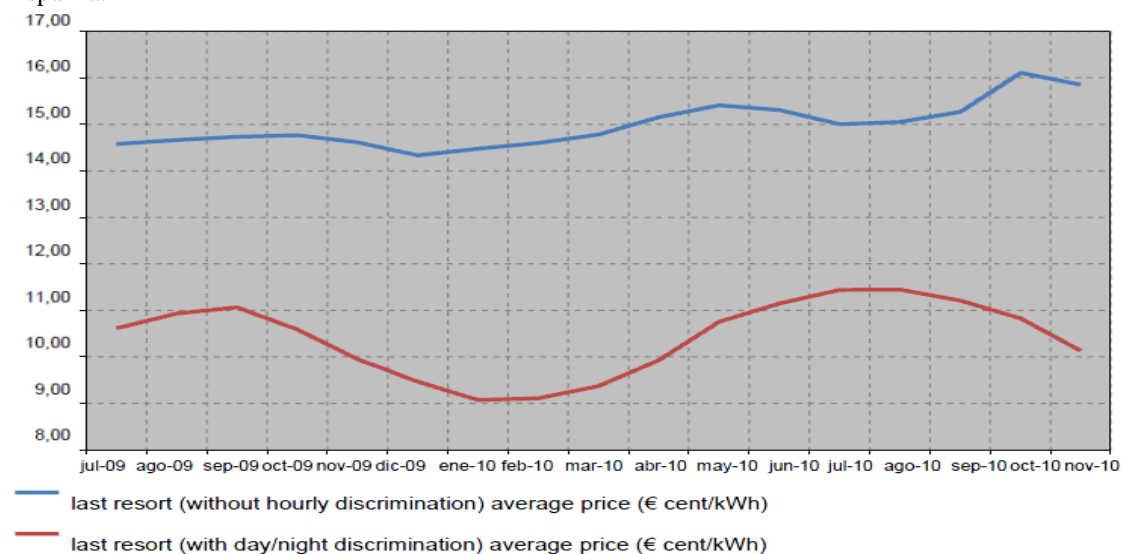
Tabela 9 – Preço do consumidor final no CUR, por componentes (€/MWh), 2010, Espanha.

Tipo de consumidor	Tarifa de acesso	Margem do CUR	Custo da energia	Custo final (antes de impostos)	Custo final (com impostos)
TUR	82,8	6,1	62,8	151,7	186,6
	44,4%	3,3%	33,7%	Impostos ⇒ 18,7%	
TUR c/ discriminação	44,1	2,8	53,7	100,7	123,8
	35,6%	2,3%	43,4%	Impostos ⇒ 18,7%	

Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de CNE, 2011.

Analisando a sua dinâmica recente, verifica-se que a tarifa com a discriminação tem sido sempre inferior e apresenta uma evolução não regular, sem tendência bem definida, ao contrário da tarifa sem discriminação, que apresenta uma tendência crescente, como se pode observar no seguinte gráfico.

Gráfico 8 – Evolução do preço médio dos consumidores finais com TUR (€ cent/kWh), sem impostos, Espanha.



Nota: Os preços apresentados são líquidos de impostos. Neste caso, para o cálculo dos preços finais é necessário adicionar os impostos, que são calculados aplicando-se aos preços finais uma taxa de eletricidade (5,113%) e, depois, uma taxa de valor acrescentado (VAT, 18%, desde julho de 2010) (CNE, 2011).

Fonte: CNE, 2011.

Com a entrada em vigor da TUR, foi criada a tarifa social, um mecanismo para proteger determinados grupos sociais mais vulneráveis, que consiste no congelamento da TUR até 2012. Estima-se que esta tarifa beneficie cerca de 5 milhões de clientes.

Ao nível dos preços de mercado:

Os preços médios dos consumidores finais, por tipo de clientes e sem impostos, foram os seguintes:

Tabela 10 - Preços médios para clientes pequenos (€/MWh, sem impostos), por componentes, Espanha.

	Energy	Access tariff	Total (excluding taxes)
2009	75.84	59.37	135.21
2010	71.29	75.36	146.65

Nota: Clientes pequenos – até 15 kW (grande maioria dos clientes domésticos).

Fonte: CNE, 2011.

Tabela 11 - Preços médios dos clientes médios (€/MWh, sem impostos), por componentes, Espanha.

	Energy	Access tariff	Total (excluding taxes)
2009	76.68	41.22	117.90
2010	73.24	50.65	123.89

Nota: Clientes médios – de 15 kW a 450 kW.

Fonte: CNE, 2011.

Tabela 12 - Preços médios dos clientes grandes (€/MWh, sem impostos), por componentes, Espanha.

	Energy	Access tariff	Total (excluding taxes)
2009	62.59	24,31	86.90
2010	55.02	28,87	83.89

Nota: Clientes grandes – acima de 450 kW.

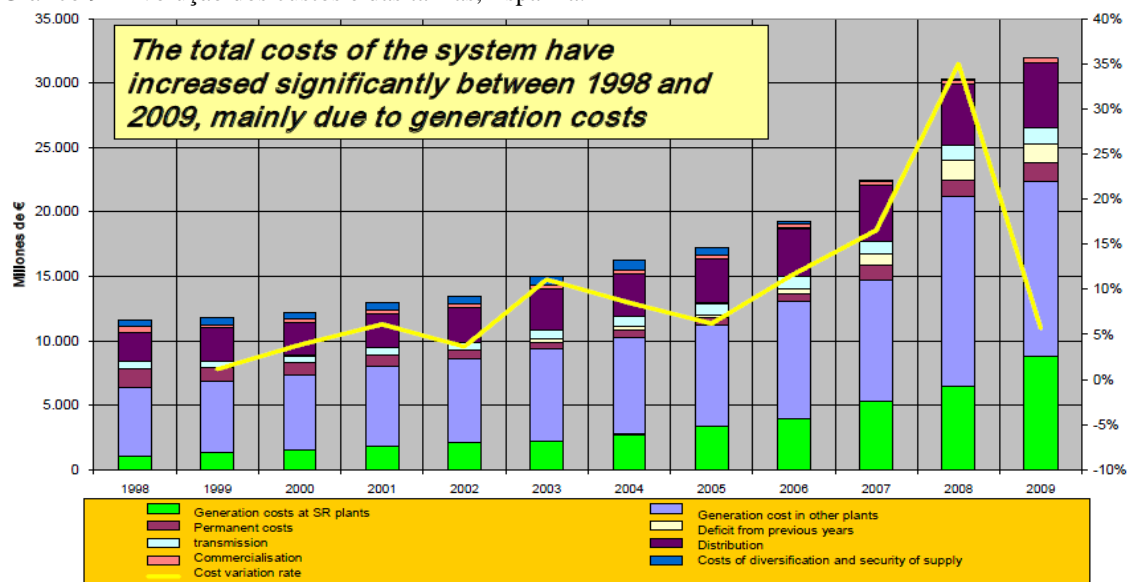
Fonte: CNE, 2011.

Como se pode observar, as tarifas de acesso subiram, em todos os tipos de clientes, que mais do que compensa a descida do custo da energia, levando, desse forma, ao aumento das tarifas (exceto no caso dos grandes clientes). Note-se que os preços reais podem variar em função dos negócios feitos individualmente com cada consumidor (CNE, 2011).

#### Análise dinâmica

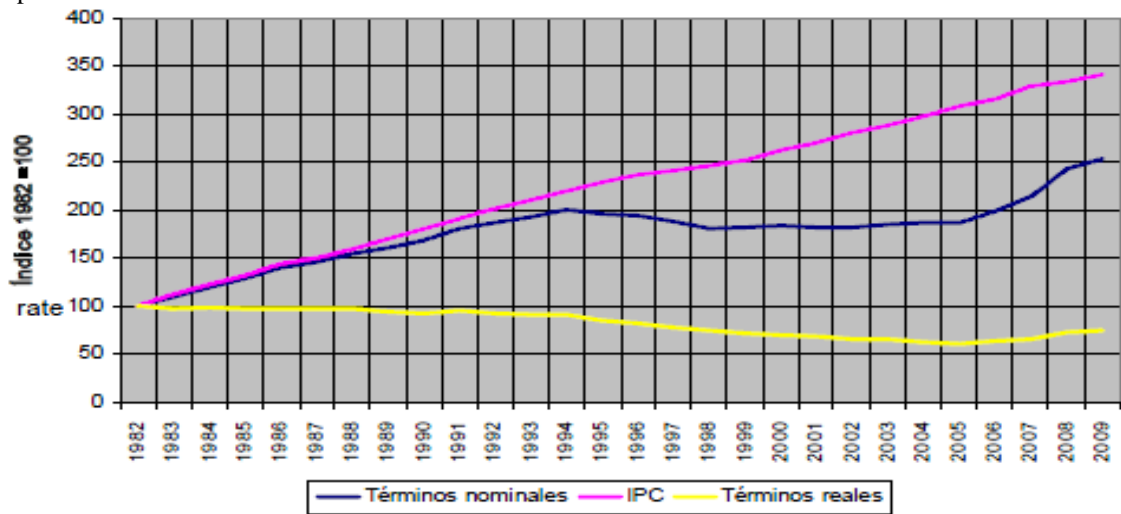
Entre 1983 e 2008 as tarifas diminuíram, em termos reais, 25,56%, não refletindo o aumento dos custos exponenciais, como se pode verificar nos seguintes gráficos (CNE, 2009). Contudo, em 2005, notou-se uma inflexão no valor das tarifas reais, devido ao grande aumento dos custos (cerca de 30 p.p. de 2005 até 2008, pico da crise económica mundial), sobretudo aqueles relacionados com a produção.

Gráfico 9 - Evolução dos custos e das tarifas, Espanha.



Fonte: CNE, 2009.

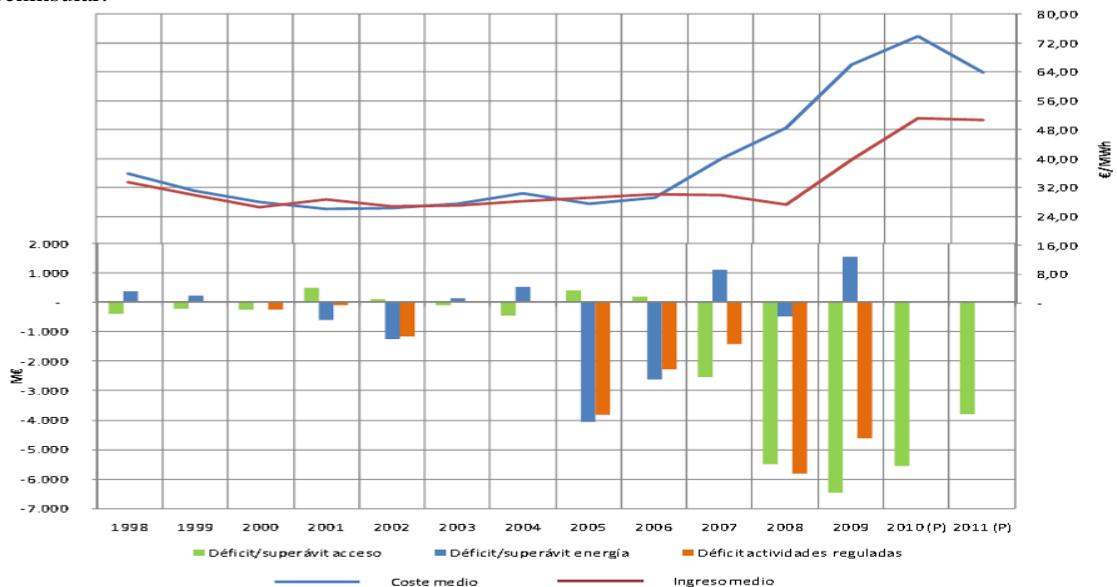
Gráfico 10 - Variação acumulada das tarifas de energia elétrica, em termos reais e nominais. (1983=100), Espanha.



Fonte: CNE, 2009.

Para concluir este capítulo, analisa-se o défice tarifário que tem sido gerado, desde 1998. Nesta análise, observa-se que, até meados de 2006, as diferenças entre os custos e as tarifas foram relativamente baixas. No entanto, esta situação alterou-se completamente, desde então, gerando-se grandes défices. Atualmente o défice acumulado é superior a 24 000 milhões de euros (El País, 2012) e é “o único país do mundo cujos clientes têm uma dívida, perante o conjunto do setor, que se acumula de forma crescente e crónica, ano após ano” (PWC, 2012).

Gráfico 11 – Tarifa e custo médio de acesso (€/MWh/consumido). Evolução do défice tarifário no âmbito peninsular.



Fonte: CNE, 2012.

### 3.3 Reino Unido

O Reino Unido foi, e continua a ser, um dos pioneiros na reforma do setor elétrico<sup>51</sup>. O seu atual quadro regulatório e o seu regulador setorial (*Office gas and electricity markets*, Ofgem), estão entre as “melhores práticas” europeias, constituindo-se como um *benchmark*. O resultado da reforma foi, de uma forma abrangente, uma mudança do paradigma dos monopólios naturais dos governamentais para uma estrutura concorrencial. Esta mudança envolveu um largo número de operadores privados (nos segmentos potencialmente competitivos), regulação independente dos monopólios privados (onde a concorrência não é possível), a definição do quadro legal por parte dos governos e, por outro lado, gerou benefícios via aumento de eficiência. No entanto, tudo foi um processo evolutivo até se chegar ao atual design da indústria (OCDE, 2002), que se apresenta de seguida, começando pela sua organização institucional envolvente, observável na seguinte figura.

Figura 10 - Organização institucional do Reino Unido

<b>Ofgem</b>	Entidade reguladora, independente, da indústria da eletricidade (e do gás).
<b>National Grid</b>	Proprietária e operadora da rede de transmissão elétrica em Inglaterra e Gales.
<b>Elxon</b>	Administra o mercado grossista Britânico, o que afeta os 28 milhões de clientes e empresas produtoras e fornecedoras.
<b>Consumer Focus</b>	Monitoriza a indústria, protegendo os clientes, fornecendo-lhes conselhos imparciais e tratando de queixas. Também aconselha os fornecedores sobre preços a praticar.
<b>The Energy Ombudsman</b>	Entidade independente, criada para resolver os conflitos entre fornecedores e clientes, aprovada pela Ofgem.
<b>Consumer Direct</b>	Para aconselhamento independente e identificação de clientes vulneráveis.
<b>Associações e Consultoras</b>	Associações de produtores, retalhistas, redes e defesa dos consumidores, ambientais.

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Ofgem (2011) e Electricity Guide (2012).

#### Mercado grossista

O mercado grossista Britânico baseia-se em trocas bilaterais entre produtores, fornecedores, *traders* e clientes. Essas trocas podem ser efetuadas ao balcão (*over the counter*, *OTC*) ou no mercado, com grande predominância das primeiras<sup>52</sup>, apesar da existência de três operadores no mercado<sup>53</sup>. Daqui resulta que o mercado elétrico ainda

<sup>51</sup>Começou mais cedo do que outros países e chegou mais longe na introdução de concorrência, separação estrutural e no término das tarifas reguladas (OCDE, 2002).

<sup>52</sup>Em 2010, a trocas OTC, representavam 91% e as trocas no mercado apenas 9% (Ofgem, 2011).

<sup>53</sup>APX Group, Nasdaq OMX N2EX e a Intercontinental Exchange (ICE).

não apresentava, nem apresenta, segundo a Ofgem (2012b), liquidez suficiente para satisfazer as necessidades dos participantes (ver anexo 5.1), sendo necessária intervenção (Ofgem, 2011).

O mercado grossista é, atualmente, um segmento concorrencial, o que trouxe benefícios para todo o tipo de clientes (industriais, comerciais e domésticos), mantendo a pressão nos custos, que representam cerca de 50% do valor de uma fatura de eletricidade doméstica típica e 25% de uma de negócios. Assim, com um peso tão significativo na fatura elétrica, a prioridade é proteger os interesses dos clientes, mantendo os mercados competitivos<sup>54</sup> (Ofgem, 2012a).

Por outro lado, não se trata de um sistema isolado, dado que se encontra interligado com Holanda (através do interconetor BritNed), França (através do interconetor IFA) e Irlanda do Norte (através do interconetor Moyle), com perspectivas de nova ligação com Irlanda. Esta situação permite trocas comerciais, com preços definidos com base no mercado (Ofgem, 2011).

Em termos de concentração do mercado, verifica-se que sete empresas apresentam quotas superiores a 5%, com as três maiores a produzirem quase metade da energia elétrica consumida (ver anexo 5.2) (Ofgem, 2011).

Por fim, no que diz respeito à produção elétrica, propriamente dita, ela é essencialmente térmica, com o gás e o carvão a representarem 77% do total, em 2009. No entanto, é expectável que essas duas fontes, em 2020, diminuam para 51%, sendo compensadas com um aumento considerável no contributo das energias renováveis, que representarão 31% do total (ver anexo 5.3) (DECC, *in* National Grid, 2012).

## **Redes**

O segmento de redes do setor elétrico, composto por transmissão e distribuição de energia elétrica, ao contrário dos segmentos de produção e comercialização, é exercido em regime de monopólio natural, sendo, por isso, um segmento regulado pela Ofgem, que visa, dessa forma, proteger os consumidores. Essa regulação é feita através de um controlo de preços, com base em planos quinquenais que incluem uma previsão da redução dos custos/gastos, bem como incentivos à eficiência e à inovação técnica,

---

<sup>54</sup>Para o efeito, foi criada a “Regulation on Wholesale Energy Markets Integrity and Transparency” (REMIT), uma norma europeia, em vigor de 20 de dezembro de 2011, para prevenir o abuso e manipulação do mercado grossista, introduzindo um novo quadro de monitorização, conceptualização e reforços de poderes (Ofgem, 2012).

fixando o montante máximo de receitas permitidas que os proprietários das redes podem cobrar aos seus utilizadores, para cobrir os seus custos e obterem o retorno esperado. É de realçar que se está perante um segmento muito significativo, em termos de “peso” na fatura elétrica dos consumidores, uma vez que esta componente de redes pode representar até 20% de uma conta doméstica (Ofgem, 2012a).

Mais concretamente, a atividade de transmissão é operada pela National Grid Electricity Transmission plc (NGET), único operador do sistema (*system operator*, SO), responsável pelo equilíbrio e manutenção técnica do mesmo. Além disso, compreende redes *onshore* e *offshore*, necessita de atribuição de licença e, como já foi referido no tópico do mercado grossista, as redes estão interligadas com os países vizinhos através dos interconetores (Ofgem, 2011). No entanto, os bens de transmissão são propriedade de quatro monopolistas regionais (*transmission owners*, TO)<sup>55</sup>, incluindo o próprio SO. Desta forma, o SO e cada um dos TO estão sujeitos ao referido plano quinquenal de controlo de preços, via limitação de proveitos máximos, por forma a passar os ganhos de eficiência para os consumidores. Nesta situação, quando a Ofgem revê os planos tem de equilibrar os interesses dos consumidores e das empresas (Ofgem, 2012a).

Por outro lado, a distribuição de eletricidade, que a leva dos sistemas de transmissão até os utilizadores finais, é exercida por catorze operadores de distribuição (*distribution network operator*, DNO) licenciados, cada um responsável pelos serviços de cada área de distribuição (ver anexo 5.4), propriedade de seis grupos diferentes. Além desses, há ainda quatro pequenos operadores independentes incorporados na rede dos DNO. Os consumidores domésticos e comerciais compram a sua eletricidade aos fornecedores que, por sua vez, pagam aos DNO por transportá-la. Desta forma, os fornecedores passam esses custos para os consumidores. Note-se, contudo, que o segmento das redes de distribuição elétrica, apesar dos catorze DNO, é um monopólio natural porque apenas existe um proprietário/operador para cada área (Ofgem, 2012a).

---

<sup>55</sup>National Grid Electricity Transmission (NGET), para Inglaterra, Scottish Power Transmission Limited (SPTL), para o sul da Escócia e Scottish Hydro-Electric Transmission Limited (SHETL), para o norte da Escócia e TCP Robin Rigg OFTO Limited, proprietários da primeira parte operacional do sistema de transmissão *offshore*.



## Mercado retalhista

O mercado retalhista, que atualmente funciona em regime de mercado, foi aberto à concorrência em três fases distintas. No início da reforma, em 1990, apenas os grandes consumidores podiam escolher livremente o seu fornecedor, posteriormente, em 1994, foi aberto a consumidores intermédios e, finalmente, em 1999, a todos os vinte e seis milhões de consumidores domésticos. Esta nova condição colocou pressão nos preços (e aumentou a diversidade de escolha das tarifas e serviços, como veremos mais à frente) como prova o fato de, desde 1998, os grandes consumidores terem aproveitado a possibilidade de troca de fornecedor<sup>56</sup> para conseguir melhores negócios. Já em 2002, verificou-se o fim da regulação das tarifas, tornando-se um segmento totalmente liberalizado. Contudo, apesar de se tratar de um segmento concorrencial livre de regulação externa, tem havido uma tendência crescente para os fornecedores se auto-regularem, complementando os mecanismos de mercado e ajudando a atingir as necessidades dos clientes, com a criação de códigos de prática/condução<sup>57</sup> (Ofgem, 2012a).

Por outro lado, o mercado retalhista, do segmento doméstico, caracteriza-se pela existência de seis grandes fornecedores verticalmente integrados (“Big 6”<sup>58</sup>) que no final de 2010 detinham 99% do mercado, todos com quota superior a 10% (anexo 5.5). Além destes, existem mais seis pequenos fornecedores não integrados verticalmente<sup>59</sup> (Ofgem, 2011). Contudo, não se verificam as normais características regionais do período pré-liberalização, dado que todos continuam a penetrar nos mercados “dos outros”. Este segmento apresenta taxas de *switching* na ordem dos 17% a 20% (para mais informações sobre taxas de *switching*, ver anexo 5.6), sendo que o maior despoletador é o preço, seguido, à distância, do aumento da melhoria do serviço (Ofgem, 2011).

Do lado do segmento não-doméstico, o mercado também é fornecido pelos “Big 6” e por um pequeno grupo de novos entrantes em que os primeiros fornecem 91 a 97% do

---

<sup>56</sup>A Comissão Europeia defende uma *switch rate* de 15 a 20% como indicador de que o mercado está a funcionar, entregando benefícios aos consumidores, valores observados em alguns anos no Reino Unido, desde 1998 (Pond, 2006).

<sup>57</sup>Por exemplo, o “Accurate Bills Code” e o “The EnergySure Code” (EnergyUK, 2010).

<sup>58</sup>Centrica plc, E.ON UK, EDF Energy, RWE, Scottish and Southern Energy (SSE) e ScottishPower que, sendo verticalmente integrados, participam ativamente nos mercados grossistas e retalhistas (Ofgem, 2011).

<sup>59</sup>Ecotricity, First Utility, Good Energy, Utilita, Spark Energy and OVO Energy (Ofgem, 2011).

mercado (anexo 5.7). No entanto, os restantes fornecedores fizeram boas incursões pelo segmento, com foco em alguns nichos de mercado (ex. energia renovável) (Ofgem, 2011).

Note-se que esta estrutura do mercado, verificada ao longo dos últimos 10 anos, em especial no segmento doméstico, teve um impacto decrescente na liquidez do mercado grossista, uma vez que as empresas verticalmente integradas não precisam aceder ao mercado por terem as próprias produtoras a garantir proteção (Ofgem, 2011).

Para avaliar o nível de concentração do mercado, usando o índice Herfindal-Hirschman<sup>60</sup> (IHH), observa-se que se está perante um mercado concentrado, no segmento doméstico e não-doméstico, altamente concentrado, no segmento dos pequenos negócios, e mais concentrado nos mercados regionais do que a nível nacional. Desta forma, com estes dados, nada se pode concluir relativamente à existência de concorrência, dado que os valores do índice variam entre cerca de 1700 a 3000 (Ofgem, 2011).

De seguida, e antes de passar à análise dos preços e suas respetivas componentes, apresentam-se algumas informações adicionais e complementares aos três principais segmentos, relativas a questões regulatórias (incluindo o requisito de *unbundling*) e de avaliação da concorrência, para uma melhor análise do setor britânico.

### **Questões regulatórias**

Ao nível europeu, a reforma do mercado foi um desenvolvimento importante que confirmou o valor de uma regulação económica independente<sup>61</sup> (Ofgem, 2011). O dever da Ofgem, enquanto regulador independente do setor elétrico, Britânico, é proteger os interesses dos consumidores, regular a concorrência entre fornecedores e monitorizar questões ambientais e sociais. O principal objetivo é colocar os interesses dos consumidores em primeiro lugar, promovendo uma competição saudável entre fornecedores para obter preços justos, protegendo os consumidores quando algo não corre bem. Isto é conseguido providenciando incentivos para que os fornecedores

---

<sup>60</sup>Índice utilizado para medir a concentração de mercados. Não sendo conclusivo, oferece indicações no sentido de haver, ou não, potencial de concorrência. A escala varia de 0 (não concentrado) a 10 000 (mais concentrado), com orientações de que acima de 1000 é concentrado e acima de 1800 é altamente concentrado.

<sup>61</sup>A Ofgem, dada a sua liderança nos debates europeus, está bem posicionada para influenciar o desenvolvimento das reformas, em nome dos consumidores Britânicos (Ofgem, 2011).

elétricos tenham bom desempenho e, sempre que necessário, impondo disciplina para garantir os direitos dos consumidores (Electricity Guide, 2012).

No Reino Unido, a regulação das redes encontra-se numa fase de transição em que a Ofgem vai passar a seguir a abordagem RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs), uma nova abordagem no controlo dos preços, construído com base no melhor do anterior quadro, mas construída para dar uma melhor resposta a desafios futuros em investimentos e inovação (Ofgem, 2011). Esta abordagem fornece fortes incentivos para um setor sustentável e com custos mais baixos, favorecendo os consumidores, como é seu objetivo. Com este modelo as empresas reguladas vão ter de apresentar planos de negócio bem justificados para períodos de oito anos (Ofgem, 2011).

No caso da transmissão, para além da atribuição de licenças, o SO e cada um dos TO estão sujeitos a esse controlo de preços (na nova abordagem, RIIO-T1), em que a Ofgem define os *outputs* e os respetivos proveitos máximos permitidos, incentivando-os à eficiência e a manter os custos baixos, para o período de 1 de abril de 2013 a 31 de março de 2021 (Ofgem, 2011). Ainda neste âmbito, é de salientar que em 2011 foi licenciado o primeiro operador *offshore*, num regime que tem atraído diversos investimentos em larga escala, poupado quantias significativas para os consumidores e produtores (Ofgem, 2011).

Na distribuição, a Ofgem também administra um plano de controlo dos preços que garanta que os DNO possam, através de operações eficientes, obter um retorno justo, definindo os proveitos (ver anexo 5.8), limitando os custos e que, no final, passem os ganhos para os consumidores (Ofgem, 2011). Atualmente o plano em vigor é o denominado DPCR5, ainda de cinco anos (1 de Abril de 2010 a 31 Março de 2015) (Ofgem, 2012a). Além dos incentivos operacionais, o DPCR5 inclui ainda parâmetros de incentivo à qualidade de serviço e de desempenho. Por outro lado, pretende aumentar o nível de serviço das ligações da rede para quem se quiser ligar, com penalidades financeiras para os incumpridores (Ofgem, 2011).

Os produtores e fornecedores, dado que atuam em regime concorrencial, apenas necessitam da atribuição de uma licença (Ofgem, 2011). Contudo, como já foi referido, para melhorar os seus serviços aos clientes, os fornecedores também se auto-regulam através de códigos de conduta (EnergyUK, 2010).

A separação das atividades de rede, das atividades de produção e comercialização, é um requisito fundamental das diretivas europeias. Desta forma, no Reino Unido, todos os TO licenciados o têm. Está estabelecido que não pode haver subsídio cruzada com qualquer outro negócio que tenham, seja do próprio, seja de outro afiliado ou negócio relacionado. Os interconetores, especificamente, são obrigados a ter contas separadas para evitar a subsídio cruzada. Todavia, apesar da existência do requisito, a Ofgem está a averiguar qual a situação do Reino Unido neste aspeto, onde inclui os TO, os interconetores e os operadores *offshore* (*Offshore transmission operator*, OFTO) e vai ser o responsável pelo seu cumprimento (Ofgem, 2011). Já na atividade de distribuição verifica-se que há separação legal e independência das referidas atividades (para consultar a estrutura de propriedade dos distribuidores Britânicos, ver anexo 5.9) (Ofgem, 2011).

Para concluir este ponto do âmbito regulatório, é aqui deixada uma crítica, que pode ser extensível aos três países em análise. A regulação dos monopólios das redes exige que se determine uma quantidade máxima de proveitos, suficientes para cobrir os custos, de forma a que não permita uma taxa de retorno excessiva. Para o efeito seria necessária uma análise detalhada dos custos históricos de todas as empresas reguladas ou, no caso de sistemas de incentivo, dos planos futuros desses custos (caso típico do setor elétrico no período pós reformas). Desta forma, esta tarefa torna-se muito morosa, pelo que alguns países (incluindo os três analisados neste trabalho), com o objetivo de a simplificar, aderiram à técnica de *benchmarking*, uma vez que ela define os custos das empresas com base em outras empresas, que serviram de referência. No entanto, essa técnica é considerada como uma técnica com limitações, que já, inclusivamente, falhou (por exemplo, na Austrália). Isso acontece porque esta técnica está sempre sujeita a juízos subjetivos podendo apenas, no máximo, contribuir para a melhoria dos inquéritos regulatórios. Esta crítica é demonstrada por Shuttlesworth (2005), através de modelos econométricos.

### **Análise da concorrência**

O Reino Unido faz, cada vez mais, parte do mercado europeu de eletricidade e a sua concorrência depende da capacidade dos outros países europeus abrirem os seus

próprios mercados à concorrência<sup>62</sup> (Ofgem, 2012a). Contudo, internamente e em termos gerais, a concorrência tem funcionado bem em diversos aspetos, mas ainda não é completamente efetiva em todos os setores, isto é, nem todos os consumidores têm beneficiado dela. Nesse sentido têm sido tomadas medidas para promover a transparência do mercado, evitar diferenças de preços injustificadas, introduzir novos padrões de conduta (respeitantes ao serviço ao cliente) e regras mais duras para as vendas e marketing (Ofgem, 2011). Por outro lado, em termos mais específicos, tem sido desenvolvido um novo conjunto de opções para os clientes, nomeadamente, relativas à troca de fornecedores e relativamente a tarifas (por exemplo, negócios de energia verde e tarifa social para clientes vulneráveis). Além disso, a concorrência na medição permitiu aos fornecedores entregarem aos clientes novos produtos inovadores<sup>63</sup> e competitivos. Também se têm verificado ofertas não *standard*<sup>64</sup> que evidenciam existência de concorrência, fornecendo benefícios aos consumidores, com o objetivo de ir ao encontro das necessidades dos clientes (ver anexo 5.10) (Ofgem, 2011).

### **Preços e tarifas**

Depois do levantamento do controlo de preços, em 2002, a Ofgem deixou de definir os preços da energia elétrica. Todos os preços dos consumidores finais são determinados pelas forças do mercado. Na prática são os fornecedores quem define os preços, com base na sua avaliação dos mercados grossistas e retalhistas<sup>65</sup>, cabendo-lhes a eles a justificação perante clientes e investidores. À Ofgem cabe o assegurar do bom funcionamento do mercado e a monitorização dos preços domésticos praticados pelos fornecedores (Ofgem, 2011; Ofgem, 2012a).

No entanto, alguns elementos do preço final permanecem relacionados com aspetos regulados, tais como a transmissão e a distribuição. Nesse sentido, apresenta-se de

---

<sup>62</sup>Nesse âmbito, a Ofgem apoia a Comissão Europeia na liberalização do setor elétrico dando, inclusivamente, suporte ao seu trabalho (Ofgem, 2012).

<sup>63</sup>Contador inteligente permitirá uma melhor monitorização da energia consumida, medições mais precisas, conselhos de eficiência energética e prémios pela redução de consumo (Ofgem, 2011).

<sup>64</sup>Ofertas de descontos online, ofertas fixas a preços mais baixos (Ofgem, 2011).

<sup>65</sup>A relação entre mercado grossista e retalhista é complexa uma vez que os fornecedores compram eletricidade antes da sua entrega aos clientes, o que significa que, posteriormente a uma subida/descida dos custos com a compra nos mercados grossistas, pode não haver uma passagem imediata desses mesmos custos/ganhos para os clientes, verificando-se um desfasamento (Ofgem, 2012). Isto deve-se à aplicação de estratégias de *hedging* (estratégias de gestão do risco) por parte dos fornecedores, que repartem a aquisição de energia elétrica pelo mercado de futuros e *spot*, em função das necessidades (EnergyUK, 2010).

seguida a estrutura desses segmentos regulados pela Ofgem, que, como já foi referido, não define os níveis das tarifas, todavia define a metodologia (Ofgem, 2011). Face ao exposto, a Ofgem definiu que os utilizadores da NETS estão sujeitos a três tipos de tarifas de transmissão: *balancing services use of system* (BSUoS), *connection charges* e *transmission network use of system* (TNUoS), todas pagas à NGET<sup>66</sup>, enquanto SO. Nesta sequência, definiu ainda que a componente de TNUoS seria subdividida em: *“local” circuit charge*, *“local” substation charge*, *“wider” locational charge* e *residual charge*. Esta metodologia está resumida na tabela seguinte.

Tabela 13 - Metodologia para definição das tarifas reguladas no Reino Unido.

<i>BSUoS Charges</i>	Relativas aos custos das operações do sistema de transmissão diárias.	
<i>Connection Charges</i>	Relativas ao fornecimento e manutenção dos bens de conexão, usados para ligar apenas um utilizador particular ao sistema principal de transmissão.	
<i>TNUoS Charges</i>	<i>“Local” circuit</i>	Reflete os custos dos ativos utilizados para se ligarem ao sistema principal ( <i>main interconnected transmission system</i> , MITS).
	<i>“Local” substation</i>	Relacionada com o custo do tipo específico da subestação necessária para a ligação.
	<i>“Wider” locational</i>	Relacionada com o custo médio de ligar um MW adicional, em determinada zona.
	<i>Residual</i>	Porque as restantes não recuperam os proveitos permitidos, devido à não otimização do sistema e às variáveis não locais.

Fonte: Ofgem, 2011.

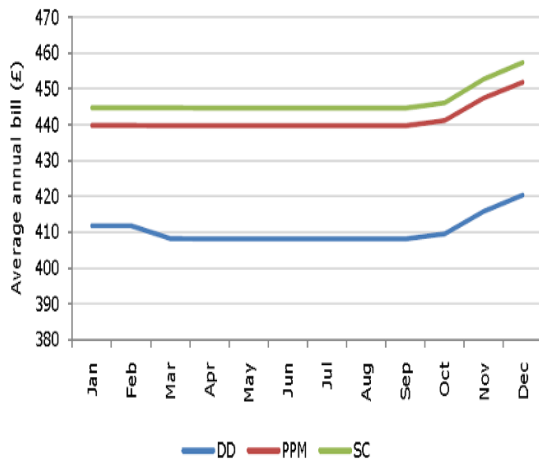
Do lado da distribuição, a Ofgem, preocupada com o fato das componentes das tarifas não estarem a refletir os custos e benefícios dos produtores ligado às redes de distribuição, lançou, em 2000, um programa para alterar a metodologia de cálculo das mesmas, aplicados pelos distribuidores. Desta forma, em 2009, os catorze DNO aceitaram uma metodologia comum para calcular as componentes de conexão e de uso da rede (*distribution use of system*, DuoS – ver anexo 5.11), um para baixas tensões (*common distribution charging methodology*, CDCM, desde 1 de abril de 2010) e outro para altas tensões (*EHV distribution common charging methodology*, EDCM, desde 1 de abril de 2012). Ambas com os objetivos de facilitar a eficiência, facilitar a concorrência,

<sup>66</sup>Os interconectores estão isentos da componente TNUoS.

refletir os custos incorridos pelos DNO e de ter em consideração o desenvolvimento das redes (Ofgem, 2011). Desde 1 de outubro de 2010 os DNO implementaram largamente as metodologias comuns de cobrança da componente de conexão (Ofgem, 2012a).

Quanto aos preços para os consumidores domésticos, estes têm aumentado ligeiramente, são determinados em função do método de pagamento e podem atingir perto de 460£ anuais, como se pode ver nos dois gráficos seguintes. Além disso, pode-se observar que um cliente que tenha trocado para um *non-home supplier* paga sempre menos<sup>67</sup>, indicador de concorrência (Ofgem, 2011; DECC, 2012).

Gráfico 12 - Fatura elétrica doméstica média, anual, no Reino Unido, em 2010.



Nota:

Baseado no consumo médio anual de 3300 kWh.  
 Legenda: DD: Débito direto; PPM: Pré-pagamento; SC: Cartão de crédito.  
 Fonte: Ofgem, 2011.

Gráfico 13 - Fatura elétrica doméstica média, anual, no Reino Unido, em 2011.



Nota:

“Home supplier” é o antigo fornecedor público de eletricidade, dentro da sua área de distribuição ou empresa do grupo.  
 “Non-home suppliers” são os novos fornecedores entrantes ou antigos fornecedores públicos de eletricidade fora da sua área de distribuição.  
 Fonte: DECC, 2012.

Como justificação desse aumento, os fornecedores advogaram os custos que tiveram com a aquisição de energia nos mercados grossistas, que, além das tarifas de rede e de medição, são passados para a conta dos consumidores (Ofgem, 2011). Contudo há outros custos que podem aumentar a conta energética doméstica, tais como:

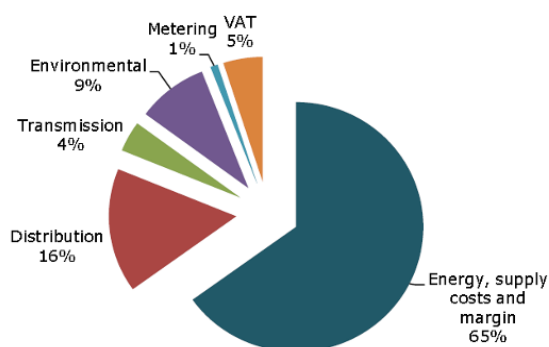
<sup>67</sup>Em média, 32£, se pagar com cartão de crédito, 30£, se pagar por débito direto e 21£, se fizer pré-pagamento.

- 💡 Programas ambientais do governo (obrigações relativas a energias renováveis<sup>68</sup> e o programa CERT<sup>69</sup>);
- 💡 Aumento da quota de produção *offshore* (que pode aumentar as obrigações com as energias renováveis); e
- 💡 Os *Community energy saving programs* (CESP).

Estes programas têm impacto nos preços cobrados pelos fornecedores aos consumidores domésticos, que vêem os custos serem passados para a fatura elétrica. Não obstante, alguns ajudam a conseguir algumas poupanças (Ofgem, 2011). Ainda em termos de preços absolutos mas comparativamente com a Europa, verifica-se que o Reino Unido tem dos preços mais baixos, como iremos ver (DECC *in* EnergyUK, 2010).

Por outro lado, a análise absoluta, embora importante, não fornece uma informação tão “rica” como uma análise relativa e estrutural. Nesse sentido, a figura seguinte dá uma estimativa da repartição dos custos de uma conta elétrica doméstica, por custos de distribuição e de medição, custos de transmissão, custos ambientais e taxa de valor acrescentado (*value added tax*, VAT). Os custos de produção e do retalho (incluindo marketing, faturação e gestão de *call centers*), em conjunto com a margem de lucro dos fornecedores, completam os custos da referida conta (Ofgem, 2011). Estes últimos são os que apresentam maior peso, com 65%, seguidos à distância dos custos com a distribuição, com 16%.

Gráfico 14 - Decomposição de uma fatura elétrica, doméstica, típica, no Reino Unido, em dezembro de 2010.



Nota: baseado numa estimativa média anual de consumo de 3300kWh.  
Fonte: Ofgem, 2011

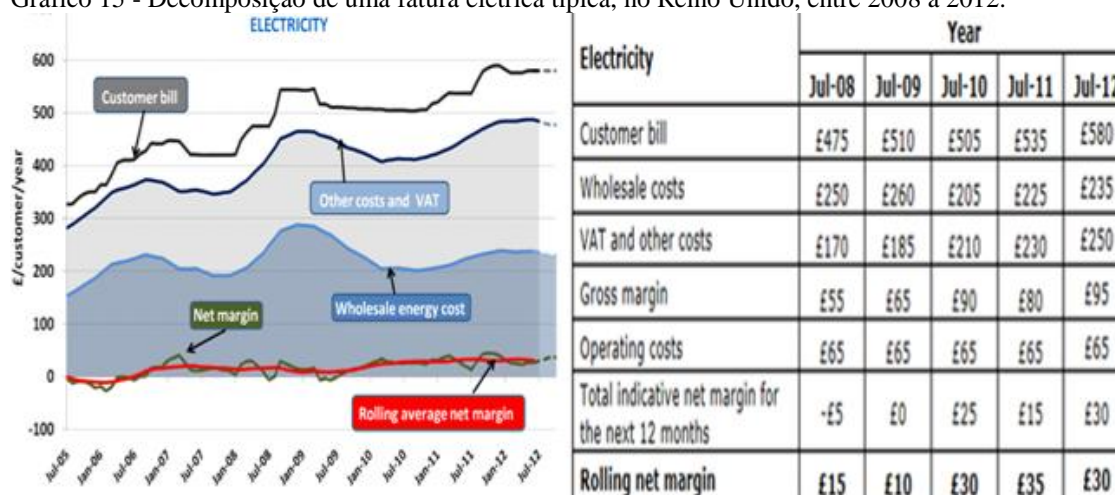
<sup>68</sup>Mecanismo do governo para apoiar as energias renováveis, fornecendo incentivos ao mercado a todas as formas de energias renováveis.

<sup>69</sup>The *Carbon Emissions Reducing Target* (CERT) é uma política governamental que define alvos para os fornecedores de energia elétrica, relativa a reduções de emissões de CO<sub>2</sub>, promovendo medidas de eficiência aos consumidores domésticos.



Numa análise complementar, mais atual e dinâmica, embora com uma repartição de custos diferente, verifica-se que, mais do que os custos com o fornecimento e respetiva margem de lucro, são os custos com a aquisição de energia elétrica (nos mercados grossistas) que apresentam a maior fatia do total dos custos, tendo, no entanto, apresentado uma tendência decrescente nos últimos anos (de 52%, em 2008, até 41%, em 2012).

Gráfico 15 - Decomposição de uma fatura elétrica típica, no Reino Unido, entre 2008 a 2012.



Nota: Fatura com uma tarifa simples, ponderada pelo método de pagamento e quota de mercado, com consumo até 4MWh/ano.

Fonte: Ofgem, 2012a.

Por fim, é de salientar, como já havia sido brevemente referido, que com a liberalização do mercado, além da pressão nos preços e da possibilidade de troca de fornecedor, houve um aumento da diversidade dos produtos/serviços. Hoje em dia, existe uma multiplicidade de opções a começar, por exemplo, pelas tarifas padrão mas também tarifas *online*, *offline*, fixas, “verdes”, *duel fuel* (eletricidade e gás) e *time of use* (TOU, ex: *economy 7* e *dynamic teleswitching*) (ver anexo 5.10) (DECC, 2011).

Do lado do segmento não-doméstico, as tarifas são mais competitivas porque são desenhadas “à medida” do consumidor, estando também disponíveis as tarifas TOU e sazonais, para incentivar o consumo *off-peak* (Energy Advisory Committee, 2002). Este segmento não é monitorizado diretamente pela Ofgem, pelo que os dados sobre o mesmo escasseiam. No entanto, é apresentado, de seguida, um gráfico com os preços absolutos, onde se pode verificar que os mesmos vão diminuindo, à medida que a dimensão do consumidor aumenta, chegando a cerca de metade dos consumidores

muito pequenos. Inclusivamente a componente para as alterações climáticas também diminui, apresentando-se como um valor residual para os consumidores muito grandes.

Gráfico 16 - Preços médios da eletricidade, para consumidores não-domésticos, no Reino Unido, 1.º trim. 2012.

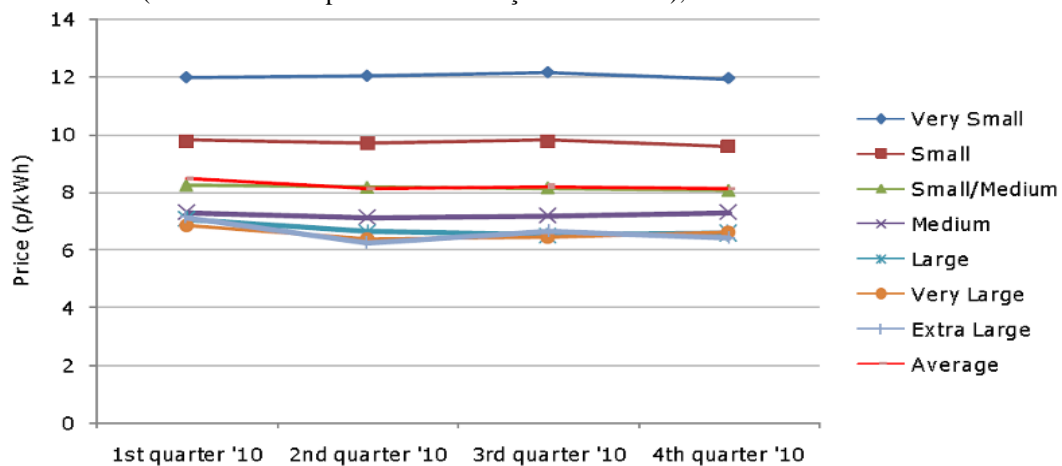


Legenda: CCL (*climate change levy*), componente para as alterações climáticas.  
Fonte: DECC, 2012.

Segundo a DECC (2012), os preços médios, excluindo a componente de alterações climáticas (*climate changes levy*, CCL), aumentaram, em média, 6%, em relação ao 1.º trimestre de 2011 e em 2012 os preços estão 11% mais baixos do que o máximo de 2009. A inclusão da componente de alterações climáticas aumenta os preços de eletricidade em média 2 a 4% (DECC, 2012).

Em termos de dinâmica, ao observar a figura seguinte, verifica-se que os preços trimestrais de eletricidade deste segmento (excluindo a cobrança das alterações climáticas) diminuíram, em média, 1,8%.

Gráfico 17 – Evolução dos preços trimestrais de eletricidade, para consumidores não-domésticos, no Reino Unido (excluindo a componente de alterações climáticas), em 2010.

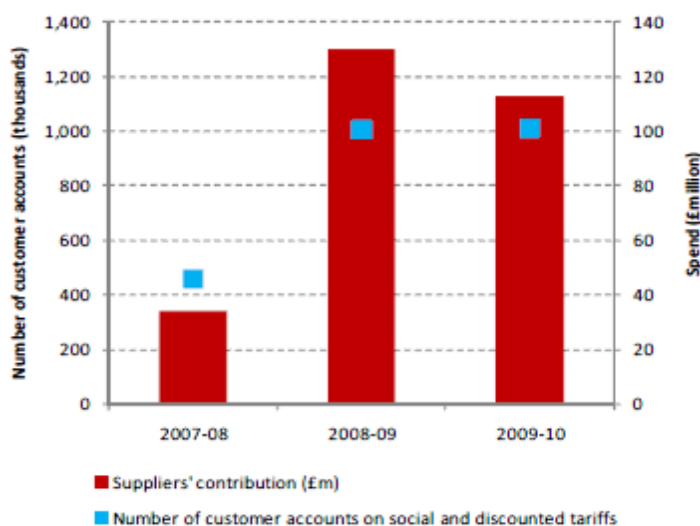


Fonte: DECC, in Ogfem, 2011.

No entanto, os impactos foram heterogêneos, dado que, por exemplo, os consumidores muito grandes beneficiaram de uma diminuição dos preços de 4,4% e, por outro lado, os consumidores muito pequenos viram, inclusivamente, a sua conta elétrica, aumentar 0,2%.

O setor energético do Reino Unido é o que mais apoia clientes vulneráveis (EnergyUK, 2010). Para o efeito têm previstas tarifas sociais, contudo vão mais além. Entre 2008 e 2011, os fornecedores tiveram disponíveis 425 milhões de libras para gastar em programas sociais voluntários (incluindo as tarifas sociais) (EnergyUK, 2010). Note-se que é uma ação voluntária, adicional às obrigações estatutárias. Além das tarifas sociais, estes programas incluem descontos nas tarifas, doações para fundos energéticos de apoio a clientes vulneráveis, angariação de fundos para organizações de caridade e outras iniciativas de eficiência energética (EnergyUK, 2010). Em 2009, segundo a DECC (2011), existia cerca de um milhão de clientes com tarifas sociais e é previsível que os apoios continuem a aumentar sob a forma de programas voluntários.

Gráfico 18 - Número de clientes com tarifas sociais, ou descontos, e gastos dos fornecedores anuais, no Reino Unido, de 2007/08 a 2009/10.



Nota: Uma tarifa social deve ser igual ao negócio mais barato do fornecedor. Uma tarifa com desconto não é necessariamente uma tarifa social mas deve ser no mínimo tão boa como a tarifa mais baixa cobrada com débito direto.

Fonte: Ofgem, in DECC, 2011.

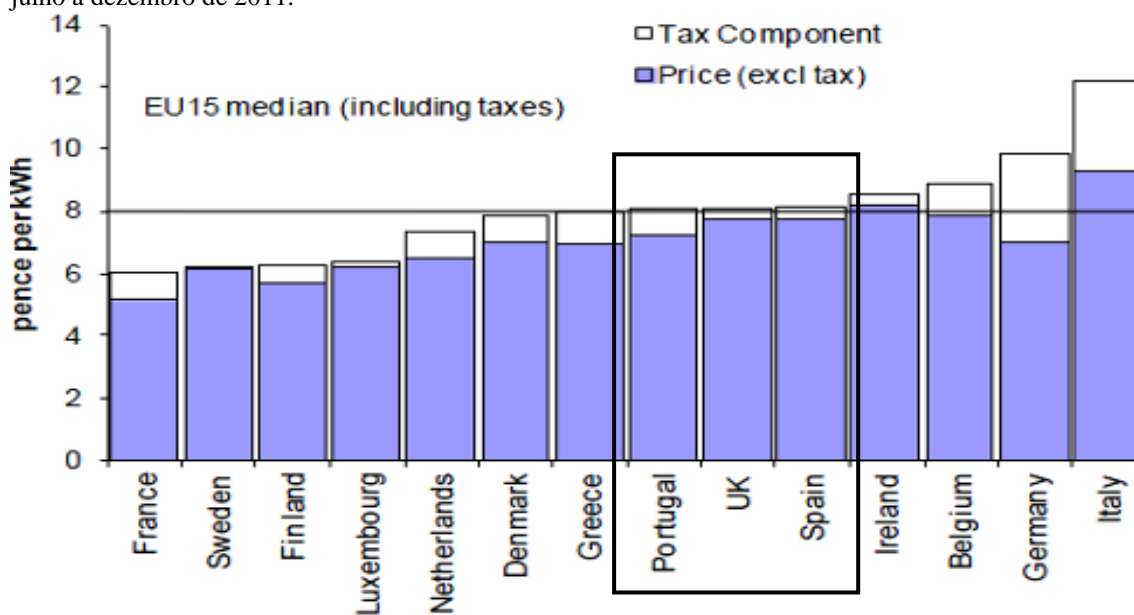
### 3.4 Comparação dos preços e tarifas

Neste capítulo é apresentada uma comparação direta dos preços e tarifas de eletricidade dos três países selecionados, contextualizando, em alguns casos, no âmbito europeu. Esta é uma comparação efetuada em termos médios, desagregada por tipo de consumidor e componentes de custos dos preços e tarifas, incluindo a carga fiscal, e analisada em dois grandes grupos: preços e tarifas industriais e domésticas.

#### Preços e tarifas industriais

Reino Unido, Espanha e Portugal apresentam, para os consumidores industriais médios, preços sensivelmente iguais e próximos da média da UE15, apesar da maior componente de impostos verificada em Portugal, que se destaca do Reino Unido e Espanha.

Gráfico 19 - Preços médios industriais da eletricidade para consumidores médios (£cents/kWh), EU 15, julho a dezembro de 2011.



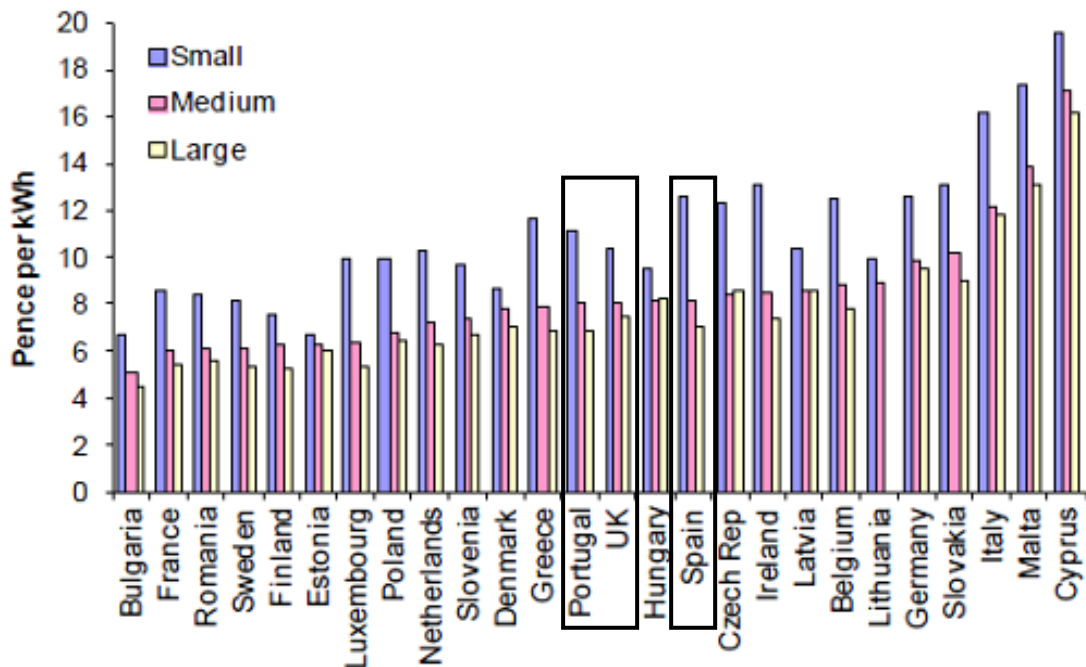
Nota: consumidor médio: 2000 a 19999 MWh/ano.

Fonte: Eurostat, in DECC, 2012.

No gráfico seguinte, verifica-se, para os consumidores industriais, que:

- 💡 Independentemente do país, os pequenos consumidores pagam sempre um preço mais alto que os médios e grandes consumidores, sendo que os espanhóis, dos três países em análise, são os que pagam mais;
- 💡 Em termos do consumidor médio, pagam aproximadamente o mesmo e estão em 13.º (Portugal), 14.º (Reino Unido) e 16.º (Espanha), no ranking europeu<sup>70</sup>;
- 💡 O grande consumidor britânico paga mais do que os portugueses e espanhóis, que pagam sensivelmente o mesmo.

Gráfico 20 - Preços industriais médios da eletricidade para pequenos, médios e grandes consumidores (¢cents/kWh), UE, julho a dezembro de 2011 (ordenado pelos médios).



Fonte: Eurostat, in DECC 2012.

<sup>70</sup>Com o primeiro a ser o que paga menos.

Na próxima tabela e gráfico, é desagregado o preço da eletricidade, para consumidores industriais, por componentes (custos de rede; energia e fornecimento).

Desta forma, pode-se verificar que, relativamente aos custos relacionados com a rede:

- 💡 Portugal apresenta os maiores custos de rede, com cerca de 35% (9.º mais alto da Europa);
- 💡 Espanha, com 30% (14.º mais alto da Europa);
- 💡 Reino Unido com cerca de 26% (19.º mais alto da Europa).

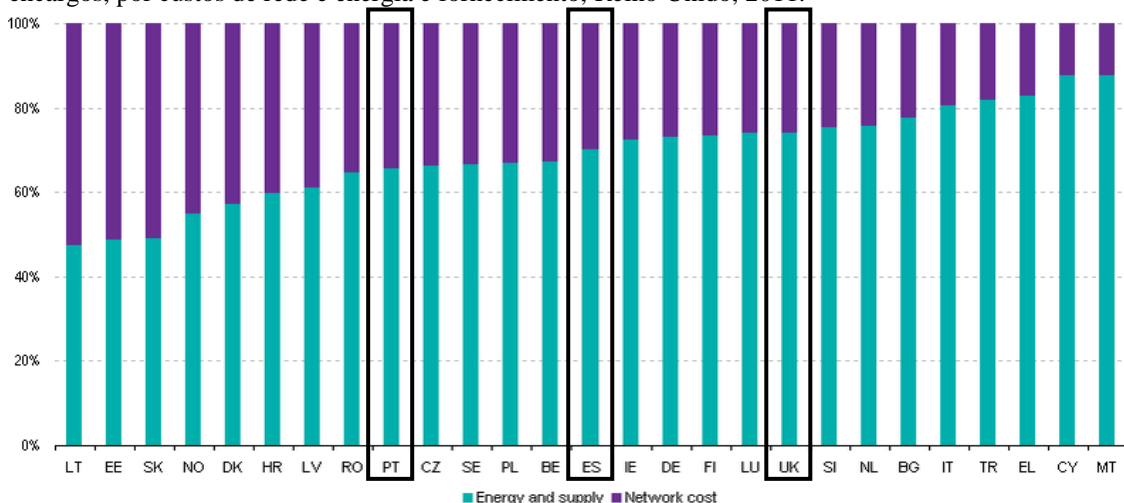
No que diz respeito aos custos com a energia e fornecimento as percentagens são as restantes para totalizar os 100%, pelo que a análise é a inversa.

Tabela 14 - Desagregação dos preços de eletricidade para consumidores industriais (€/kWh), 2011.

	Composition of the electricity prices for industrial consumers (in € per kWh)				Share in price without taxes and levies (%)	
	Total price	Energy and supply	Network costs	Non-recoverable taxes and levies	Energy and supply	Network costs
Spain	0.116	0.077	0.033	0.006	70.00	30.00
Portugal	0.101	0.059	0.031	0.012	65.47	34.53
United Kingdom	0.104	0.074	0.026	0.005	74.05	25.95

Fonte: Eurostat, 2012.

Gráfico 21 - Desagregação do preço de eletricidade para consumidores industriais (%), sem taxas e encargos, por custos de rede e energia e fornecimento, Reino Unido, 2011.

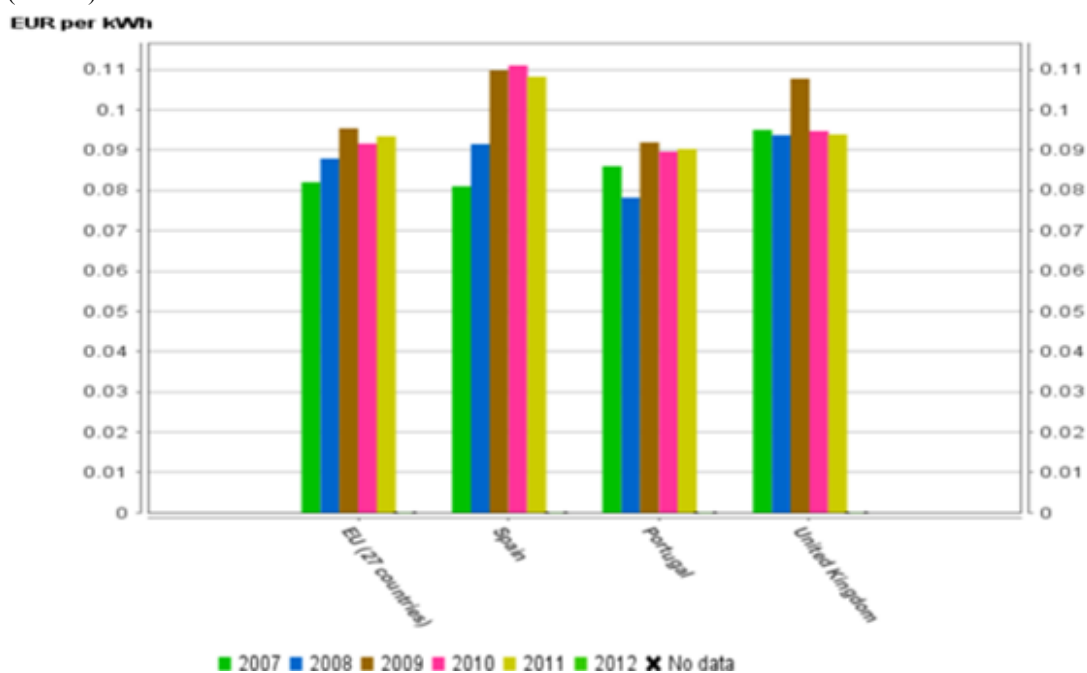


Fonte: Eurostat, 2012.

Da análise da evolução dos preços e tarifas industriais de eletricidade, excluindo o efeito dos impostos, verifica-se o seguinte:

- 💡 Na UE27 a tendência recente dos preços é de subida;
- 💡 Em Espanha a tendência foi de subida. No entanto, apresentou uma ligeira descida, em 2011, não suficiente para ficar abaixo da média europeia. Dos três países em análise, é o que tem preços mais altos;
- 💡 Portugal não apresenta uma tendência visível, apresentando alternâncias nas variações anuais. Por outro lado, encontra-se abaixo da média europeia e do Reino Unido.
- 💡 O Reino Unido é mais regular, com exceção de 2009, e tem apresentado uma ligeira descida nos últimos dois anos. Atualmente, encontra-se próximo da média europeia, acima de Portugal e abaixo da Espanha.

Gráfico 22 – Evolução dos preços de eletricidade para consumidores industriais médios, sem impostos (€/kWh).



Nota: consumidor industrial médio: 500 a 2000 MWh/ano.

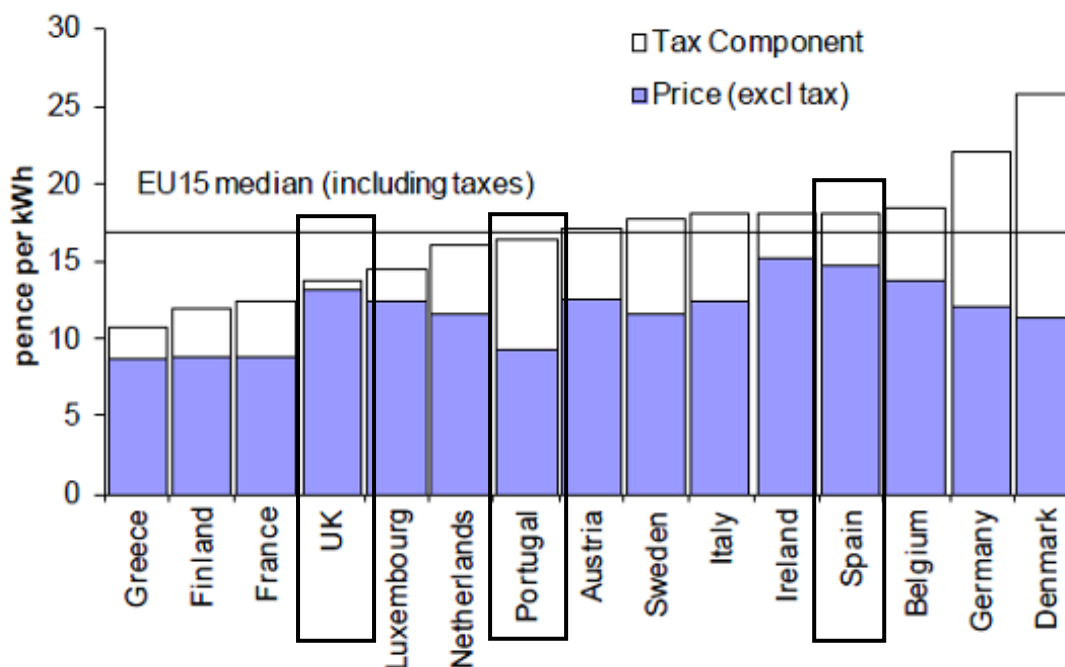
Fonte: Eurostat.

## Preços e tarifas domésticas

Quanto aos preços médios para um consumidor doméstico médio verifica-se, relativamente aos países em análise, que:

- 💡 Incluindo impostos, Espanha (12.º mais baixo) tem os preços acima da média da UE15, o Reino Unido (4.º mais baixo) bastante abaixo da média e, por fim, Portugal (7.º mais baixo) encontra-se ligeiramente abaixo.
- 💡 O Reino Unido é o país onde se paga menos impostos e Portugal onde se paga mais (quase metade do preço).

Gráfico 23 - Preços domésticos médios da eletricidade (£cents/kWh), para consumidores médios, UE15, julho a dezembro de 2011.



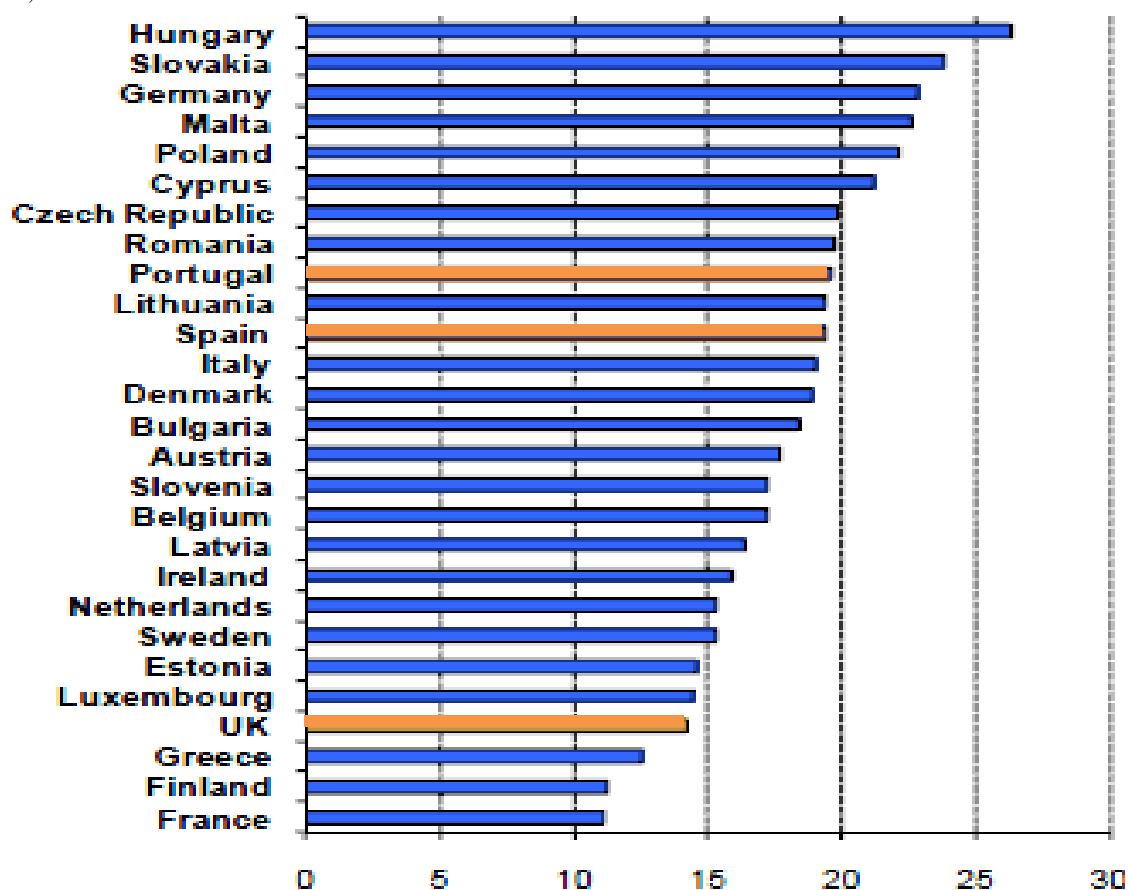
Nota: consumidor médio: 2500 a 4999 kWh/ano.

Fonte: Eurostat, in DECC, 2012.



Quanto aos preços médios para um consumidor doméstico médio (agora medidos em *purchasing power standards* - PPS<sup>71</sup> - e em 2010) verifica-se, relativamente aos países em análise, que o Reino Unido mantém os preços mais baixos (4.º da Europa). Contudo, nota-se uma inversão do ranking entre Espanha e Portugal, indicando que, apesar de em termos nominais os preços em Portugal serem mais baixos, custa mais adquirir o serviço de eletricidade em Portugal do que em Espanha. É pertinente referir que esta comparação apresenta a limitação de não comprar o mesmo ano, pelo que pode induzir em erro. Todavia, apresenta a virtude de fazer notar o aspeto do poder real de compra.

Gráfico 24 - Preços domésticos médios de eletricidade, para consumidores médios, (em PPS/kWh) EU 27, 2010.



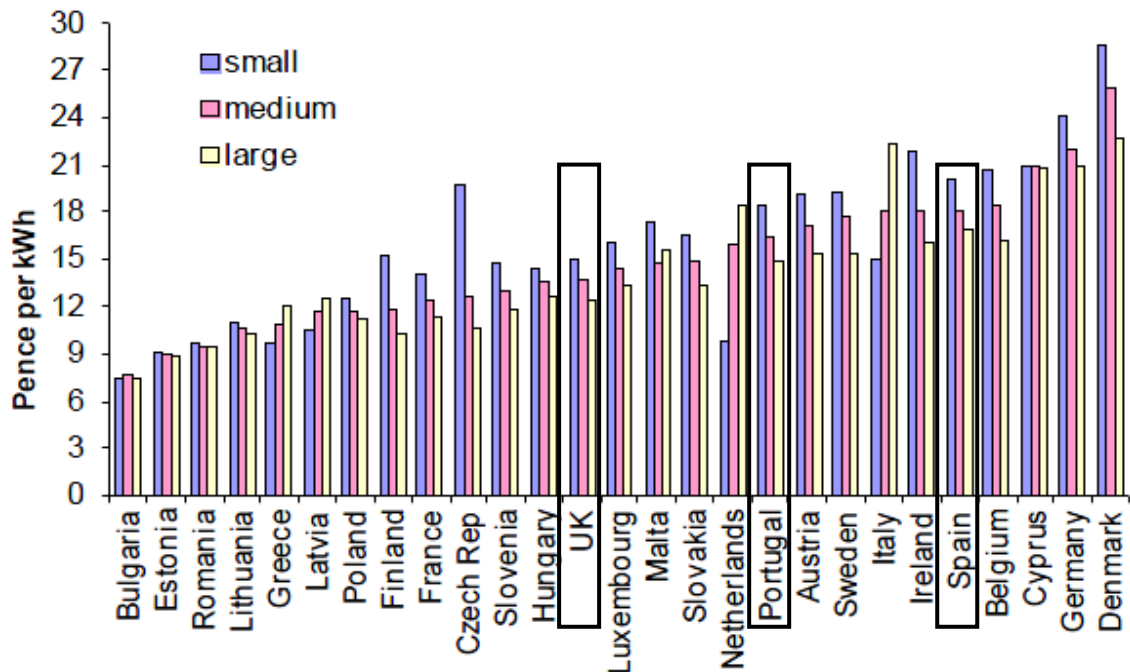
Fonte: Eurostat, in DECC, 2011.

<sup>71</sup>Técnica e teoria económica que permite comparações internacionais, em termos de poder de compra, eliminando a limitação das taxas de câmbio. Indica a quantidade de dinheiro necessária para comprar o mesmo bem, ou seja, 1 PPS compra a mesma quantidade do bem ou serviço.

Para os consumidores domésticos, verifica-se que:

- 💡 Tal como nos consumidores industriais, os pequenos consumidores pagam sempre (exceção feita à Holanda) um preço mais alto que os médios e grandes consumidores, sendo que o espanhol é, dos três países em análise, o que paga mais;
- 💡 Em termos do consumidor médio, o Reino Unido encontra-se em 13.º, Portugal em 18.º e Espanha em 23.º, no ranking da Europa<sup>72</sup>;
- 💡 Dos três países em análise, o grande consumidor britânico é o que paga menos e o espanhol o que paga mais.

Gráfico 25 - Preços domésticos médios da eletricidade, por tamanho do consumidor (ordenado pelos médios), na UE, julho a dezembro de 2011.



Fonte: Eurostat, in DECC, 2012.

<sup>72</sup>O primeiro paga menos e o último paga mais.

Na próxima tabela e gráfico, é desagregado o preço da eletricidade, para consumidores domésticos, por componentes (custos de rede; e energia e fornecimento).

Desta forma, pode-se verificar que, relativamente aos custos relacionados com a rede:

- 💡 Espanha apresenta os maiores custos de rede, com cerca de 45% (14.º mais alto da Europa);
- 💡 Portugal, cerca de 41% (20.º mais alto da Europa);
- 💡 Reino Unido com cerca de 22% (26.º mais alto da Europa, 3.º mais baixo), ou seja, quase metade de Espanha e Portugal.

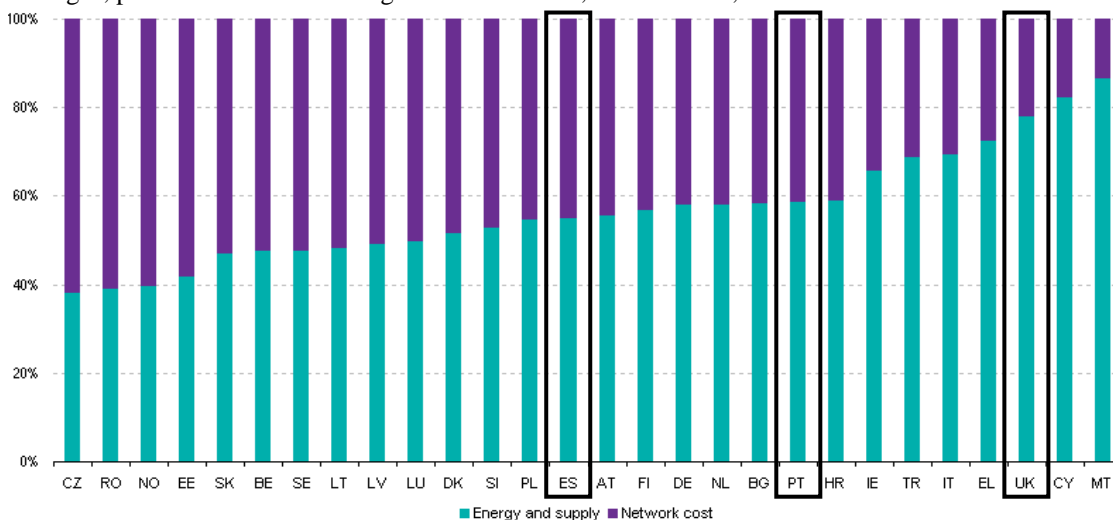
No que diz respeito aos custos com a energia e fornecimento as percentagens são as restantes para totalizar os 100%, pelo que a análise é a inversa.

Tabela 15 - Desagregação dos preços de eletricidade para consumidores domésticos (€/kWh), 2011.

	Composition of the electricity prices for household consumers (in € per kWh)				Share in price without taxes and levies (in %)	
	Total price	Energy and supply	Network costs	Taxes and levies	Energy and supply	Network costs
<b>Spain</b>	0.209	0.093	0.076	0.041	54.99	45.01
<b>Portugal</b>	0.188	0.063	0.044	0.081	58.61	41.39
<b>United Kingdom</b>	0.158	0.117	0.033	0.008	77.93	22.07

Fonte: Eurostat, 2012.

Gráfico 26 - Desagregação do preço de eletricidade para consumidores domésticos (%), sem taxas e encargos, por custos de rede e energia e fornecimento, Reino Unido, 2011.

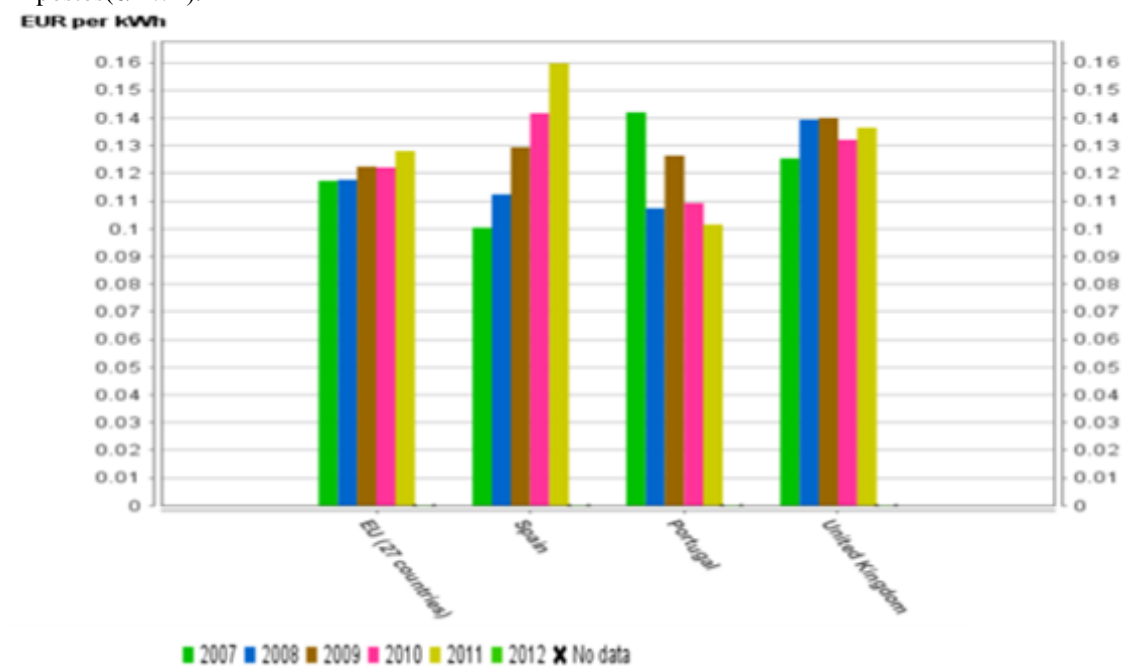


Fonte: Eurostat, 2012.

Em análise à evolução dos preços e tarifas domésticas de eletricidade, excluindo o efeito dos impostos, verifica-se o seguinte:

- 💡 Na UE27 a tendência recente dos preços é de ligeira subida;
- 💡 Em Espanha a tendência foi de uma forte subida, ficando, claramente acima da média europeia e, dos três países em análise, é o que tem preços mais altos;
- 💡 Portugal, pelo contrário, apresenta uma tendência de descida. Por outro lado, encontra-se abaixo da média europeia e do Reino Unido.
- 💡 O Reino Unido é mais regular. Atualmente, encontra-se um pouco acima da média europeia, acima de Portugal e abaixo da Espanha.

Gráfico 27 – Evolução dos preços de eletricidade para consumidores domésticos médios, sem impostos(€/kWh).



Nota: consumidor médio: 2500 a 5000 kWh/ano.

Fonte: Eurostat, 2012.

Na tabela seguinte, pode-se analisar a carga fiscal, presente nos preços de eletricidade dos consumidores domésticos dos três países e pode-se concluir que o Reino Unido é o que apresenta a carga fiscal mais baixa, com apenas cerca de 5%, bem distante de Espanha, com cerca de 18% (13 p.p. acima do RU) e, por fim, Portugal apresenta a carga fiscal mais elevada, com cerca de 39%, mais do dobro de Espanha e bem acima da média europeia (29%).

Tabela 16 - Impostos e encargos presentes nos preços de eletricidade para consumidores domésticos, 2011.

	Basic price	Taxes & levies other than VAT	VAT	Share of taxes, levies & VAT in total price
	(EUR per kWh)			(%)
<b>EU-27</b>	0.128	0.026	0.025	28.53
<b>Portugal</b>	0.102	0.054	0.010	38.63
<b>Spain</b>	0.160	0.008	0.027	17.98
<b>United Kingdom</b>	0.137	0.000	0.007	4.75

Nota: consumo anual de 2500kWh a 5000kWh.

Fonte: Eurostat, 2012.

Para concluir, é apresentado um quadro resumo do que foi apresentado neste capítulo. Para o efeito foi criada uma escala que permite fazer o *ranking* dos países analisados (do ponto de vista dos consumidores), posicionando-os em termos relativos:

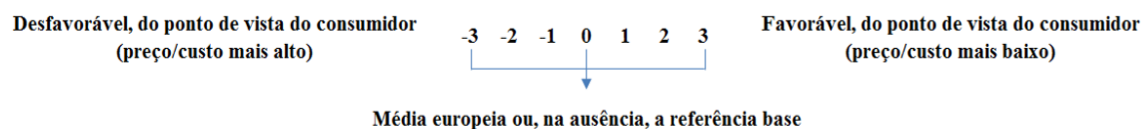


Tabela 17 - Resumo da comparação internacional dos preços, evolução e componentes da eletricidade.

		Reino Unido		Portugal		Espanha	
		Escala	Ranking	Escala	Ranking	Escala	Ranking
Consumidores Industriais	Pequenos	1	1.º	0	2.º	-1	3.º
	Médios	0	1.º	0	1.º	0	1.º
	Grandes	-1	3.º	0	1.º	0	1.º
	Carga Fiscal	1	1.º	0	3.º	1	1.º
	Evolução	1	1.º	0	2.º	-2	3.º
	Custos de rede	1	1.º	-1	3.º	0	2.º
Consumidores Domésticos	Pequenos	1	1.º	0	2.º	-1	3.º
	Médios	0	1.º	-1	2.º	-2	3.º
	Grandes	0	1.º	-1	2.º	-2	3.º
	Carga Fiscal	2	1.º	-3	3.º	0	2.º
	Evolução	0	2.º	2	1.º	-3	3.º
	Custos de rede	3	1.º	1	2.º	0	3.º

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em jeito de conclusão e em termos gerais, pode-se observar que o Reino Unido é, dos três, o que apresenta os preços mais baixos (com 5 primeiros lugares, em 6 possíveis) e Espanha os mais altos (com 4 terceiros lugares, em 6 possíveis), agravados pela evolução negativa. Em relação a Portugal, destaque para a sua boa evolução nos preços (especialmente os domésticos), apesar da forte carga fiscal apresentada.

## 4 Conclusões

Devido à efetiva importância da eletricidade na sociedade moderna, a liberalização, as reformas do setor, em curso, e as tarifas são temas amplamente debatidos, atuais e com impactos ao nível do desenvolvimento económico e social (como o prova a simples existência de tarifas sociais para grupos vulneráveis). Ao longo do trabalho, verificou-se que o objetivo é, em última análise, aumentar a eficiência existente no setor de energia elétrica e, dessa forma, transmiti-la para os consumidores, essencialmente através de preços e tarifas mais baixas. No entanto, paralelamente tenta-se garantir a segurança no abastecimento, assegurar a qualidade de serviço e um melhor desempenho ambiental, sem descurar a inovação. Desta forma, face a estes múltiplos objetivos parciais, a regulação económica e o debate tornam-se aspetos fundamentais para encontrar respostas ou caminhos a seguir.

Ao longo do trabalho, verificou-se que, como era expectável, o Reino Unido se encontra num patamar diferente de Portugal e Espanha:

- 💡 Nos três países, os “segmentos-fio” (transporte e distribuição) são monopólios naturais, sendo, como tal, regulados. Para o efeito, todos apresentam um sistema regulatório de incentivos. Por outro lado, nenhum se trata de um sistema isolado, encontrando-se interligado com os países vizinhos, uma situação coerente com o objetivo de criação de um mercado único.
- 💡 Os produtores e fornecedores atuam em regime concorrencial, apenas necessitando de uma licença para exercer a atividade. No entanto, no Reino Unido, estes parecem encontrar-se num estágio de desenvolvimento superior dado que, apesar de não serem regulados, apresentam códigos de conduta que os autorregula. Por outro lado, ao nível da concorrência entre os fornecedores, o Reino Unido também apresenta maiores taxas de *switching*, tendo já atingido metas que a União Europeia considera razoáveis para o setor. Além disso, apresenta uma maior diversidade na oferta de tarifas (tarifas “verdes”, tarifas *online* ou *offline*, tarifas fixas, etc). No entanto, no segmento da produção, todos apresentam uma matriz elétrica essencialmente térmica e com tendência para o aumento do contributo das energias renováveis.

- 💡 O *unbundling*, sendo um requisito fundamental das diretivas europeias, está a ser aplicado nos três países analisados.
- 💡 Todos apresentam entidades reguladoras setoriais, embora seja de difícil análise a sua independência.

Relativamente aos preços e tarifas:

Em Portugal, nas tarifas de venda ao cliente final (tarifa de último recurso), as tarifas de acesso representam, em média, 55%, dos quais cerca de 50% são devidos aos custos do Uso Global do Sistema, onde se incluem as políticas energéticas. Em Espanha as tarifas de acesso representam, em média, cerca de 40%, dos quais 43% são relativos aos custos com as redes e 57% às políticas energéticas. Neste aspeto, o Reino Unido distingue-se de Portugal e Espanha, uma vez não apresenta tarifa de último recurso, encontrando-se totalmente liberalizado, e porque apenas define as metodologias, sem definição dos níveis das tarifas. Conceptualmente nem têm tarifas, já que na prática são os fornecedores quem define os preços, com base na sua avaliação dos mercados grossistas e retalhistas, cabendo-lhes a eles a justificação perante clientes e investidores. Desta forma não se pode comparar com as tarifas de último recurso de Portugal e Espanha que, como se viu, ainda as têm disponíveis, em coexistência com os preços liberalizados do mercado, embora ambos apresentem planos para a sua total extinção.

Contudo, comparando os preços médios, a sua evolução e carga fiscal de cada país (utilizando para o efeito a escala proposta pelo autor), pode-se concluir que, em termos gerais, o Reino Unido é, dos três, o que apresenta os preços mais baixos e Espanha os mais altos, agravados pela evolução negativa. Já no que diz respeito à carga fiscal, Portugal destaca-se pela negativa apesar da sua boa evolução dos preços (especialmente os domésticos).

Os três países apresentam tarifas sociais para ajudar os clientes mais vulneráveis, contudo de formas distintas. Em Portugal, essas tarifas são definidas pela entidade reguladora, com base em descontos. Espanha, apesar de também serem definidas pela entidade reguladora, difere de Portugal na aplicação do mecanismo uma vez que estas tarifas não assentam em descontos mas no congelamento das tarifas, por um determinado período. Já o Reino Unido é completamente diferente e vão mais além,



dado que são os fornecedores que as definem, numa base de programas voluntários sociais (mais abrangente do que apenas as tarifas sociais).

Para concluir, dado que se trata de uma comparação, agravada pelo fato de ser internacional, o ideal seria ter os dados num ano base comum e, simultaneamente, atual, todavia esta foi uma limitação encontrada ao longo do trabalho. Na realidade trata-se de um setor muito complexo, cuja informação é, em muitos casos, sigilosa ainda que aparentemente pública, além de, por vezes, muito técnica. Outra limitação foi a restrição do número de páginas da dissertação, que, desta forma, obrigou a remeter alguns comentários e informações para anexo. Esta foi uma limitação importante porque o tema exigia um maior desenvolvimento, dado o carácter da análise. No entanto, futuros trabalhos nesta área podem, como é evidente, comparar outros países, incluindo países mais heterogéneos e sem estar ao abrigo das mesmas linhas diretivas, como é o caso das europeias. Outra possibilidade de trabalho, permitindo, inclusivamente, ultrapassar a primeira limitação mencionada, pode passar por uma abordagem diferente da metodologia, através de um modelo econométrico onde se possam medir os impactos das tarifas, por exemplo, na competitividade de uma economia, grau de penetração de energias com fontes renováveis, desenvolvimento social, entre outros.

## **Bibliografia**

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2007), “Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica”, Brasília: ANEEL.

Averch, H. e L. L. Johnson (1962), “Behavior of the Firm under Regulatory Constraint”, *American Economic Review*, pp 1053-1069.

Baumol, W. J. (1982), “Contestable markets: an uprising in the theory of industry structure”, *The American Review*, Nº 1, march, pp 1-15.

Baumol, W. J., J. C. Panzar e R. D. Willig (1982), “Contestable Markets and the Theory of Industrial Structure”, New York: Harcourt Brace Javanovich.

Benjó, I. (1999), “Fundamentos de Economia da Regulação”, Rio de Janeiro: Thex Editora.

Bogdan, R.C. e Biklen, S.K. (1999), “Investigação qualitativa em Educação – Uma introdução à teoria e aos métodos”, Porto: Porto Editora, pp 47-51.

BPI (2011), “O sector eléctrico em Portugal Continental: contributo para a discussão”, Resumo das principais conclusões do Estudo “O Sector Eléctrico em Portugal Continental”, apresentado em 31 de Março de 2011.

CNE - Comisión Nacional de Energía (2009), “Electricity Tariff Structure: The Spanish case”, Apresentação do vice-presidente Fernando Martí Scharfhausen, em 19 de junho.

CNE - Comisión Nacional de Energía (2011), “Spanish Energy Regulator’s Annual Report to the European Commission”, Espanha.

CNE - Comisión Nacional de Energía (2012), “Informe sobre el Sector Energético Español: Parte I. Medidas para Garantizar la Sostenibilidad Económico-Financiera del Sistema eléctrico”, 7 de março, Espanha.

Crew, M. e D. Parker (eds.) (2006), “International Handbook on Economic Regulation”, Massachusetts, USA: E. Elgar, cpt. 1.

DECC - Department of Energy and Climate Change (2011), “UK Energy Sector Indicators 2011”, A National Statistics Publication, United Kingdom.

DECC - Department of Energy and Climate Change (2012), “Quarterly Energy Price: June 2012”, A National Statistics Publication, United Kingdom.

Domah e Pollitt (2001), “The restructuring and privatisation of electricity distribution and supply businesses in England and Wales: a social cost benefit analysis”, Fiscal Studies, 22 (I), pp 107-146.

El País (2012), “Las cuentas pendientes de la energia”, notícia publicada em 24 de fevereiro de 2012.

Electricity Guide (2012), [www.electricity-guide.org.uk](http://www.electricity-guide.org.uk)

EnergyUK (2010), “Britain’s Energy Market: key questions answered”.

Energy Advisory Committee (2002), “Electricity Market Review: Electricity Tariff”, Hong Kong.

ERSE (2011a), “Relatório Anual para a Comissão Europeia”, Lisboa.

ERSE (2011b), “Estrutura tarifária do setor elétrico em 2012”, Lisboa.

ERSE (2011c), “Plano de compatibilização regulatória no âmbito do MIBEL Harmonização da metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às redes”.

ERSE (2011d), “Tarifa Social na Electricidade: aspectos principais”, apresentado em 30 de setembro de 2011.

ERSE (2012a), [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ERSE (2012b), “Composição dos Preços de Eletricidade, incluindo os de Interesse Económico Geral: estrutura dos preços de eletricidade fixados para 2012”, apresentado em 26 de janeiro de 2012.

Eurostat (2012), <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

Farina, E. M. M. Q.; P. A. Azevedo; P. A. Picchetti (1997), “Reestruturação dos Setores de Infra-estrutura e a Definição de Marcos Regulatórios”, Brasília, IPEA.

Galpenergia (2012), [www.galpenergia.com](http://www.galpenergia.com)

Goldemberg, J. e O. Lucon (2007), “Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento”, São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo.

Hennebel, L.; Lewkowicz G.; Pascale A. (2007), “Self-regulation and co-regulation of corporate social responsibility in Europe”, Centre Perelman de Philosophie du Droit, Université Libre de Bruxelles, Relatório Final.

Henney (1994), “A study of the privatisation of the electricity supply industry in England & Wales”, EEE, London.

Hirsh (1999), “Power loss: the origins of deregulation and restructuring in the American Electric Utility System”, MIT Press, Cambridge, Mass.

IEA – International Energy Agency (2011), “CO<sub>2</sub> Emissions from combustion: Highlights”, International Energy Agency, p 9.

IEA - International Energy Agency (2012), [www.iea.org](http://www.iea.org)

Jamasb, T. e M. Pollitt (2007), "Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain", Energy Policy 35(12), pp 6163-6187.

Jamasb, T. e M. Pollitt (2008), “Liberalisation and R&D in network industries: The case of the electricity industry”, *Research Policy* 37, pp 995-1008.

Joskow (2001), “California’s electricity crisis”, *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 17, Nº 3.

Joskow (2006), “Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks”, MIT.

Mansell, R. e J. Church (1995), “Traditional and Incentive Regulation”, Canadian: The Van Home Institute for International Transportation and Regulatory Affairs.

National Grid (2012), [www.nationalgrid.com](http://www.nationalgrid.com)

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (2002), “Regulatory Reform in Gas and Electricity and the Professions”, OCDE.

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (2009), “Electricity Distribution Price Control Review Initial Proposals - Allowed Revenues and Financial Issues”, Consulta, Reino Unido.

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (2011), “2011 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission”, Reino Unido.

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (2012a), [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets (2012b), “Retail Market Review: GB Wholesale Market Liquidity Update”, Carta aos *stakeholders* a 16 de julho, Reino Unido.

Pond, R. (2006), “Liberalisation, privatisation and regulation in the UK electricity sector”, Working Lives Research Institute, London Metropolitan University.

Porter, M. E. (1986), “Estratégia competitiva: técnicas para análise de indústrias e da concorrência”, 14ª ed., Rio de Janeiro: Campus.

PRB - Population Reference Bureau (2009), “2009 World Population Data Sheet”, Connecticut, USA.

PWC – PriceWaterhouseCoopers (2012), “Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012”, Espanha.

REN (2012a), [www.ren.pt](http://www.ren.pt)

REN (2012b), “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de dezembro de 2011”, apresentado em Março de 2012.

REN (2012c), [www.centrodeinformacao.ren.pt](http://www.centrodeinformacao.ren.pt)

Sakhrani, V. e J. E. Parsons (2010), “Electricity Network Tariff Architectures: a Comparison of Four OECD Countries”, CEEPR, a Joint Center of the Department of Economics, MIT Energy Initiative, and Sloan School of Management.

Shuttleworth, G. (2005), “Benchmarking of electricity networks: practical problems with its use for regulation”, Utilities Policy 3, pp 310-317.

Souza, Z. J. (2002), “O Ambiente Estrutural do Setor Elétrico Brasileiro”, Revista de Administração e Ciências Contábeis, Fundação de Ensino Octávio Bastos, São João da Boa Vista, SP.

Souza, Z. J. (2003), “Geração de energia elétrica excedente no setor sucroalcooleiro: entraves estruturais e custos de transação”, São Carlos, Tese (Doutorado) da Universidade Federal de São Carlos.

Tavares de Araújo Jr., J. (1996), “Contestabilidade e integração econômica no Hemisfério Ocidental”, Revista de Economia Política, Vol. 16, Nº4 (64), out.-dez.

Valente, H. (2005), “Fusões e Aquisições – Regulação e Finanças das Empresas”, Porto: Vida Económica.

Vilela, A. V. e C. S. Maciel (1999), “A regulação do setor de infra-estrutura econômica: uma comparação internacional”, Texto para discussão n. 684, Brasília: IPEA, novembro.

Viscusi, W. K.; J. M. Vernon; J. E. Harrington Jr. (1995), “Economics of regulation and antitrust”, Cambridge, EUA: The MIT Press, Cpts. 1, 10.

Willig, R. D. e R. Schmalensee (eds.) (1989), “Handbook of Industrial Organization”, Vol. 2, North-Holland: 1254-1287; 1449-1506.

Wonnacott, P. e R. Wonnacott (1982), “Economia”, traduzido por Yeda Rorato Crusius e Carlos Augusto Crusius, São Paulo: McGraw-Hill do Brasil.

## **Anexos**



## Anexo 2.1 Lições da experiência britânica.

### Gerais:

- 💡 A regulação por incentivos é um processo que vai evoluindo e se torna cada vez mais complexo.
- 💡 É importante ter em consideração a capacidade e empenhamento institucional do país bem como um conjunto de regras transparentes, processos e resultados.
- 💡 A regulação das redes desempenha um papel fundamental, no caso Britânico, ao nível da concorrência na geração, ao contrário da Nova Zelândia.
- 💡 Pressões externas centralizadas, caso da União Europeia, ajudam os Estados-membro a proceder com medidas mais fortes, no entanto, uma reforma parcial é menos desejável que uma não reforma.

### Mais específicas:

- 💡 Não é necessário implementar a reforma pela mesma ordem da Britânica.
- 💡 Um papel fundamental da rede é permitir um acesso de terceiros regulado, providenciando concorrência.
- 💡 A entidade reguladora deve ser estabelecida apenas após a criação de uma base legal (não deve ser muito específica, em certas questões).
- 💡 A separação efetiva da rede das atividades competitivas é crucial. A separação legal do resto do grupo verticalmente integrado e sua limitação dos bens e custos são essenciais para uma regulação por incentivos eficaz.
- 💡 Importante prever investimentos relacionados com qualidade de serviço.
- 💡 A qualidade da informação é importante para evitar assimetrias de informação.
- 💡 É desejável que haja muitas *utilities* para comparação e *benchmarking* de eficiência.

### No futuro:

- 💡 É importante que o quadro regulatório incentive a inovação e a adoção de novas tecnologias e seja flexível.
- 💡 É importante que o modelo regulatório consiga “encaixar” os futuros ativos com proveniência nas renováveis, geração dispersa e microgeração, que trarão novos

desafios. Ou seja, os reguladores terão que ter em consideração os efeitos dos seus incentivos, no longo prazo.

## **Anexo 2.2 Regulação económica.**

Regulação económica é uma limitação imposta às escolhas dos indivíduos ou organizações, baseando-se no poder coercivo dos governos, com o objetivo de apresentar melhorias em termos de eficiência, aumentando o benefício líquido para a sociedade (Viscusi *et al.*, 1995). Santos (1995), *in* Valente (2005), propõe outra perspectiva e sugere que desvios em relação às condições ideais de concorrência conduzem a “falhas de mercado”, levando à intervenção de entidades reguladoras, de forma a assegurar resultados socialmente desejáveis, que de outra forma não seriam atingidos, propondo-se substituir a denominada “mão invisível” e levando a empresa a produzir o ótimo social.

Nos mercados de energia elétrica, esta necessidade advém do fato de ser uma atividade de interesse público, com estruturas de rede, pelo controlo do mercado das incumbentes e, por fim, pelo comportamento dos consumidores.

Relativamente às restrições da regulação económica supra mencionadas, de acordo com Viscusi *et al.* (1995), elas podem-se referir a:

- 💡 Preços - definição de um intervalo de preços, forma de controlar os lucros da indústria (ajudando a definir a taxa de retorno - prática comum nas *public utilities*);
- 💡 Quantidades - no caso das *electric utilities*, é usada a regulação “*meet all demand at the regulated price*”;
- 💡 Número de empresas - controlo à entrada/saída (típico das *public utilities*);
- 💡 Menos frequentemente, qualidade (difícil de implementar) e investimento (intervenção nas decisões).

Não obstante, as forças do mercado desempenham sempre um papel importante, independentemente do grau de regulação.

Contudo, apesar das ferramentas disponíveis, regular não é simples e gera conflitos entre os intervenientes (consumidores, empresas reguladas, investidores, entidade reguladora e classe política). Por isso, uma das suas preocupações é a definição de uma estrutura de tarifas que forneça incentivos eficientes para todas as partes envolvidas. No

caso de uma produtora de eletricidade, o objetivo não é minimizar a tarifa ao máximo mas, sim, baixar a mesma, uma vez que minimizá-la iria retirar a atratividade para a empresa ficar no mercado ou iria baixar a qualidade do serviço (“apagões”). Por outro lado, não se pode limitar em demasia os lucros, entregando-os aos consumidores (através de tarifas mais baixas), sob pena de não haver incentivos para o investimento e inovação. Tem de haver um equilíbrio para manter as tarifas mais baixas e, simultaneamente, manter a atratividade suficiente para expandir e inovar (Viscusi *et al.*, 1995). Por outro lado, Joskow e Rose, 1989, *in* Willig e Schmalensee, 1989, pp 1449-1506), mostraram, empiricamente, que o equilíbrio entre a regulação e o livre funcionamento é difícil e observam o seguinte:

- 💡 A regulação de preços, geralmente, permite manter os preços abaixo do que seriam praticados por um monopolista;
- 💡 A regulação é uma visão simplista enquanto mecanismo capaz de garantir a transferência de valor dos produtores para os consumidores.

Assim, atendendo a estas preocupações e aos objetivos da regulação, foram desenvolvidos diversos modelos regulatórios. Nomeadamente, regulação pelo custo do serviço e regulação por incentivos. O quadro seguinte resume os principais esquemas de ambos os modelos, bem como alguns dos seus problemas e parâmetros de regulação.

Figura 11 - Regulação pelo custo do serviço vs Regulação por incentivos.

<p><b>Regulação pelo custo do serviço (ou <i>rate of return regulation</i>):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fixação direta de preços</li> <li>- Remuneração de ativos</li> </ul> <p>Principais problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. Custos aceites</li> <li>. Amortizações</li> <li>. Incentivos</li> <li>. Definição da taxa de remuneração</li> <li>. Empresa atua em mercados competitivos</li> </ul> <p>Parâmetros de regulação:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Custo com capital</li> <li>Base de ativos</li> </ul>	<p><b>Regulação por incentivos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Price cap</i></li> </ul> <p>Principais problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. Selecionar valor do parâmetro de eficiência</li> <li>. Nível do preço base</li> <li>. Âmbito dos produtos</li> <li>. Parâmetro de qualidade</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Yardstick</i></li> <li>- <i>Performance based</i></li> </ul> <p>Parâmetros de regulação:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Custos de exploração</li> <li>Indutores de custo</li> </ul>
---	--

Na prática, os mais aplicados têm sido a *rate of return regulation* e a *price-cap regulation* (Valente, 2005). Contudo, do ponto de vista económico, o objetivo das recentes reformas do setor, tal como da regulação por incentivos, é providenciar as *utilities* de maior eficiência (operacional e nos investimentos) e garantir que os consumidores ganham com isso. Desta forma, não obstante esta maior aplicação prática, as reformas levaram a um renovado interesse e desenvolvimento da regulação por incentivos, em alternativa à regulação pelo custo do serviço, método mais tradicional (Jamash e Pollitt, 2007). Para mais informação conceptual e prática, destes e outros modelos, veja-se (Joskow, 2006).

### Anexo 3.1 Caracterização da RNT portuguesa.

Figura 12 - Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, 2012.



Fonte: REN, 2012b.

A RNT é determinada (em extensão ou capacidade de transporte), pela necessidade de satisfação dos consumos crescentes e pela necessidade crescente de ligação de novos produtores em regime especial. Contudo, a expansão está, cada vez mais, condicionada

por questões de impactos ambientais, sendo uma preocupação dos agentes responsáveis do setor (ver quadro seguinte).

Figura 13 - Declaração de Impacte Ambiental.



**MINISTÉRIO DO AMBIENTE E DO ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL**

**Gabinete do Secretário de Estado do Ambiente**

**Declaração de Impacte Ambiental**

<b>Identificação</b>			
<b>Designação do Projecto:</b>	Modificação das Linhas Eléctricas Aéreas a 150 kV de Ligação à Subestação de Fernão Ferro		
<b>Tipologia de Projectos:</b>	Anexo II, n.º 3 alínea b)	<b>Fase em que se encontra o Projecto:</b>	Projecto de Execução
<b>Localização:</b>	Concelho do Seixal, freguesias de Fernão ferro e Amora		
<b>Proponente:</b>	REN – Rede Eléctrica Nacional, SA		
<b>Entidade licenciadora:</b>	Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG)		
<b>Autoridade de AIA:</b>	Agência Portuguesa do Ambiente	<b>Data:</b>	<b>11/Setembro/2009</b>
<b>Decisão</b>	<b>Declaração de Impacte Ambiental (DIA) Favorável Condicionada</b>		

Fonte: REN, 2012c.

Tabela 18 - Síntese do equipamento da RNT, Portugal.

	<b>2011-12-31</b>	<b>2010-12-31</b>
<b>Comprimento de linhas em serviço (km)</b>	<b>8 371</b>	<b>8 049</b>
400 kV	2 236	1 973
220 kV	3 492	3 467
150 kV *	2 643	2 609
<b>Potência de transformação em serviço (MVA)</b>	<b>33 777</b>	<b>30 205</b>
Autotransformação	13 410	11 925
Transformação	20 367	18 280

\* Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas.

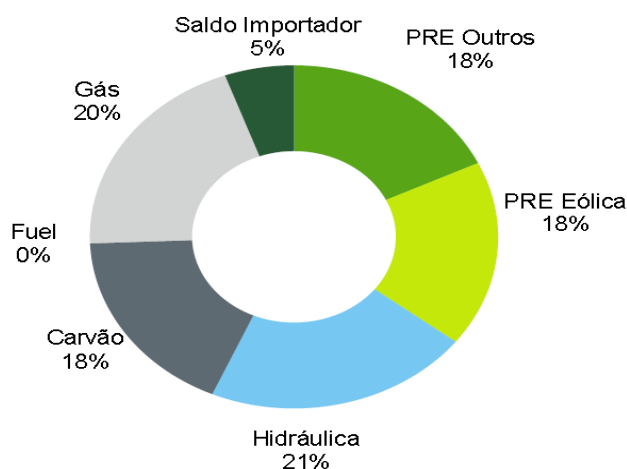
Fonte: REN, 2012b.

Tabela 19 - Dados gerais de produção e de consumo no SEM, Portugal.

CONSUMO REFERIDO À PRODUÇÃO LÍQUIDA	2011	2010
	GWh	GWh
<b>PRODUÇÃO EM REGIME ORDINÁRIO</b>	<b>30 243</b>	<b>32 169</b>
<b>HIDRÁULICA</b>	<b>10 808</b>	<b>14 869</b>
<b>TÉRMICA</b>	<b>19 435</b>	<b>17 299</b>
Carvão	9 128	6 553
Fuel / Gasóleo	- 9	47
Gás Natural	10 316	10 700
<b>PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL</b>	<b>18 185</b>	<b>17 918</b>
Hidráulica	1 019	1 377
Térmica	7 901	7 313
Eólica	9 003	9 024
Fotovoltaica	262	204
<b>SALDO IMPORTADOR</b>	<b>2 813</b>	<b>2 623</b>
IMPORTAÇÃO (valor comercial)	4 446	4 350
EXPORTAÇÃO (valor comercial)	1 635	1 718
<b>BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA</b>	<b>737</b>	<b>512</b>
<b>CONSUMO TOTAL</b>	<b>50 503</b>	<b>52 198</b>
<b>PRODUÇÃO RENOVÁVEL</b>	<b>23 071</b>	<b>27 363</b>
Hídrica	11 240	15 835
<i>Mini-hídrica</i>	1 019	1 377
Eólica	9 003	9 024
Térmica	2 566	2 299
<i>Cogeração</i>	1 469	1 336
Solar	262	204
<b>PRODUÇÃO NÃO RENOVÁVEL</b>	<b>24 770</b>	<b>22 313</b>
Carvão	9 128	6 553
Gás Natural	14 367	14 410
<i>Cogeração</i>	4 052	3 710
Outros	1 274	1 351
<i>Cogeração</i>	1 040	1 077
<b>PRODUÇÃO POR BOMBAGEM</b>	<b>587</b>	<b>411</b>

Fonte: REN, 2012b.

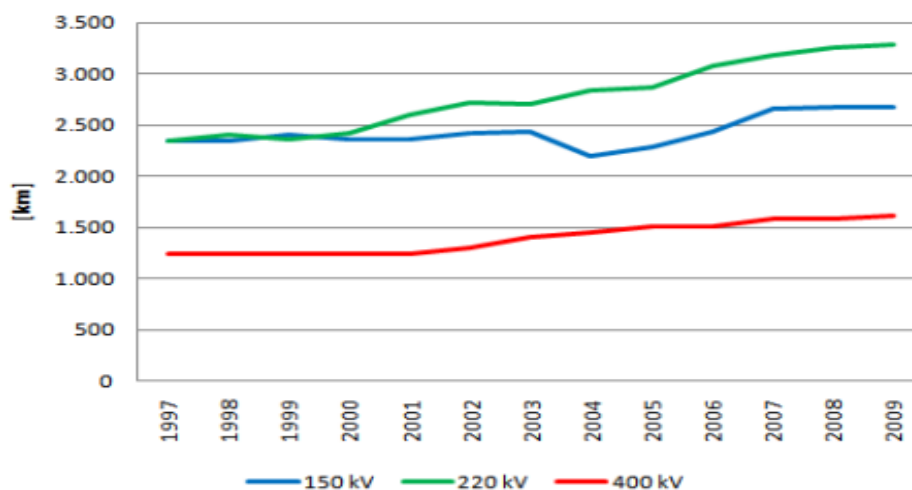
Gráfico 28 - Energia emitida para a rede, por tipo de central.



Fonte: REN, 2012b.

Gráfico 29 - Comprimento das linhas de MAT.

	Unid. km			
	150 kV	220 kV	400 kV	TOTAL
<b>1997</b>	2 347	2 346	1 234	5 927
1998	2 340	2 409	1 234	5 982
1999	2 400	2 357	1 234	5 990
2000	2 361	2 418	1 235	6 014
2001	2 361	2 599	1 235	6 195
<b>2002</b>	<b>2 421</b>	<b>2 717</b>	<b>1 301</b>	<b>6 438</b>
2003	2 438	2 704	1 403	6 544
2004	2 198	2 838	1 454	6 490
2005	2 282	2 873	1 501	6 656
2006	2 431	3 080	1 507	7 018
<b>2007</b>	<b>2 661</b>	<b>3 177</b>	<b>1 588</b>	<b>7 426</b>
2008	2 667	3 257	1 589	7 513
2009	2 671	3 289	1 609	7 569



Fonte: ERSE, 2012a.

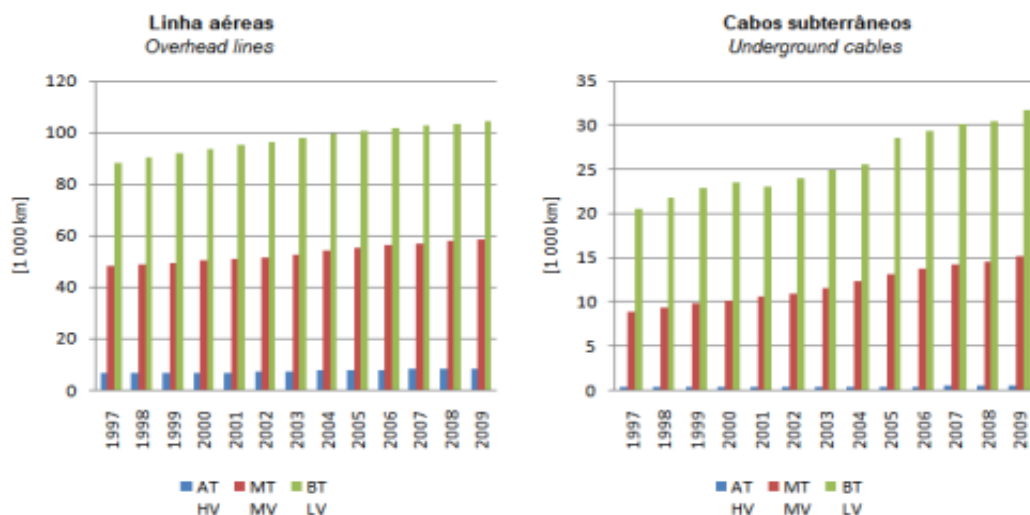


### Anexo 3.2 Caracterização da RND portuguesa.

Gráfico 30 - Comprimento das linhas aéreas e dos cabos subterrâneos, por nível de tensão.

Unid. 1000 km

	Linhas aéreas <i>Overhead lines</i>			Cabos subterrâneos <i>Underground cables</i>		
	AT <i>HV</i>	MT <i>MV</i>	BT <i>LV</i>	AT <i>HV</i>	MT <i>MV</i>	BT <i>LV</i>
1997	6,53	48,27	88,41	0,33	8,89	20,53
1998	6,61	48,74	90,39	0,36	9,32	21,74
1999	6,72	49,52	92,02	0,36	9,78	22,89
2000	6,89	50,14	93,51	0,36	10,06	23,53
2001	6,93	50,71	95,06	0,35	10,54	23,04
2002	7,10	51,46	96,27	0,36	11,00	23,97
2003	7,26	52,41	98,02	0,36	11,55	24,96
2004	7,48	54,07	99,26	0,36	12,34	25,54
2005	7,63	55,24	100,38	0,42	13,05	28,61
2006	7,88	56,11	101,54	0,43	13,68	29,41
2007	8,05	56,95	102,47	0,45	14,25	30,13
2008	8,38	57,70	103,25	0,47	14,61	30,45
2009	8,45	58,26	104,23	0,47	15,11	31,71

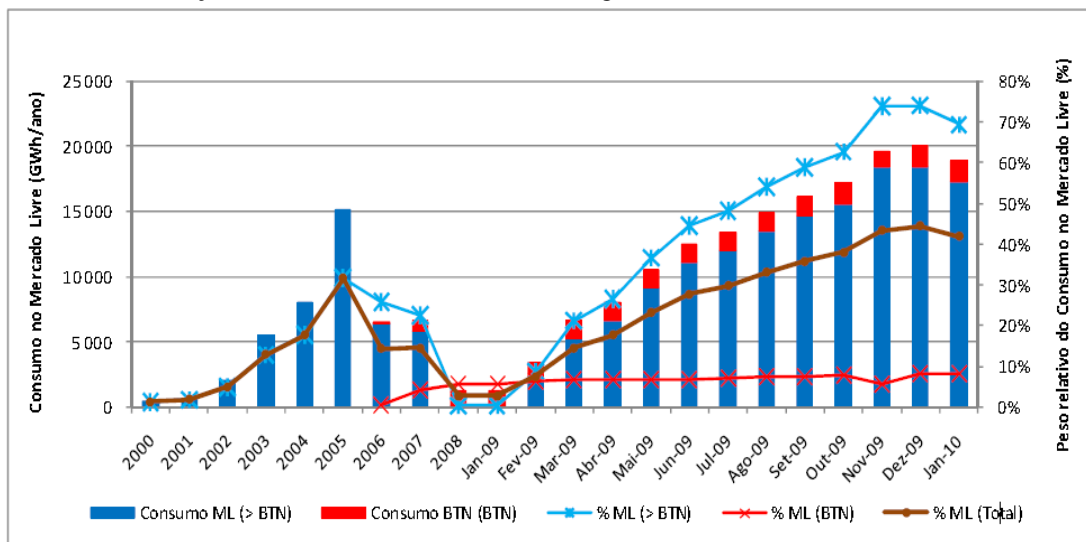


Fonte: ERSE, 2012a.

### Anexo 3.3 Evolução da comercialização de energia elétrica em Portugal.

A evolução do ML em Portugal não tem sido linear, destacando-se ao longo deste processo alguns fatos relevantes que acabaram por condicionar o seu funcionamento.

Gráfico 31 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (consumo no ML).



Fonte: ERSE, 2011c.

Os primeiros anos, após a abertura do mercado e passagem efetiva dos primeiros clientes para o ML, até 2005, foram caracterizados por um crescimento contínuo da sua dimensão, quer em número de clientes, quer em consumo, devido a:

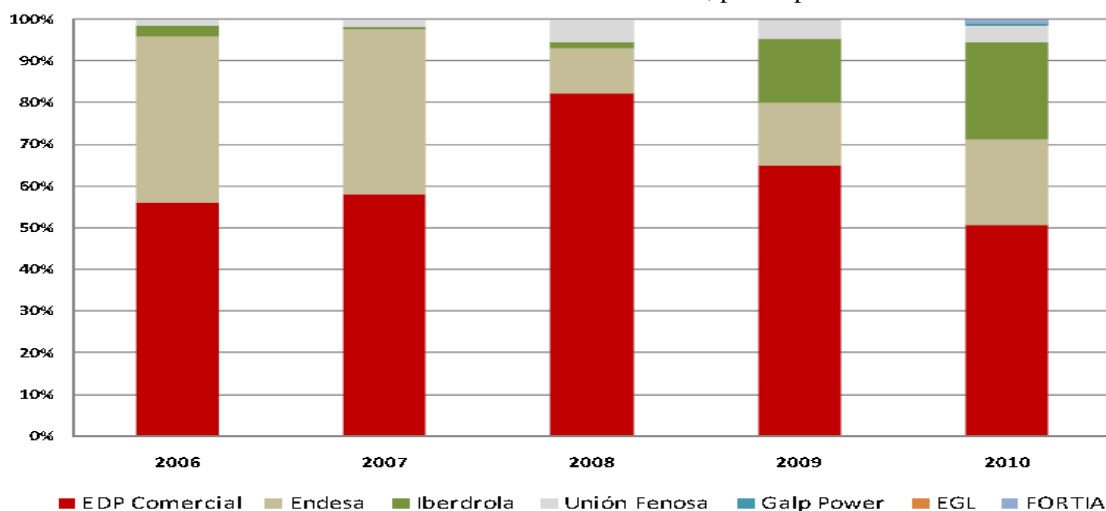
- 💡 Os *sunk costs* do sistema elétrico, aliados à existência dos CAE, estavam totalmente repercutidos nas tarifas a aplicar aos clientes do MR, gerando um diferencial entre ambos.
- 💡 Ausência de constrangimentos ao nível das interligações com Espanha, o que permitiu a entrada de agentes externos, que promoveram o desenvolvimento do ML.

No entanto, em 2006 a situação inverteu-se, tendo-se iniciado o regresso de clientes ao MR, com exceção dos clientes residenciais (abertura do mercado em Setembro de 2006), porque subiram os preços no mercado diário espanhol, onde os comercializadores livres se aprovisionavam. Em 2007, manteve-se a tendência de regresso de clientes ao MR, sendo que, em 2008, o ML em Portugal era praticamente residual, mais uma vez, explicado pelas diferenças nos preços de energia no ML e MR

(provocadas pela subida acentuada dos preços dos combustíveis fósseis a partir de finais de 2007 e, conseqüentemente, dos preços da energia elétrica nos mercados organizados, que não foram refletidos nas TVCF do CUR). Esta situação originou um regresso de praticamente todos os clientes ao MR, com exceção dos clientes residenciais (BTN). Em 2009 voltou a verificar-se um forte dinamismo no ML, representando este em janeiro de 2010, cerca de 42% do consumo total (ERSE, 2011c).

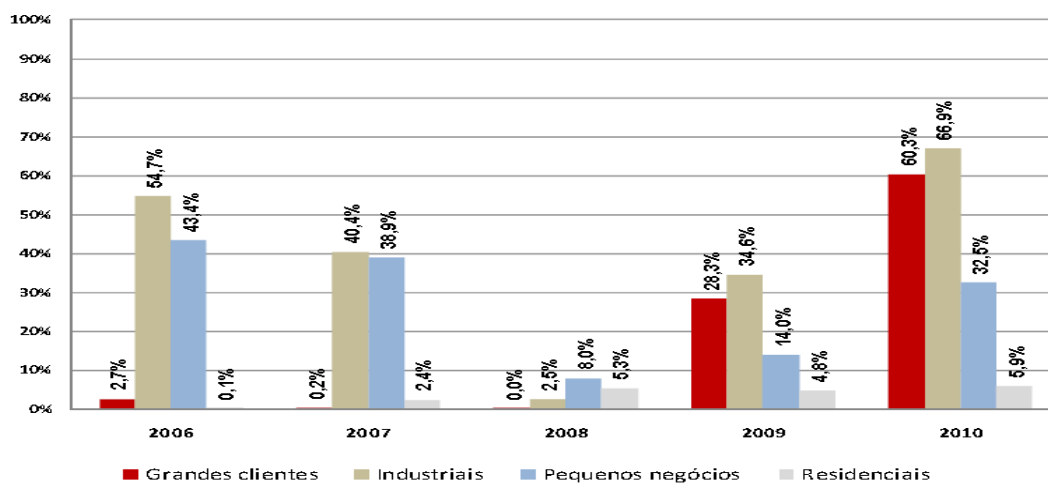
Por outro lado, nos gráficos seguintes, verifica-se que em 2010, a evolução do ML correspondeu a uma redução da concentração empresarial e registou-se uma redução da quota de mercado do grupo EDP (principal operador, desde 2008 até 2010), que representa no último ano cerca de 50% dos fornecimentos em ML. Por tipo de clientes, pode-se ver que cerca de 67% do consumo de clientes industriais foi assegurado por comercializadores em regime de mercado, o mesmo acontecendo com 60% do consumo de grandes clientes ERSE (2011a).

Gráfico 32 - Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado, por empresa comercializadora.



Fonte: ERSE, 2011a.

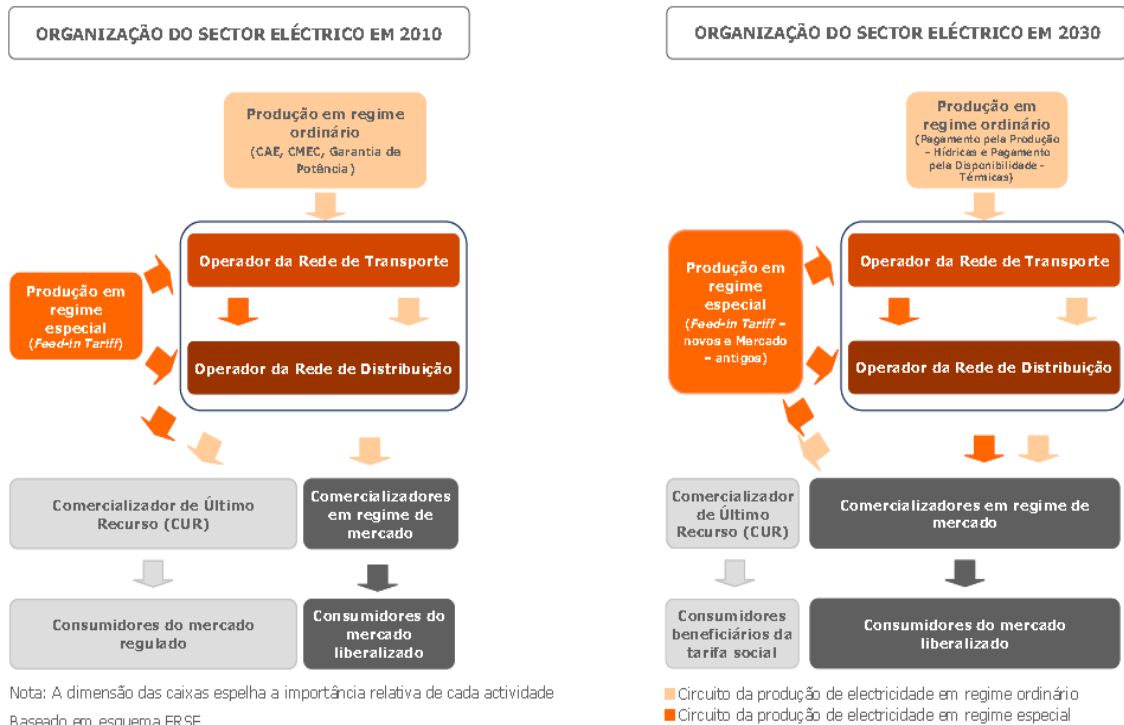
Gráfico 33 - Penetração do mercado liberalizado, por segmento de clientes.



Fonte: ERSE, 2011a.

### Anexo 3.4 Tendências de evolução do setor elétrico português.

Figura 14 - Modelo de organização do setor: 2010 vs 2030.



Fonte: BPI, 2011.

💡 Forte investimento até 2020 em FER, conduzindo a:

- Maior peso da PRE no consumo de eletricidade;
- Capacidades térmicas subutilizadas (estas passam a existir essencialmente para segurança de abastecimento, dada a intermitência das fontes de energia renováveis).

💡 PRE:

- A potência atualmente instalada, mais concretamente a eólica, deixará em grande parte de beneficiar da *feed-in tariff*, entre 2020 e 2025, passando a vender a energia produzida no mercado;

- É expectável que os novos investimentos continuem a beneficiar de um mecanismo de tarifas fixas.

💡 PRO:

- Os CAE em vigor terminam em 2021 (Tejo Energia) e em 2024 (Turbogás);

- As centrais termo e hidroelétricas, atualmente com CMEC, deixam de beneficiar deste regime até 2027;
- A potência termoelétrica instalada deverá ser remunerada, em grande parte, pela disponibilidade e as grandes hídricas pela produção.
- Aumento dos consumidores em ML, passando o mercado regulado apenas a ser aplicável aos consumidores economicamente mais vulneráveis, beneficiários de uma tarifa social.

### Anexo 3.5 Tarifas portuguesas em 2012.

Tarifas de Venda a Clientes Finais (Portugal continental, 2012)

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)	PREÇOS
--	--------

Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de médias utilizações	27.6	41.65	1.3656
	34.5	51.91	1.7021
	41.4	62.17	2.0385
Tarifa de longas utilizações	27.6	166.44	5.4570
	34.5	207.98	6.8190
	41.4	249.51	8.1807
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0.2749	
	Horas cheias	0.1367	
	Horas de vazio	0.0746	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0.1820	
	Horas cheias	0.1040	
	Horas de vazio	0.0674	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	PREÇOS
--	--------

Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples , bi-horária e tri-horária	3.45	5.33	0.1748
	4.6	6.92	0.2268
	5.75	8.50	0.2788
	6.9	10.09	0.3308
	10.35	14.85	0.4868
	13.8	19.60	0.6427
	17.25	24.36	0.7987
	20.7	29.12	0.9546
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0.1393	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0.1551	
	Horas de vazio	0.0833	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0.1706	
	Horas de cheias	0.1442	
	Horas de vazio	0.0833	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)	PREÇOS
--	--------

Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1.15	2.29	0.0752
	2.3	4.03	0.1321
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0.1100	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)	PREÇOS
--	--------

Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27.6	23.48	0.7698
	34.5	29.35	0.9622
	41.4	35.21	1.1543
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0.2747	
	Horas cheias	0.1463	
	Horas de vazio	0.0740	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)	PREÇOS
---	--------

Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3.45	1.69	0.0553
	4.6	2.37	0.0776
	5.75	3.05	0.0999
	6.9	3.73	0.1222
	10.35	5.63	0.1844
	13.8	7.57	0.2481
	17.25	9.46	0.3101
	20.7	11.44	0.3751
Tarifa bi-horária e tri-horária	3.45	4.65	0.1523
	4.6	5.49	0.1801
	5.75	6.16	0.2019
	6.9	7.02	0.2302
	10.35	8.91	0.2922
	13.8	10.85	0.3559
	17.25	12.75	0.4179
	20.7	14.74	0.4832
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0.1595	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0.1713	
	Horas de vazio	0.0794	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0.2601	
	Horas cheias	0.1460	
	Horas de vazio	0.0794	

\* RRC art. 184.º, n.º 3



TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)	PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)	0.1100

Tarifas de Acesso às Redes (Portugal continental, 2012)

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	7.553	0.2476
	Contratada	0.877	0.0288
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0.0281	
	Horas cheias	0.0264	
	Horas de vazio normal	0.0235	
	Horas de super vazio	0.0228	
Períodos II, III	Horas de ponta	0.0279	
	Horas cheias	0.0265	
	Horas de vazio normal	0.0236	
	Horas de super vazio	0.0232	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0.0226	
	Recebida	0.0169	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	1.336	0.0438
	Contratada	0.424	0.0139
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0.0174	
	Horas cheias	0.0166	
	Horas de vazio normal	0.0147	
	Horas de super vazio	0.0146	
Períodos II, III	Horas de ponta	0.0173	
	Horas cheias	0.0166	
	Horas de vazio normal	0.0147	
	Horas de super vazio	0.0147	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0.0204	
	Recebida	0.0152	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT	PREÇOS
---------------------------------	--------

Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	3.712	0.1217
	Contratada	0.342	0.0112
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0.0195	
	Horas cheias	0.0185	
	Horas de vazio normal	0.0165	
	Horas de super vazio	0.0163	
Períodos II, III	Horas de ponta	0.0195	
	Horas cheias	0.0185	
	Horas de vazio normal	0.0166	
	Horas de super vazio	0.0165	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0.0207	
	Recebida	0.0155	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE	PREÇOS
----------------------------------	--------

Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	17.798	0.5835
	Contratada	0.954	0.0313
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0.0348	
	Horas cheias	0.0324	
	Horas de vazio	0.0000	
	Horas de vazio normal	0.0284	
	Horas de super vazio	0.0262	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0.0256	
	Recebida	0.0195	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)	PREÇOS	
--	--------	--

Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27.6	26.33	0.8633
	34.5	32.91	1.0791
	41.4	39.50	1.2949
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0.1857	
	Horas cheias	0.0754	
	Horas de vazio	0.0400	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	PREÇOS	
--	--------	--

Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3.45	3.29	0.1079
	4.6	4.39	0.1439
	5.75	5.49	0.1799
	6.9	6.58	0.2158
	10.35	9.87	0.3237
	13.8	13.17	0.4316
	17.25	16.46	0.5396
	20.7	19.75	0.6475
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0.0726	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0.0931	
	Horas de vazio	0.0399	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0.1790	
	Hora cheia	0.0688	
	Hora vazio	0.0399	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)	PREÇOS	
--	--------	--

Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1.15	1.10	0.0360
	2.3	2.19	0.0719
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0.0661	

\* RRC art. 184.º, n.º 3

Tarifas de Energia (Portugal continental, 2012)

**PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA**

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia activa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0.0752	0.0641	0.0544	0.0391	0.0710	0.0654	0.0577	0.0502
AT	4	0.0764	0.0651	0.0552	0.0397	0.0721	0.0664	0.0585	0.0510
MT	4	0.0801	0.0679	0.0569	0.0408	0.0756	0.0692	0.0604	0.0524
BTE	4	0.0836	0.0730	0.0620	0.0480	0.0836	0.0730	0.0620	0.0480
BTN>	3	0.0841	0.0730	0.0582		0.0841	0.0730	0.0582	
BTN tri-horárias	3	0.0843	0.0730	0.0577		0.0843	0.0730	0.0577	
BTN bi-horárias	2	0.0755		0.0577		0.0755		0.0577	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	0.0687				0.0687			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0.0687				0.0687			
BTN (iluminação pública)	1	0.0616				0.0616			

Tarifas de Uso Global do Sistema (Portugal continental, 2012)

**PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA**

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0.276	0.0167	0.0160	0.0142	0.0142
AT	4	0.276	0.0181	0.0173	0.0155	0.0155
MT	4	0.276	0.0244	0.0235	0.0214	0.0213
BTE	4	0.276	0.0277	0.0266	0.0241	0.0235
BTN>	3	0.276	0.0404	0.0391	0.0361	
BTN tri-horárias	3	0.276	0.0404	0.0391	0.0361	
BTN bi-horárias	2	0.276	0.0394		0.0361	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0.276	0.0381			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0.276	0.0316			
BTN (iluminação pública)	1	-	0.0377			

Tarifas de Uso da Rede de Transporte (Portugal continental, 2012)

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	2,953	0,0008	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
MT	4	3,094	0,0009	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
BTE	4	3,316	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTN>	3	-	0,0410	0,0008	0,0007		0,0410	0,0008	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0410	0,0008	0,0007		0,0410	0,0008	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0097		0,0007		0,0097		0,0007	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0062				0,0062			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,0062				0,0062			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0032				0,0032			

**PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT**

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
AT	4	0,759	0,066	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0006	0,0005	0,0004	0,0004	0,0207	0,0155
MT	4	0,881	-	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0006	0,0006	0,0004	0,0004	-	-
BTE	4	0,944	-	0,0007	0,0006	0,0005	0,0004	0,0007	0,0006	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0121	0,0006	0,0004		0,0121	0,0006	0,0004		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0121	0,0006	0,0004		0,0121	0,0006	0,0004		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0031		0,0004		0,0031		0,0004		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0021				0,0021				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0021				0,0021				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0012				0,0012				-	-



## Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (Portugal Continental, 2012)

### PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
MT	4	3,578	0,601	0,0022	0,0017	0,0011	0,0007	0,0021	0,0017	0,0011	0,0009	0,0226	0,0169
BTE	4	4,635	-	0,0023	0,0018	0,0012	0,0008	0,0023	0,0018	0,0012	0,0008	-	-
BTN>	3	-	-	0,0584	0,0018	0,0011		0,0584	0,0018	0,0011		-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0584	0,0018	0,0011		0,0584	0,0018	0,0011		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0143		0,0011		0,0143		0,0011		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0092				0,0092				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0092				0,0092				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0047				0,0047				-	-

### PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	8,903	0,678	0,0032	0,0026	0,0019	0,0009	0,0256	0,0195
BTN>	3	-	0,678	0,0338	0,0331	0,0017		-	-
BTN tri-horárias	3	-	0,678	0,0271	0,0265	0,0016		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,678	0,0266		0,0016		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,678	0,0170				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,678	0,0170				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0099				-	-

Tarifas Sociais (Portugal Continental, 2012)

<b>TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e &gt;2,3 kVA)</b>	<b>PREÇOS</b>
---	---------------

<b>Potência</b>	<b>(kVA)</b>	<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,51	0,1480
	4,6	5,83	0,1910
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,1393	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1551	
	Horas de vazio	0,0833	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1706	
	Horas de cheias	0,1442	
	Horas de vazio	0,0833	

\* RRC art. 203.º, n.º 3

<b>TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (≤2,3 kVA)</b>	<b>PREÇOS</b>
---	---------------

<b>Potência</b>	<b>(kVA)</b>	<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
Tarifa simples	1,15	2,02	0,0663
	2,3	3,48	0,1142
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,1100	

\* RRC art. 203.º, n.º 3

<b>TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e &gt;2,3 kVA)</b>	<b>PREÇOS</b>
---	---------------

<b>Potência</b>	<b>(kVA)</b>	<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	2,47	0,0811
	4,6	3,30	0,1081
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,0726	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0931	
	Horas de vazio	0,0399	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1790	
	Hora cheia	0,0688	
	Hora vazio	0,0399	

\* RRC art. 203.º, n.º 3

<b>TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (&lt;=2,3 kVA)</b>	<b>PREÇOS</b>
---	---------------

<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
Tarifa simples	1,15	0,82	0,0270
	2,3	1,65	0,0540
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,0661	

\* RRC art. 203.º, n.º 3

#### Anexo 4.1 Balanço do sistema elétrico espanhol.

Tabela 20- Balanço do sistema elétrico espanhol (GWh), 2010, Espanha.

<b>Balance of Spanish electric energy system</b>	<b>energy 2009 (GWh)</b>	<b>energy 2010 (GWh)</b>
Hydroelectric	23.236	38.001
Nuclear	52.765	61.944
Coal	37.812	25.851
Fuel+Gas (conventional)	10.156	9.624
Gas (combined cycle)	83.895	68.828
Special Regime	79.226	91.488
International Exchanges	-8.398	-8.490
Consumption in generation	-8.115	-7.555
Consumption in pumping	-3.703	-4.439
<b>Total demand</b>	<b>266.874</b>	<b>275.252</b>

Fonte: REE, in CNE, 2011.

## Anexo 4.2 Concentração no mercado grossista.

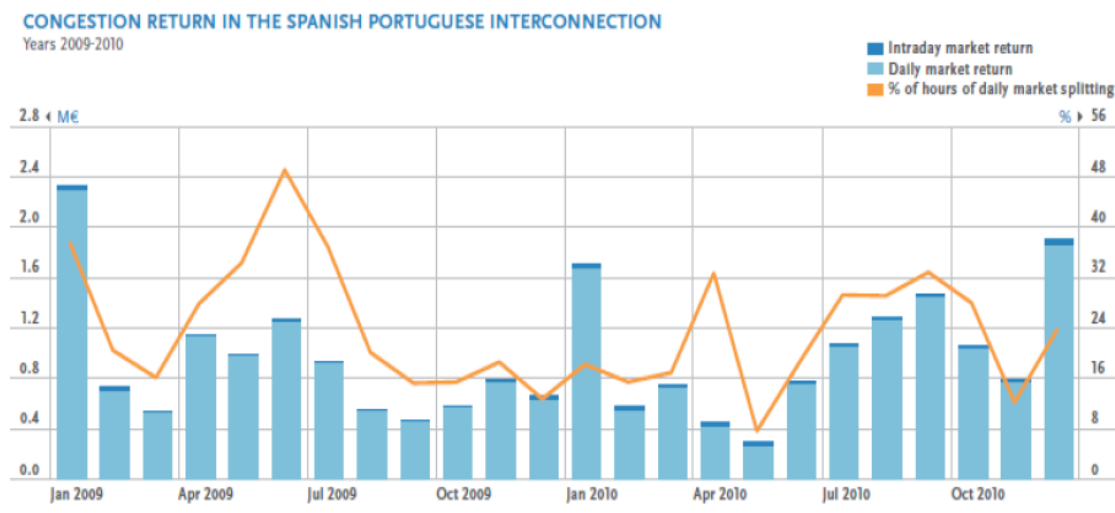
Tabela 21 – Quotas de mercado da produção elétrica, 2010, Espanha.

	<b>Energy Share</b>	<b>HHI</b>
<b>IBERDROLA</b>	24,3%	(1262-1757)
<b>ENDESA</b>	19,6%	
<b>GAS NATURAL FENOSA</b>	15,0%	
<b>EDP-HIDROCANTÁBRICO</b>	5,3%	
<b>E.ON</b>	3,5%	
<b>OTHERS (Ordinary Regime)</b>	4,5%	
<b>OTHERS (Special Regime)</b>	25,9%	

Fonte: CNE, 2011.

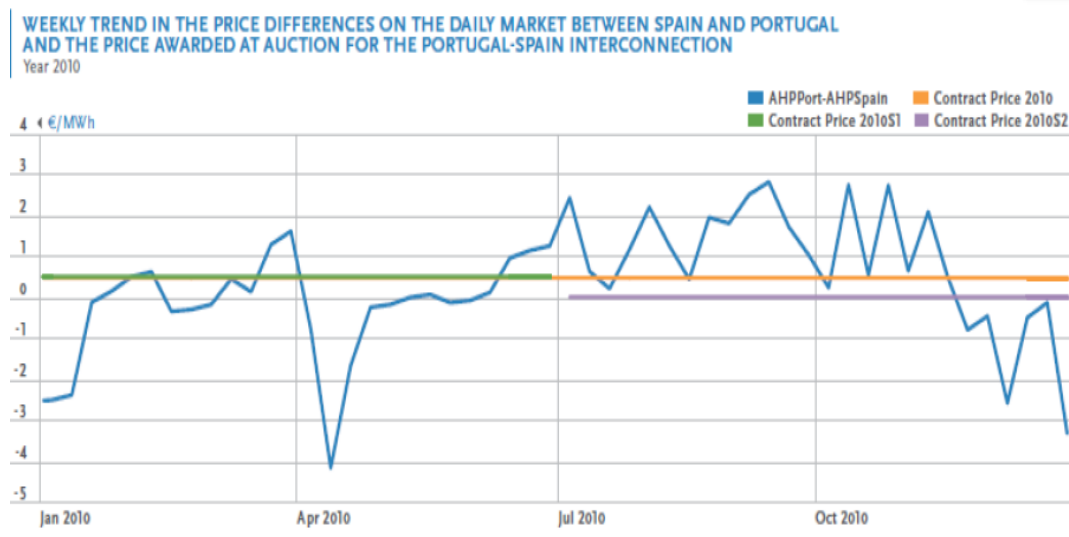
### Anexo 4.3 Congestionamento e *market splitting* entre Portugal e Espanha.

Gráfico 34 – Congestionamento e % do n.º de horas com *market splitting* entre Portugal e Espanha, 2009-2010.



Fonte: OMEL, in CNE, 2011.

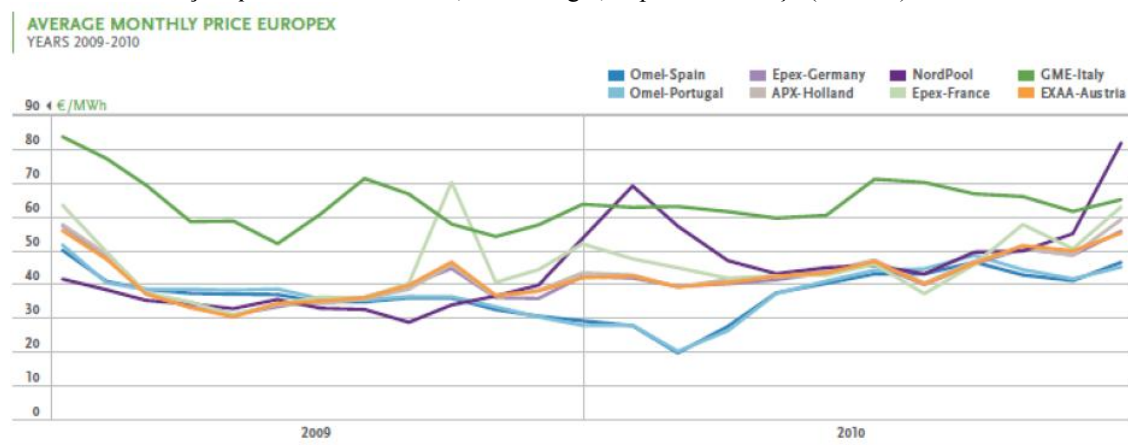
Gráfico 35 – Diferenças no preço horário médio no mercado diário português e espanhol.



Fonte: OMEL, in CNE, 2011

O gráfico seguinte mostra o diferenciais nos preços *spot* entre Espanha, Portugal e França, onde se observa que os preços em Espanha são significativamente mais baixos do que em França, exceto no verão.

Gráfico 36 – Preços *spot*, mensais médios, em Portugal, Espanha e França (€/MWh).



Fonte: OMEL, in CNE, 2011.

As razões para os diferenciais com França são: o diferente *mix* da produção elétrica, os diferentes padrões de consumo e, acima de tudo, a limitada capacidade de interligação entre Espanha e França.

**Anexo 4.4 Investimentos, comprimento das linhas de transmissão e requisitos de receitas anuais.**

Tabela 22 - Investimentos e comprimento das linhas de transmissão, Espanha.

<b>Voltage</b>		<b>Line Length (kilometers)</b>				
<b>Spanish Mainland</b>		2005	2006	2007	2008	2009
400 kV	RED Electrica	16,808	17,005	17,134	17,686	17,988
	Others	38	38	38	38	38
200 kV or below	RED Electrica	16,288	16,498	16,535	16,637	16,771
	Others	245	261	266	273	276
<b>Islands</b>						
220 kV or below	RED Electrica and Others	2,192	2,185	2,309	2,330	2,343
<b>Total</b>		<b>35,571</b>	<b>35,987</b>	<b>36,282</b>	<b>36,964</b>	<b>37,416</b>
<b>Investments (2009 million Euros)</b>						
All		420	510	608	614	800

Fonte: RED Eléctrica, *in* Sakhrani and Parsons, 2010.

Tabela 23 - Requisitos de receitas anuais (ARR) para as empresas de transmissão, Espanha

<b>Transmission Company</b>	<b>Annual Revenue Requirements (2009 € Thousands)</b>
Red Eléctrica de España, S.A.	1,129,116
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	22
Unión Fenosa Distribución, S.A.	40,096
Endesa, S.A. (Peninsular)	7,397
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	30,466
Endesa, S.A. (Extrapeninsular)	136,924
<b>Total</b>	<b>1,344,021</b>

Fonte: MITC Order 3801/2007, *in* Sakhrani e Parsons, 2010.

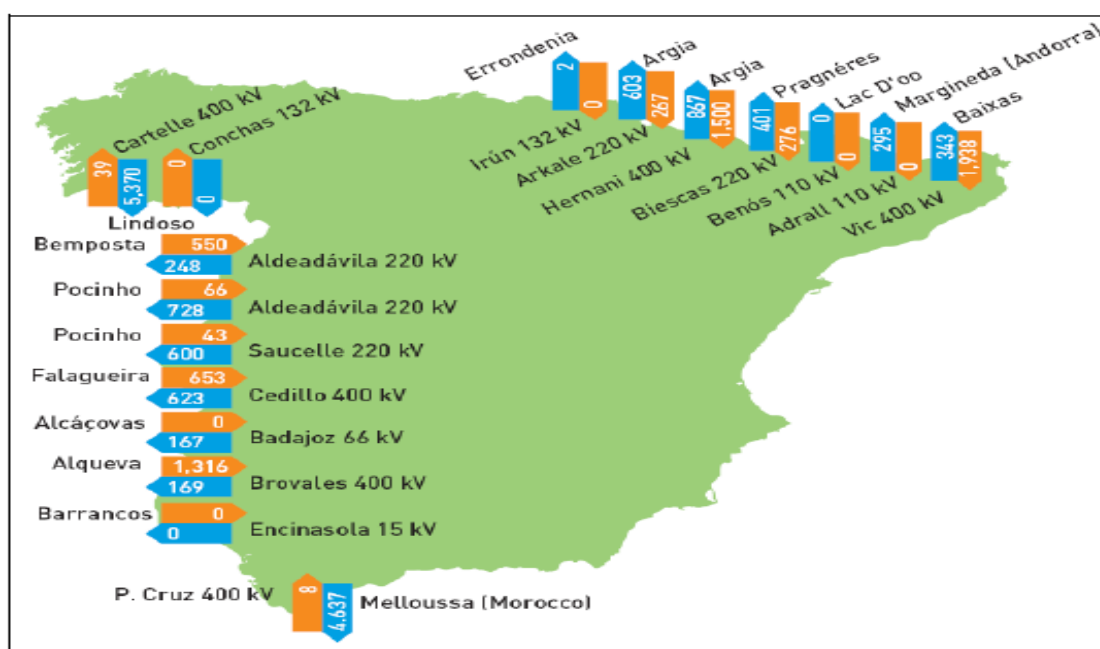


Tabela 24 - Exportações espanholas de eletricidade.

Year	Exports / (Imports) (GWh)				Total Exports (GWh)	National Consumption (GWh)	Percentage Exports
	France	Portugal	Andorra	Morocco			
2005	(6,545)	6,829	271	788	1,343	260,688	0.52%
2006	(4,410)	5,458	229	2,002	3,279	268,092	1.22%
2007	(5,487)	7,497	261	3,479	5,750	276,927	2.08%
2008	(2,889)	9,439	278	4,212	11,040	279,182	3.95%
2009	(1,766)	5,239	295	4,630	8,398	266,873	3.15%

Fonte: RED Eléctrica, in Sakhrani e Parsons, 2010.

Figura 15 - Interligações da rede de transmissão espanhola.



Fonte: RED Eléctrica, in Sakhrani e Parsons, 2010.

#### Anexo 4.5 Requisitos de receitas das empresas de distribuição espanholas.

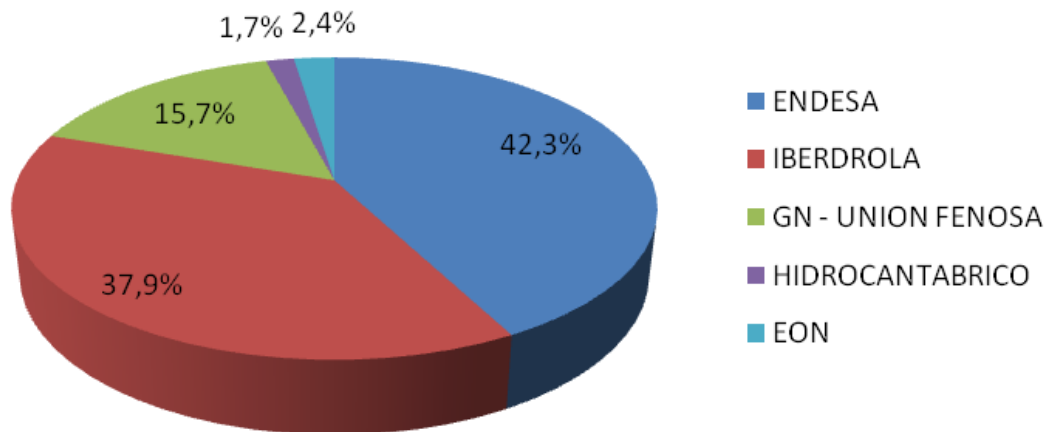
Tabela 25 - Requisitos de receitas das empresas de distribuição espanholas e custos de ligação.

Distribution Company	Annual Revenue	Third Party Access Costs
	Requirements	
	(2009 € Thousands)	
Iberdrola Distribución Eléctrica, SAU	1,484,625	122,534
Unión Fenosa Distribución, SA	697,630	42,388
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, SA	139,668	7,966
Electra de Viesgo Distribución, SA	134,321	6,861
Endesa (mainland Spain)	1,634,031	113,000
Endesa (extra-peninsular)	325,242	19,841
FEVASA	182	41
SOLANAR	323	9
<b>Total</b>	<b>4,416,022</b>	<b>312,640</b>

Fonte: MITC Order 3801/2007, in Sakhrani e Parsons, 2010.

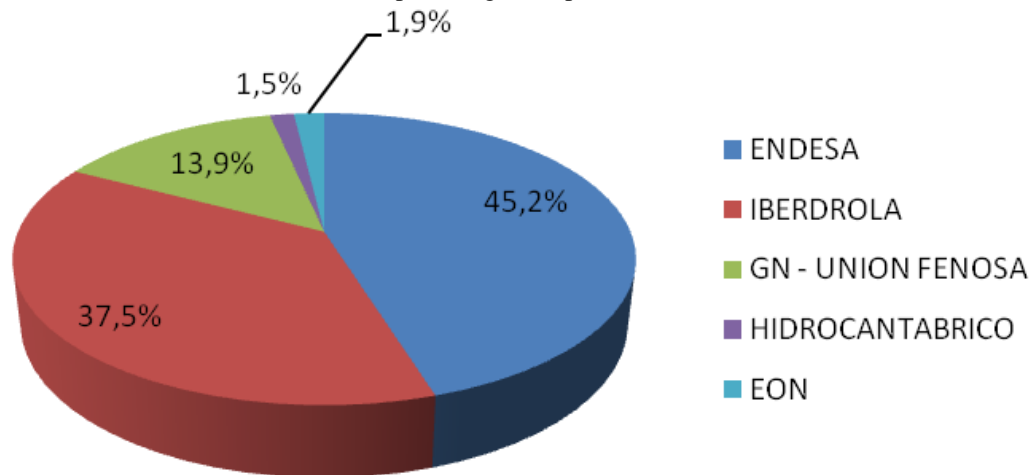
#### Anexo 4.6 Quotas de mercado dos CUR, em Espanha.

Gráfico 37 – Quotas de mercado dos CUR (por clientes), Espanha.



Fonte: CNE, 2011.

Gráfico 38 – Quotas de mercado do CUR (por energia), Espanha.



Fonte: CNE, 2011.

#### Anexo 4.7 Quota de mercado das empresas em regime de mercado, em Espanha.

Tabela 26 – Quotas de mercado das empresas em regime de mercado (por clientes), 2010, Espanha.

<b>Supplier company</b>	<b>Share (clients)</b>
ENDESA	38.5%
IBERDROLA	38.3%
GAS NATURAL FENOSA	13.4%
HIDROCANTÁBRICO (EDP)	7.9%
E.ON (Viesgo)	0.7%
Others	1.2%

Fonte: CNE, 2011.

#### **Anexo 4.8 Outros requisitos para o operador do sistema espanhol.**

A REE possui os ativos necessários para exercer as atividades e assumir os contratos. Além dos requisitos legais e funcionais gerais, há outros requisitos funcionais e contábilísticos entre as atividades de SO, gestão da rede e transporte. Por exemplo, para garantir a independência do SO há limites legais para as quotas de capital na REE. Assim, uma pessoa ou sociedade não podem deter, direta ou indiretamente, mais de 5% do capital ou usar mais de 3% dos direitos de voto (1% no caso de empresas de eletricidade). Empresas de eletricidade não podem, no conjunto deter mais de 40% do capital e o Estado (via SEPI) tem de deter, pelo menos, 10% do mesmo.

Tabela 27 – Estrutura de capital da RED ELECTRICA CORPORACION S.A., dos *stakeholders* relevantes.

<b>RED ELECTRICA CORPORACION, S.A. Significant shareholders</b>	<b>% Direct shareholding</b>	<b>% Indirect Shareholding</b>
Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI)	20.00	
TALOS CAPITAL LIMITED	3.087	
BLACKROCK INC		3.011
FIDELITY INTERNATIONAL LIMITED		1.004
HSBC HOLDINGS, PLC		3.239
MFS INVESTMENT MANAGEMENT		3.077
THE CHILDREN'S INVESTMENT FUND MANAGEMENT (UK) LLP		3.087

Fonte: CNE, 2011.

#### Anexo 4.9 Indicadores de qualidade e perdas, presentes no sistema espanhol.

A qualidade pode ser medida através do TIEPI e NIEPI, que medem o tempo e o número de interrupções no fornecimento da energia elétrica. Apresentação a evolução do primeiro.

Tabela 28 - TIEPI (*Interruption Time in terms of Equivalent Power Interrupted*), por região, 2005 a 2009, Espanha.

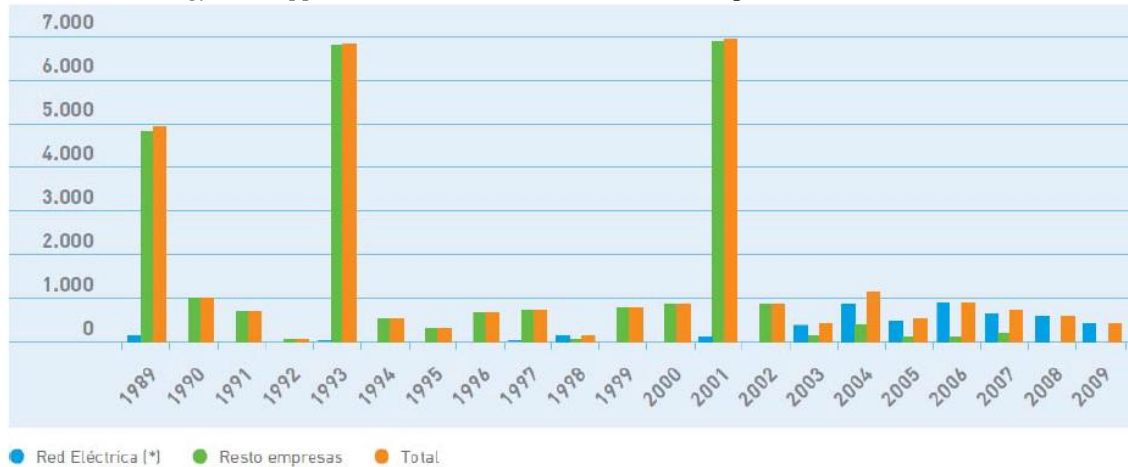
AUTONOMOUS REGION/ CITY	2005	2006	2007	2008	2009		
	Total	Total	Total	Total	scheduled	non-scheduled	Total
ANDALUCÍA	3,25	2,39	2,39	3,00	0,17	2,20	2,37
ARAGÓN	1,51	1,32	1,46	1,67	0,22	1,41	1,63
ASTURIAS	1,27	1,86	1,23	1,66	0,08	2,87	2,95
BALEARES	2,20	1,83	2,00	2,73	0,18	1,58	1,76
CANARIAS	9,25	1,38	1,12	1,71	0,19	2,01	2,20
CANTÁBRIA	1,56	1,60	1,35	1,16	0,08	1,44	1,52
CASTILLA-LEÓN	1,56	2,12	2,14	1,61	0,07	1,64	1,71
CASTILLA-LA MANCHA	1,99	2,61	2,38	2,36	0,04	1,48	1,52
CATALUÑA	1,57	1,79	1,67	1,37	0,20	2,32	2,52
EXTREMADURA	2,54	2,62	2,15	2,37	0,45	3,23	3,68
GALICIA	1,63	2,62	1,48	2,41	0,19	1,23	1,42
LA RIOJA	1,39	1,92	1,35	1,51	0,09	8,17	8,26
MADRID	1,07	1,26	0,91	1,26	0,22	2,47	2,69
MURCIA	2,21	3,56	3,56	3,23	0,00	0,62	0,62
NAVARRA	1,39	1,40	1,54	1,35	0,28	1,46	1,74
PAIS VASCO	1,54	1,89	1,56	1,28	0,12	1,63	1,75
C.VALENCIANA	2,15	2,40	2,94	2,82	0,20	1,43	1,63
CEUTA	3,34	9,14	5,95	7,73	0,21	3,68	3,89
MELILLA	7,33	4,20	5,35	8,60	0,13	2,16	2,29
<b>Nationwide</b>	<b>2,18</b>	<b>2,04</b>	<b>1,93</b>	<b>2,07</b>	<b>0,14</b>	<b>2,23</b>	<b>2,37</b>

Nota: Em minutos.

Fonte: CNE, 2011.

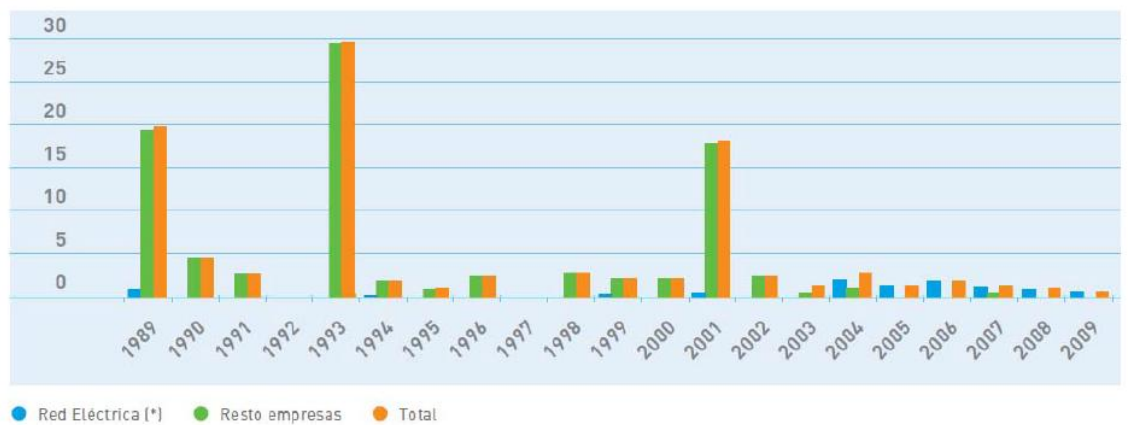
Como índice de qualidade para a transmissão existem os seguintes indicadores: *non-supplied energy* (ENS), *mean interruption time* (TIM) e *grid availability index* (ID).

Gráfico 39 - *Energy Not Supplied* (ENS, em MWh), 1989 a 2009, Espanha.



Fonte: REE, in CNE, 2011.

Gráfico 40 - *Mean Interruption Time* (TIM, em minutos), 1989 a 2009, Espanha.

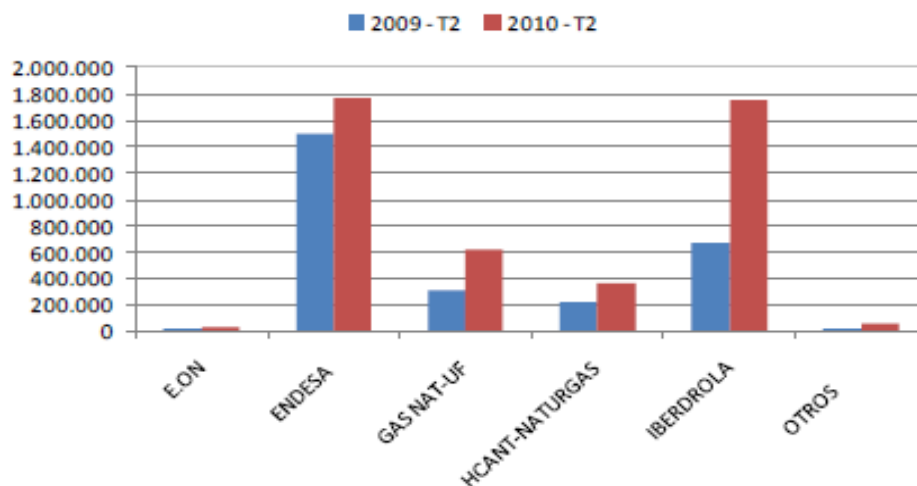


Fonte: REE, in CNE, 2011.

## Anexo 4.10 Evolução do mercado liberalizado espanhol.

Gráfico 41 – Número de clientes, fornecidos por empresas em regime de mercado, por trimestre, Espanha.

		E.ON	ENDESA	GASN-UF	HC-NATUR.	IBERDROLA	OTROS	Total
2009	T1	8.349	1.429.079	291.293	131.194	542.360	5.298	2.407.573
	T2	11.498	1.503.294	312.803	226.712	667.210	6.590	2.728.107
	T3	12.880	1.581.727	430.942	278.850	828.115	31.674	3.164.188
	T4	18.139	1.649.970	528.665	310.477	1.235.861	39.606	3.782.718
2010	T1	26.137	1.704.333	595.833	328.943	1.473.068	33.379	4.161.693
	T2	31.059	1.771.077	617.670	365.056	1.759.167	53.229	4.597.258

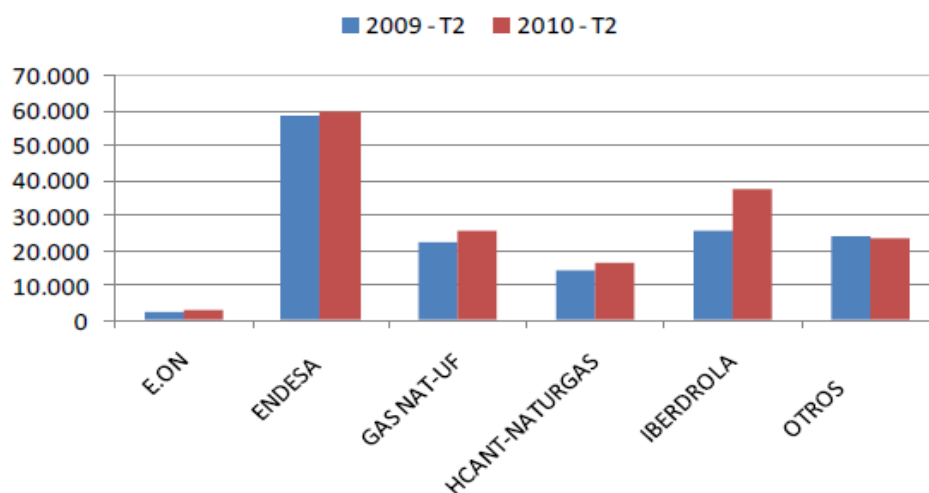


Nota: T1 - primeiro trimestre; T2 - segundo trimestre...

Fonte: CNE, 2011.

Gráfico 42 – Energia (GWh) fornecida pelas empresas em regime de mercado, por trimestre, Espanha.

		E.ON	ENDESA	GASN-UF	HC-NATUR.	IBERDROLA	OTROS	Total
2009	T1	2.082	53.990	20.881	12.626	21.612	23.836	135.026
	T2	2.456	58.652	22.190	14.511	25.891	23.843	147.543
	T3	2.493	58.730	23.585	15.485	27.500	22.510	150.303
	T4	2.239	58.434	25.227	15.190	32.925	21.965	155.981
2010	T1	2.444	58.848	25.662	16.138	35.554	22.470	161.115
	T2	2.864	59.652	25.585	16.610	37.389	23.619	165.719



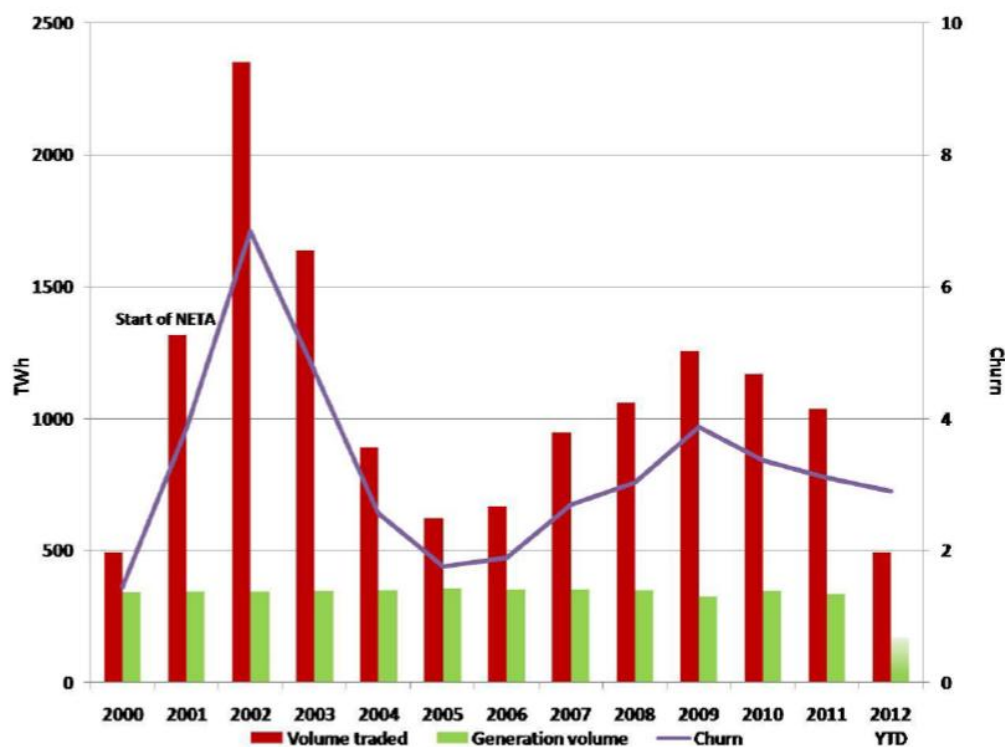
Nota: T1 - primeiro trimestre; T2 - segundo trimestre...

Fonte: CNE, 2011.



## Anexo 5.1 Liquidez do mercado britânico.

Gráfico 43 - *Churn* anual (indicador de liquidez), Reino Unido, 2000 a 2012.



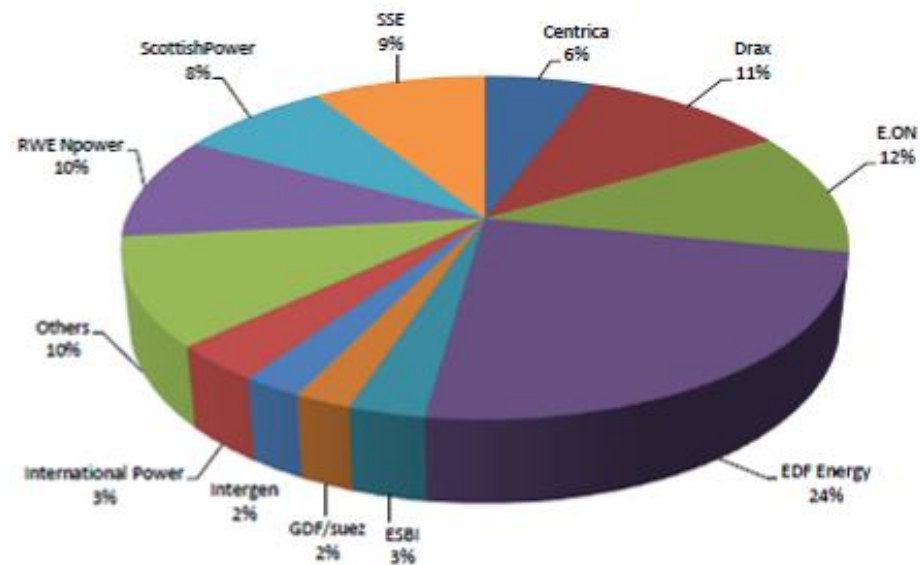
Nota: *Churn* representa o número de vezes que uma unidade produzida é comercializada antes de ser entregue ao consumidor final. Consequentemente, representa um indicador de liquidez geral num mercado.

Fonte: Ofgem, 2012b.

A liquidez do mercado no Reino Unido, além de, segundo a Ofgem, ainda não apresentar os níveis pretendidos, tem apresentado uma tendência decrescente.

## Anexo 5.2 Quotas no mercado grossista britânico.

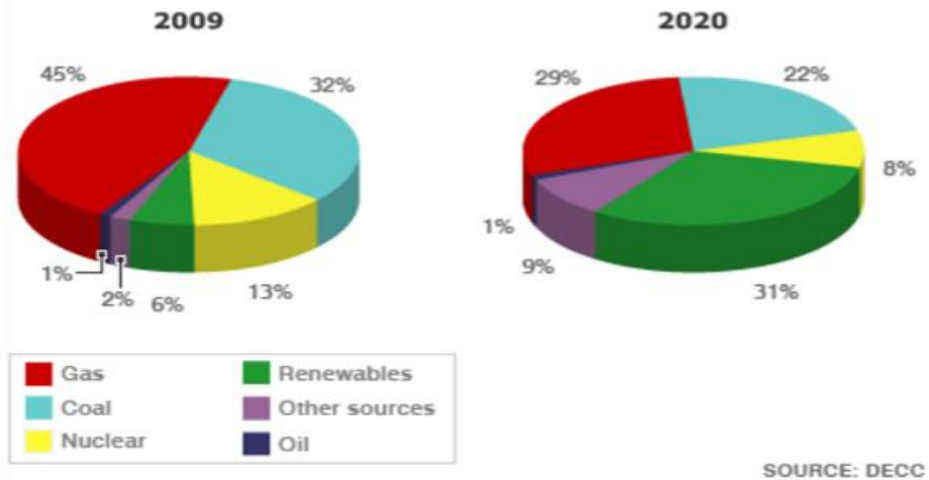
Gráfico 44 - Quotas no mercado grossista de eletricidade, no Reino Unido, em 2010.



Nota: Quotas baseadas no volume medido.  
Fonte: Ofgem, 2011.

### Anexo 5.3 Produção de energia elétrica, por fonte, no Reino Unido.

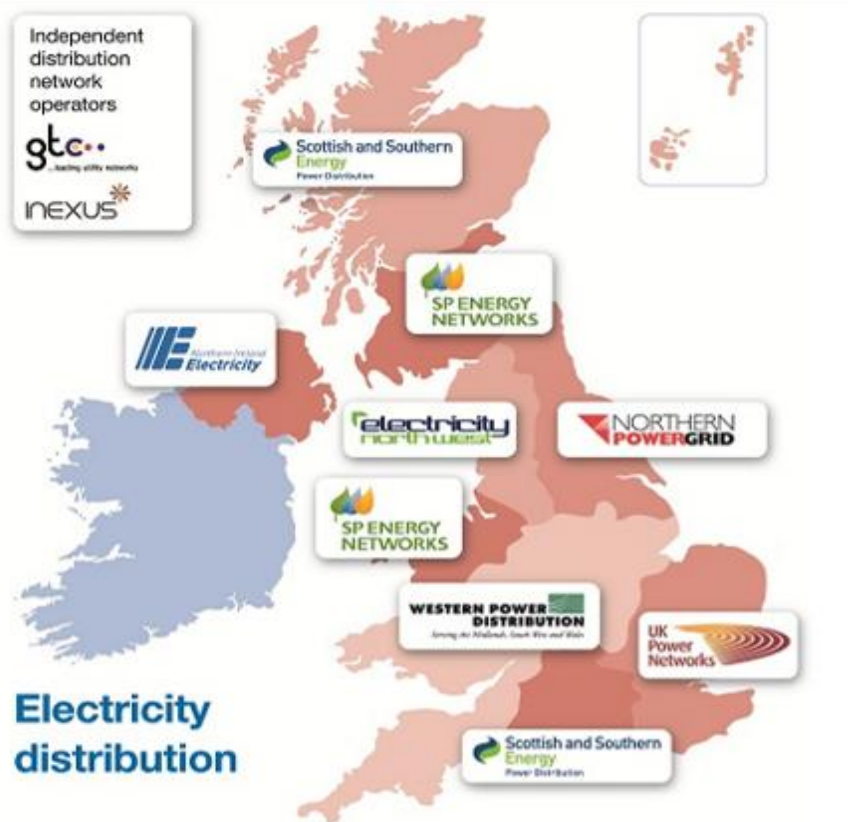
Gráfico 45 - Produção de energia elétrica, por fonte, no Reino Unido, 2009 vs 2020.



Fonte: DECC, *in* National Grid, 2012.

## Anexo 5.4 Empresas DNO, no Reino Unido.

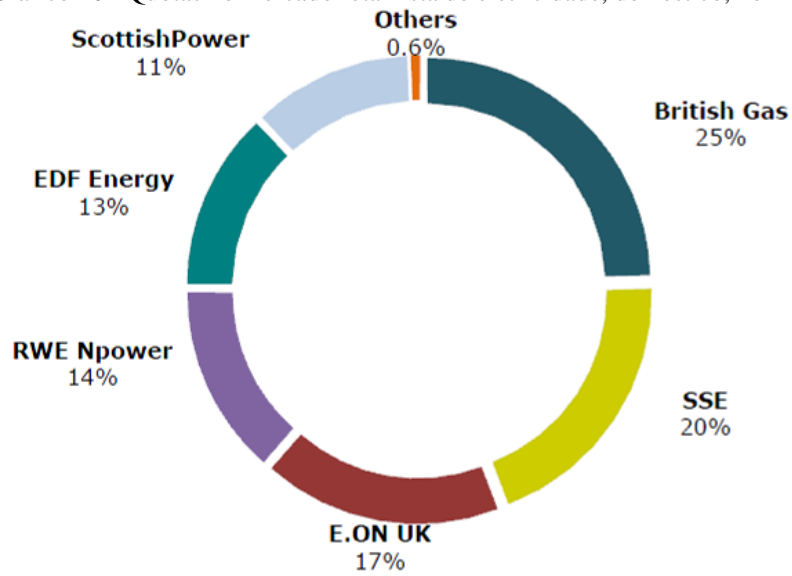
Figura 16 - Empresas DNO, no Reino Unido.



Fonte: Ofgem, 2012.

## Anexo 5.5 Quotas no mercado retalhista (doméstico) de eletricidade britânico.

Gráfico 46 - Quotas no mercado retalhista de eletricidade, doméstico, no Reino Unido, em 2010.



Fonte: Ofgem, 2011.

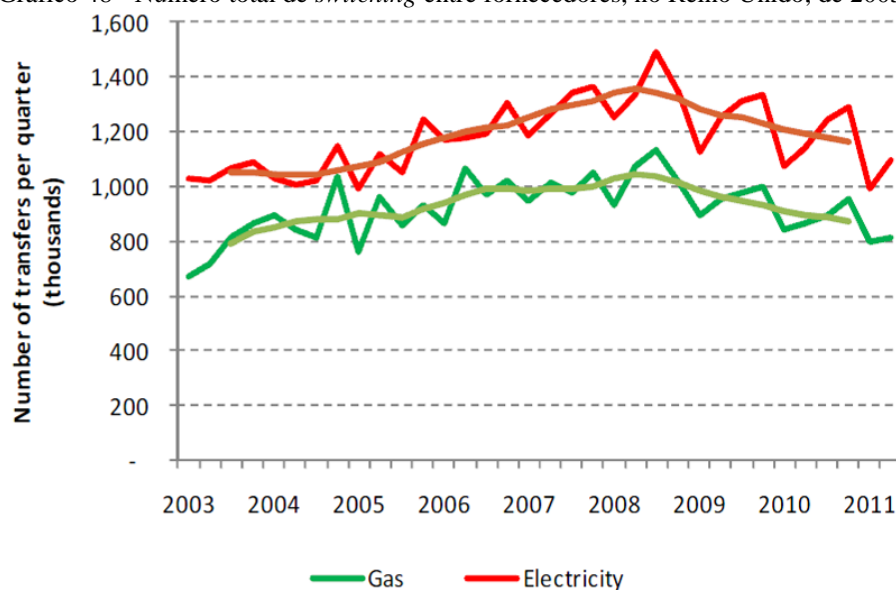
## Anexo 5.6 Taxas de *switching* de fornecedor, no Reino Unido.

Gráfico 47 - Taxas de *switching* de fornecedor de eletricidade, para domésticos, no Reino Unido, de 2006 a 2010.

	2006	2007	2008	2009	2010
Total switchers	4,820,756	5,157,028	5,419,334	5,025,210	4,749,538
Switching rate	18%	19%	20%	18%	17%

Fonte: Ofgem, 2011.

Gráfico 48 - Número total de *switching* entre fornecedores, no Reino Unido, de 2003 a 2011.



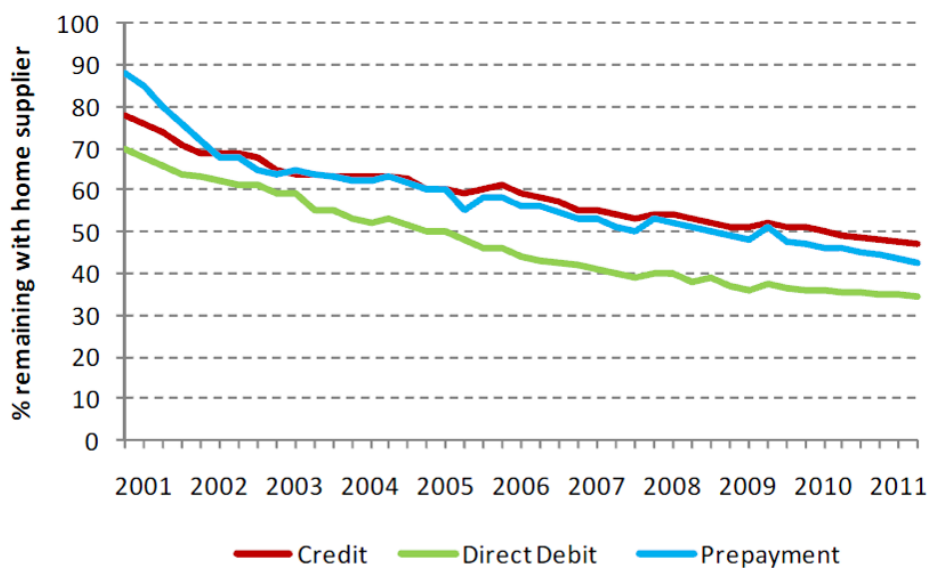
Nota 1: Transferência de um fornecedor para outro, sem incluir mudanças de método do pagamento (no caso de permanecer no mesmo) ou mudanças para uma empresa do mesmo grupo.

Nota 2: Não estão contabilizadas as transferências na Irlanda do Norte.

Fonte: Ofgem, in DECC, 2011.

Entre 2003 e 2006, houve um aumento de transferências de fornecedor de eletricidade de 6%, por trimestre. O pico das transferências ocorreu em 2008, ano a partir do qual as transferências caíram 27%.

Gráfico 49 - Percentagem de clientes domésticos que permanecem com o seu *home supplier*, no Reino Unido, de 2001 a 2011.



Nota: “Home supplier” é o antigo fornecedor público de eletricidade, dentro da sua área de distribuição ou empresa do grupo. “Non-home suppliers” são os novos fornecedores entrantes ou antigos fornecedores públicos de eletricidade fora da sua área de distribuição.

Fonte: DECC, 2011.

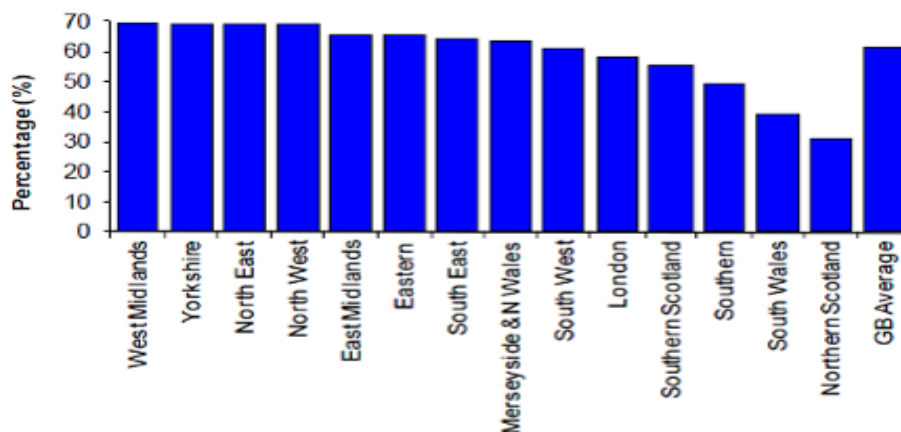
Em 2011 permaneceram com o seu *home supplier*:

- 💡 35% dos clientes com débito direto;
- 💡 43% dos clientes com pré-pagamento; e
- 💡 47% dos clientes com cartão de crédito.

Todas estas percentagens diminuíram drasticamente, uma vez que em 2000 permaneceram com o seu *home supplier*:

- 💡 70% dos clientes com débito direto;
- 💡 88% dos clientes com pré-pagamento; e
- 💡 78% dos clientes com cartão de crédito.

Gráfico 50 - Percentagem de clientes domésticos que não permaneceram com os seus “home suppliers”, no Reino Unido, em 2012.



Fonte: DECC, 2012.

Em março de 2012, 61% dos clientes tinham-se transferido dos seus *home suppliers*, contudo com disparidades regionais.



## Anexo 5.7 Quotas de mercado retalhista (não doméstico) britânico.

Figura 17 - Quotas de mercado do mercado retalhista de eletricidade, para o segmento não-doméstico, por tipo de cliente, no Reino Unido.

	Sites		
	HH (100 KW - 1 MW, Nov 2010)	Non HH (sub 100 KW, Nov 2010)	Small business customers (Q2 2010)
British Energy	2%		
Centrica	6%	24%	31%
E.ON Energy	12%	21%	27%
EDF Energy	22%	16%	13%
GDF Suez	4%		
Opus Energy		3%	
RWE npower	25%	10%	7%
ScottishPower	5%	10%	10%
SSE	18%	15%	9%
Total Gas and Power	2%		0%
Others	4%	2%	3%

Notas:

Small business: clientes com gastos anuais inferiores a 50 000£.

HH: half-hourly

HH segment: RWE npower, EDF Energy e SSE, com 65%.

Non HH segment: Centrica, E.ON Energy e EDF Energy, com 61%.

Small business: Centrica, E.ON Energy e EDF Energy, com 71%.

Fonte: Datamonitor, *in* Ofgem, 2011.

## Anexo 5.8 Exemplo de proveitos máximos permitidos a um DNO britânico.

Segue-se um exemplo de proveitos máximos permitidos a um DNO, parte integrante do controlo de preços em vigor, DPCR5.

Figura 18 – Exemplo de proveitos máximos permitidos, para o DNO CN West.

<b>CN West</b>	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	DPCR5 Total	5 yr avg
	£m 07/08	£m 07/08	£m 07/08	£m 07/08	£m 07/08	£m 07/08	£m 07/08
<b>Regulatory Asset Value (RAV)</b>							
1 Opening asset value	1,359.1	1,406.3	1,451.3	1,501.2	1,549.3	7,267.1	1,453.4
2 Total RAV additions	165.2	170.0	178.9	181.6	186.3	882.0	176.4
3 Depreciation	117.9	124.9	129.0	133.5	138.1	643.5	128.7
4 Closing asset value	1,406.3	1,451.3	1,501.2	1,549.3	1,597.5	7,505.6	1,501.1
5 Present value of closing RAV	1,332.4	1,375.1	1,422.4	1,467.9	1,513.6	7,111.3	1,422.3
6 Allowance for change in RAV	27.4	32.1	29.7	34.3	36.6	160.1	32.0
<b>Allowed costs</b>							
7 Fast Pot	49.5	50.4	52.2	52.7	53.4	258.2	51.6
8 Depreciation	117.9	124.9	129.0	133.5	138.1	643.5	128.7
9 Pension deficit	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	65.7	13.1
10 Pension costs expensed	2.7	2.8	2.8	2.7	2.7	13.7	2.7
11 Return	74.6	77.1	79.7	82.3	84.9	398.6	79.7
12 Tax allowance	21.5	19.9	22.4	24.1	25.9	113.8	22.8
13 Capex Incentive Scheme	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(0.6)	(3.1)	(0.6)
14 Losses Incentive Scheme	(3.6)	(3.5)	(2.8)	0.0	0.0	(9.9)	(2.0)
15 DPCR4 costs	4.7	0.5	0.0	0.0	0.0	5.2	1.0
16 not used							
17 IFI, Innovation & C/CML	1.5	2.6	3.8	5.2	6.8	20.0	4.0
18 not used							
19 IQI incentive allowance	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	6.9	1.4
20 not used							
21 Total costs	282.7	288.6	301.1	314.5	325.7	1,512.6	302.5
<b>Price Control Revenue</b>							
22 Pass through costs	32.4	32.9	33.5	34.2	34.8	167.8	33.6
23 Excluded revenues	(4.5)	(4.4)	(4.3)	(4.2)	(4.1)	(21.6)	(4.3)
25 Base price control revenue	310.7	317.1	330.3	344.4	356.4	1,658.8	331.8
25 check	310.7	317.1	330.3	344.4	356.4	1,658.8	331.8
26							
27 Change as %age	7.6%	2.1%	4.2%	4.3%	3.5%		4.8%
DPCR5 20090727.xls							

Fonte: Ofgem, 2009.

## Anexo 5.9 Estrutura, em termos de propriedade, das empresas de distribuição elétrica, no Reino Unido.

Figura 19 - Estrutura, em termos de propriedade, das empresas de distribuição elétrica, Reino Unido, 2010.

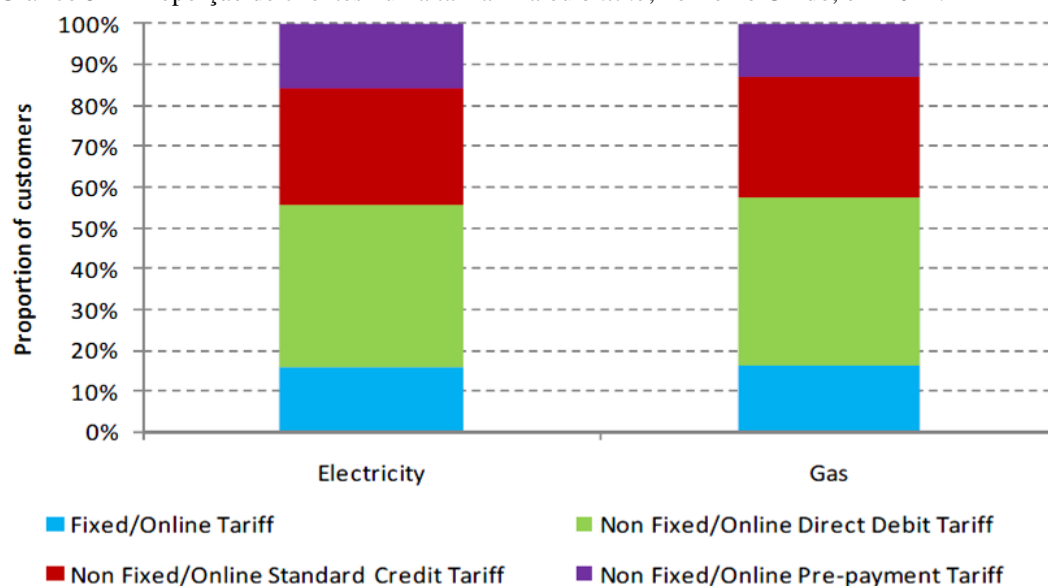
<b>Network Company</b>	<b>Activity</b>	<b>Owner</b>
Northern Electric Distribution Ltd	DNO	Berkshire Hathaway Inc
Yorkshire Electricity Distribution Ltd	DNO	Berkshire Hathaway Inc
Central Networks East Plc*	DNO	E.ON AG plc
Central Networks West Plc*	DNO	E.ON AG plc
UK Power Networks (EPN) Plc	DNO	Cheung Kong Group
UK Power Networks (LPN) Plc	DNO	Cheung Kong Group
UK Power Networks (SPN) Plc	DNO	Cheung Kong Group
SP Manweb Plc	DNO	Iberdrola S.A.
SP Distribution Ltd	DNO	Iberdrola S.A.
Western Power Distribution (South Wales) Plc	DNO	PPL Corporation
Western Power Distribution (South West) Plc	DNO	PPL Corporation
Electricity North West Limited	DNO	North West Electricity Networks (Jersey) Ltd
Scottish Hydro Electric Power Distribution Plc	DNO	Scottish and Southern Energy Plc
Southern Electric Power Distribution	DNO	Scottish and Southern Energy Plc
Energetics Electricity Ltd	IDNO	Energetics Networked Energy Ltd
ESP Electricity Limited	IDNO	ABN Amro – Infrastructure Capital Equity Fund
Independent Power Networks Limited	IDNO	Inexus Group Ltd
The Electricity Network Company Ltd	IDNO	Prime Infrastructure Ltd
UK Power Networks (IDNO) Ltd	IDNO	Cheung Kong Group

\*PPL Corporation (proprietária da Western Power Distribution networks) comprou duas redes de distribuição à Central Networks em abril de 2011.

Fonte: Ofgem, 2011.

## Anexo 5.10 Proporção de clientes numa tarifa fixa ou online, no Reino Unido.

Gráfico 51 - Proporção de clientes numa tarifa fixa ou *online*, no Reino Unido, em 2011.



Nota 1: Tarifa fixa é aquela em que o cliente paga a eletricidade de forma fixa, independentemente dos movimentos dos preços nos mercados.

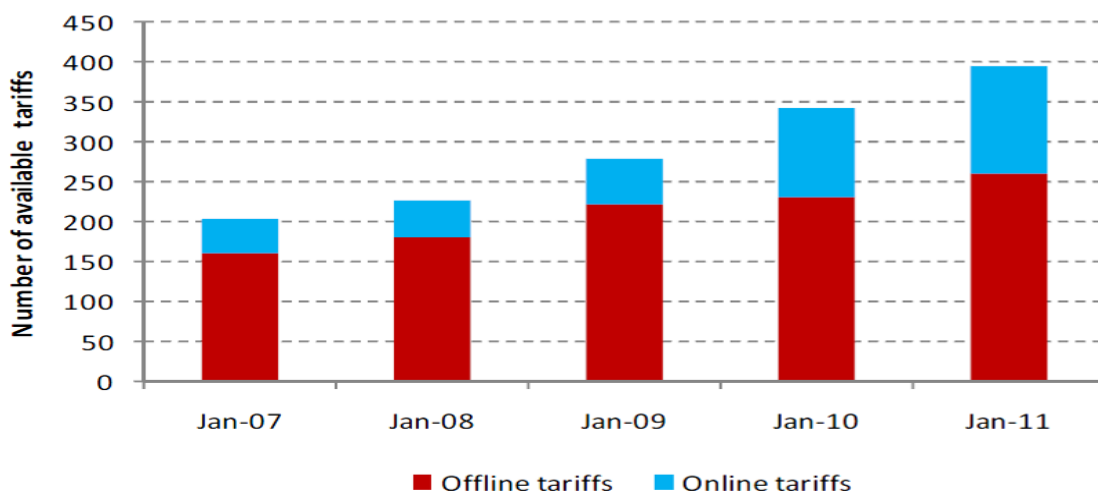
Nota 2: Tarifa *online* é aquela em que o cliente tem de dar a leitura do contador, ver as faturas e comunicar com o seu fornecedor via internet.

Nota 3: A tarifa pode ser uma combinação das duas, fixa e online.

Fonte: DECC, 2011.

Em 2011, cerca de 16% dos clientes de eletricidade tinham uma tarifa fixa, online ou ambas, ou seja, cerca de 4,2 milhões de clientes. Em 2007, eram apenas cerca de 5%. Isto deve-se ao fato de estas serem mais baratas do que as tarifas padrão.

Gráfico 52 - Número de tarifas online e offline, disponíveis no Reino Unido para todos os consumidores domésticos, 2007 a 2011.

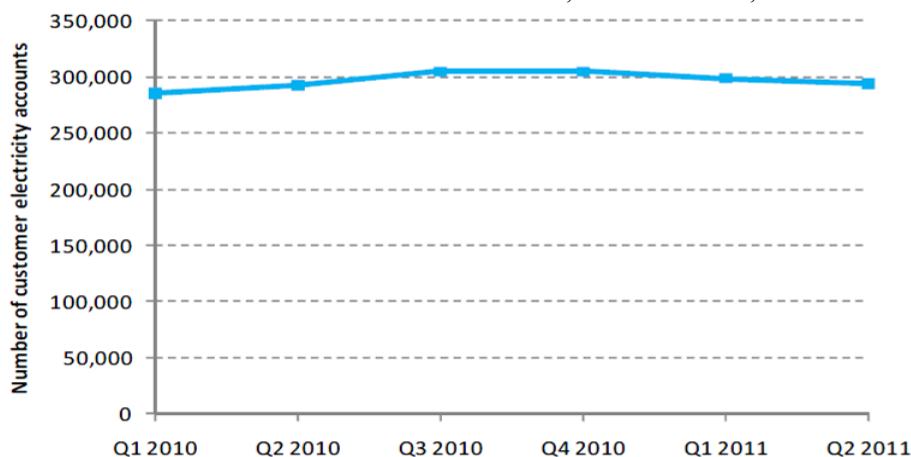


Nota: As tarifas *duel fuel* são tratadas como tarifas separadas, tal como as variações das tarifas *time of use*. As tarifas repetidas foram removidas uma vez que alguns fornecedores usam a mesma tarifa sob marcas diferentes.

Fonte: [energyshop.com](http://energyshop.com), in DECC, 2011.

Entre janeiro de 2007 e janeiro de 2011 o número de tarifas disponíveis para os consumidores domésticos quase duplicou, de cerca de 200 para quase 400, com destaque para as tarifas *online* que mais do que triplicaram.

Gráfico 53 - Número de clientes com tarifas “verdes”, no Reino Unido, 2010 a 2011.



Nota: Uma tarifa “verde” é aquela em que uma parte do dinheiro paga ao fornecedor para adicionar unidades adicionais de fontes de energias renováveis na rede ou em que a empresa apoie projetos ambientais abrangentes, que possam ou não reduzir as emissões de carbono. Destas, uma parte é acreditada como tarifa “verde” com um rótulo que indica que irão realmente causar impacto ambiental mensurável.

Fonte: DECC, 2011.

No segundo trimestre de 2011 havia muito perto de 300 000 clientes com este tipo de tarifas, sendo que 226 000 eram, segundo a Ofgem, acreditadas, face às 119 000 no final de março de 2010.

## Anexo 5.11 Detalhes de uma componente de uso de sistema.

Figura 20 - Detalhes de uma componente de uso de sistema, típico de um sistema de distribuição elétrico, Reino Unido.

Range of distribution charges for Apr 2010 – Mar 2011 (pence per kWh)		
Domestic customer	1.234 - 2.588	Note 1
Small non-domestic customer	0.942 - 2.055	Note 2
Large non-domestic customer		Note 3
	Peak	1.226 - 11.68
	Non Peak	0.013 - 0.16

Notas:

- 1) Componente de uso do sistema de uma residência típica com consumo médio anual de 4MWh/ano, sem a componente fixa.
- 2) Componente de uso do sistema de um pequeno negócio, com consumo médio anual de 15MWh/ano, sem a componente fixa.
- 3) Componente de uso do sistema de um grande negócio, com consumo médio anual de 3-4 GWh/ano, sem a componente fixa de potência e energia reativa, que depende de um intervalo horário.

Fonte: Ofegm, 2011.