

CÁTIA SOFIA DUARTE SOUSA

**PROPOSTA DE OPTIMIZAÇÃO DO MODELO
FEED-IN PORTUGUÊS: COMPARAÇÃO DOS
MODELOS PORTUGUÊS, ESPANHOL E ALEMÃO**

Dissertação apresentada para a obtenção do Grau de Mestre em Gestão de Empresas no Curso de Mestrado em Gestão de Empresas, conferido pela Universidade Lusófona de Humanidades e Tecnologias.

Orientador: Professor Doutor Manuel Cabugueira

Universidade Lusófona de Humanidades e Tecnologias

Departamento de Economia e Gestão

**Lisboa
2010**

Agradecimentos

A elaboração desta dissertação só foi possível graças ao contributo de várias pessoas, a quem quero manifestar a mais profunda gratidão:

Ao Professor Manuel Cabugueira, por ter acreditado desde o primeiro momento que era possível, pelos comentários construtivos, e pelo interesse que demonstrou ao longo da realização deste trabalho.

Ao Eng.º Pedro Costa, colaborador da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, pela prontidão com que me recebeu e pelas diversas sugestões.

À Dr.ª Marlene Neves, colaboradora da Direcção Geral de Energia e Geologia, pelos esclarecimentos sobre o sistema tarifário português.

À Paula, pelas palavras de motivação e de dedicação, pela presença constante e pela impressão da dissertação.

À Marta, pelos conselhos preciosos sobre como iniciar o processo de investigação e de escrita.

À Paula Pena pela revisão do texto.

À minha família, pelo amor e carinho que desde sempre me dispensaram e que fizeram de mim aquilo que sou hoje. Uma palavra especial ao meu pai, por nunca desistir, por ter a capacidade de tornar sonhos em realidade, e por ser uma permanente fonte de inspiração.

Ao Miguel, pela paciência e apoio nos momentos de maior stress, pela compreensão da ausência, e pela imensa generosidade que demonstrou ao longo de todo este processo.

Finalmente, agradeço a todos os outros que, não sendo aqui mencionados, contribuíram de alguma maneira para o resultado final.

Resumo

Portugal, no intuito de alcançar as metas ambientais (nacionais e internacionais) a que se propôs, e de reduzir a dependência das importações de energia, tem aumentado o investimento em electricidade produzida a partir de energias renováveis (FER-E).

Apesar do consenso em torno da sua utilização, as energias renováveis deparam-se com barreiras de várias ordens que dificultam a sua difusão no mercado. A actuação do Estado neste enquadramento passa por criar modelos de promoção da FER-E que atendam a que o custo energético é suportado pela sociedade.

A maioria dos países da União Europeia, incluindo Portugal, aplica as tarifas *feed-in* (FIT) como instrumento central de suporte à FER-E, inserido num modelo de apoio que contempla outros parâmetros de design considerado críticos para o seu sucesso.

A presente dissertação tem como objectivo a apresentação de uma proposta de optimização do actual modelo *feed-in* português, inspirada nos modelos espanhol e alemão.

Pretende-se chegar a uma solução que permita conciliar os incentivos dos investidores com soluções sustentáveis de longo prazo, procurando garantir uma maximização do excedente social, e um aumento da equidade.

Palavras-chave: Fontes de energia renovável, Tarifas *feed-in*, Eficácia, Eficiência, Equidade

Abstract

In order to meet the agreed environmental targets (both national and international) and to reduce its energy imports dependence, Portugal has increased the investment in electricity generated from renewable energy sources (RES-E).

Despite the global consensus on their use, renewable energies face several types of barriers that hinder their diffusion in the market. The performance of the State in this framework is to create RES-E support mechanisms with respect that the energy cost is borne by society.

Most European Union countries, including Portugal, apply the feed-in tariffs (FIT) as the main support instrument RES-E, included in a support model with other design parameters considered critical to its success.

This dissertation elaborates an optimisation proposal for the *feed-in* model currently in force in Portugal for the promotion of RES-E, inspired by Spanish and German models.

Its aim is to reach a solution that will reconcile the investors' incentives with long-term sustainable solutions, while ensuring the social surplus maximization, and an equity increase.

Keywords: Renewable energy sources, Feed-in tariffs, Effectiveness, Efficiency, Equity

Abreviaturas

AdC – Autoridade da Concorrência

APA – Agência Portuguesa do Ambiente

BMS – Benefícios marginais sociais

BMU – Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BnetzA – Bundesnetzagentur

CE – Comissão Europeia

CMg – Custo marginal

CMgCP – Custos marginais de curto prazo

CMgLP – Custos marginais de longo prazo

CMgS – Custos sociais marginais

CMVM – Comissão de Mercado de Valores Mobiliários

CNE - Comisión Nacional de la Energía

CO₂ – Dióxido de carbono

CUR – Comercializador de último recurso

CV – Certificados verdes

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

EDPSU – EDP Serviço Universal

EE – Energia eólica

EEE – Electricidade produzida a partir de energia eólica

EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Sources Act)

EM – Estados Membros

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FER – Fontes de energia renovável

FER-E – Electricidade produzida a partir de fontes de energia renovável

FIT – Tarifas *feed-in*

FLH – Full-load hours

GEE – Gases com efeito de estufa

GWh – GigaWatts-hora

GWEC – Global Wind Energy Council

INE – Instituto Nacional de Estatística

IPC – Índice de preços do consumidor

kW – KiloWatts

MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

Mtep – Milhões de toneladas equivalentes de petróleo

MW – MegaWatts

NO_x – Óxidos de azoto

OMEL – Operador de mercado ibérico de energia do pólo espanhol

OMIP – Operador de mercado ibérico de energia do pólo português

PCH – Pequenas Centrais Hídricas

PRE – Produção em regime especial

PRO – Produção em regime ordinário

REN – Redes Energéticas Nacionais

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SO₂ – Dióxido de enxofre

TWh – Tera Watts-hora

UE – União Europeia

Índice geral

Agradecimentos	2
Resumo	3
Abstract	4
Abreviaturas	5
Índice geral.....	7
Índice de figuras	10
Índice de tabelas	10
1. Introdução	12
1.1. Regulação do sector da electricidade.....	14
1.2. Novos paradigmas do sector da electricidade.....	16
1.3. Objectivo e estrutura da dissertação	19
PARTE I: Introdução ao panorama energético em Portugal	22
1. Introdução	23
2. Sector da electricidade em Portugal – generalidades	27
2.1. Produção	28
2.2. Transporte	30
2.3. Distribuição	31
2.4. Comercialização	31
2.5. Segurança do abastecimento.....	33
2.6. Regulação	33
2.7. Estatísticas gerais.....	34
PARTE II: Regulação do sector da electricidade.....	38
1. Introdução	39
1.1. Liberalização versus Regulação	42
1.1.1. Liberalização	42
1.1.2. Regulação	45
2. Instrumentos de regulação aplicados ao sector da electricidade	48
2.1. Taxa de retorno garantida	49
2.2. Regulação por incentivos.....	52
2.2.1. Regulação por preços máximos.....	54
2.2.2. Regulação em escala deslizante.....	56
2.2.3. Regulação por comparação.....	57
2.3. <i>Peak load pricing</i>	59
2.3.1. O modelo de <i>peak load pricing</i>	61
3. Evolução da regulação em Portugal	66
PARTE III: Electricidade proveniente de fontes de energia renovável	68
1. Introdução	69
1.1. Conceitos	69
1.1.1. Energia solar	69
1.1.2. Energia eólica	70
1.1.3. Energia geotérmica	70
1.1.4. Energia dos oceanos	71
1.1.5. Energia hidráulica.....	71

1.1.6. Biomassa.....	72
2. Enquadramento legal da FER-E	73
2.1. Enquadramento internacional.....	73
2.1.1. Livro Branco.....	73
2.1.2. Protocolo de Quioto.....	74
2.1.3. Directiva 2001/77/CE.....	75
2.1.4. Livro Verde	77
2.2. Enquadramento legal nacional	78
2.2.1. DL nº 189/88	78
2.2.2. DL nº 168/99	79
2.2.3. DL nº 339/2001	80
2.2.4. DL nº33 A/2005.....	80
2.2.5. Resoluções de Conselho de Ministros nº 63/2003 e nº 169/2005	81
2.2.6. DL nº 225/2007	82
2.2.7. DL nº 165/2008	83
3. A FER-E em Portugal.....	84
3.1. Estatísticas rápidas.....	85
3.2. Portugal no mundo – o exemplo da energia eólica.....	87
PARTE IV: Regulação da FER-E.....	90
1. Introdução.....	91
2. Barreiras à difusão da FER-E	93
2.1. Barreiras de custos e preços.....	93
2.2. Barreiras legais e regulatórias.....	94
2.3. Barreiras nas condições de acesso ao mercado de financiamento.....	95
2.4. Sensibilização dos consumidores	95
3. Instrumentos de apoio à FER-E.....	97
3.1. Tarifas <i>feed-in</i>	98
3.2. Certificados verdes negociáveis	99
3.3. Concursos públicos.....	99
4. Critérios de avaliação	100
4.1. Eficácia, Eficiência, Equidade.....	100
4.2. Preços versus Quantidade em cenários de incerteza	103
5. O caso particular das tarifas <i>feed-in</i>	108
6. Principais parâmetros de design dos modelos <i>feed-in</i>	112
6.1. Variantes tarifárias <i>feed-in</i>	112
6.1.1. Tarifas <i>stepped</i>	113
6.1.2. Tarifas degressivas	118
6.1.3. Prémios <i>feed-in</i>	124
6.2. Outros parâmetros de design	126
6.2.1. Metodologia de <i>price setting</i>	126
6.2.2. Ajuste tarifário e Revisão dos modelos FIT	128
6.2.3. Obrigatoriedade de compra	128
6.2.4. Obrigatoriedade de previsão.....	129
6.2.5. Discriminação horária	129
6.2.6. Partilha de encargos.....	130
PARTE V: Proposta de optimização do modelo <i>feed-in</i> português	132
1. Introdução.....	133
2. Harmonização versus Cooperação.....	134

3. Análise comparativa – Portugal, Espanha e Alemanha	137
3.1. Contexto regulatório espanhol.....	137
3.2. Contexto regulatório alemão	140
3.3. Formulação tarifária	141
3.3.1. Portugal.....	141
3.3.2. Espanha.....	147
3.3.3. Alemanha.....	150
3.4. Outros parâmetros de design	155
3.4.1. Tarifas <i>stepped</i>	156
3.4.2. Duração.....	159
3.4.3. Ajuste tarifário.....	161
3.4.4. Revisão do modelo	163
3.4.5. Obrigatoriedade de compra	165
3.4.6. Discriminação horária	166
3.4.7. Obrigatoriedade de previsão.....	167
3.4.8. Encargos para os consumidores finais.....	169
3.5. Discussão	171
4. Proposta de optimização	173
4.1. Formulação tarifária	173
4.1.1. Prémios <i>feed-in</i>	175
4.1.2. Tarifas degressivas	176
4.2. Outros parâmetros de design	177
4.2.1. Tarifas diferenciadas por tecnologia renovável.....	179
4.2.2. Tarifas <i>stepped</i>	180
4.2.3. Obrigatoriedade de previsão.....	180
4.2.4. Ajuste tarifário.....	181
4.2.5. Revisão do modelo	181
4.2.6. Encargos para os consumidores finais.....	181
4.3. Discussão	182
CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	184
BIBLIOGRAFIA	191
Índice Remissivo	198
ANEXOS.....	200
ANEXO I.....	201
ANEXO II	202

Índice de figuras

Figura I.1: Produção doméstica, importação e consumo de energia primária.....	24
Figura I.2: Evolução do consumo de energia primária e final.....	24
Figura I.3: Consumo de energia primária e final, por fonte de energia.....	25
Figura I.4: Emissão de GEE em Portugal por sector em 2007.....	26
Figura I.5: Organização geral do SEN.....	28
Figura I.6: Produção de electricidade em Portugal por fonte de energia primária.....	35
Figura I.7: Repartição da produção de electricidade para o período de Janeiro a Maio de 2009.	36
Figura I.8: Evolução do consumo de electricidade por sector (1984 = 100).....	36
Figura II.1: Aplicação do <i>peak load pricing</i> para uma empresa <i>peak</i>	1
Figura II.2: Aplicação de um preço único para uma empresa <i>peak</i>	1
Figura II.3: Solução eficiente de aplicação de preços para uma empresa com curvas da procura próximas.	1
Figura III.1: Potência instalada de FER em Portugal continental em Março de 2009.	85
Figura III.2: Evolução da produção de FER-E (TWh).	86
Figura III.3: <i>Ranking</i> dos 10 países com mais potência instalada de EE.	87
Figura III.4: <i>Ranking</i> dos 10 países com nova capacidade instalada em 2008.	88
Figura III.5: <i>Ranking</i> dos 10 países europeus com mais potência instalada.	88
Figura III.6: <i>Ranking</i> dos 10 países europeus com mais potência instalada acrescentada em 2008.....	89
Figura IV.1: Distinção dos custos para a sociedade e dos custos para os consumidores derivados de um modelo FIT.....	1
Figura IV.2: Perdas de bem-estar social para quotas e FIT num cenário de incerteza.....	1
Figura IV.3: Representação gráfica das tarifas <i>feed-in</i> tradicionais.....	1
Figura IV.4: Custos marginais de produção e lucro do produtor por central renovável. Linha verde: Tarifa fixa. Linha encarnada: tarifa <i>stepped</i> garantida.	1
Figura IV.5: Nível de remuneração elevado por kWh.....	116
Figura IV.6: Nível de remuneração reduzido por kWh.	117
Figura IV.7: Custos totais de energia eólica por unidade de electricidade produzida, por tamanho de turbina (c€/kWh, preços constantes de 2006 em €), assumindo uma taxa de desconto de 7,5%.	120
Figura IV.8: Impacto do progresso tecnológico num modelo de apoio com tarifas <i>feed-in</i> constantes.	1
Figura IV.9: Representação gráfica do mecanismo das tarifas degressivas.....	1
Figura V.1: Evolução da remuneração da EEE onshore na Alemanha (inflação ajustada para valores de 2005).	152

Índice de tabelas

Tabela II.1: Horas do vazio e fora do vazio para consumidores de baixa tensão normal que optem por um ciclo semanal de 76 horas, para o período de Inverno.	60
Tabela III.1: Metas indicativas para a capacidade instalada de FER-E.....	81
Tabela IV.1: Tipos de instrumentos de apoio à FER-E.....	98
Tabela V.1: Comparação dos parâmetros gerais de design das tarifas <i>feed-in</i>	156

Tabela V.2: Discriminação horária em Portugal.	167
Tabela V.3: Discriminação horária em Espanha.	167
Tabela V.4: Comparação dos modelos FIT actual e proposto.....	178
Tabela 1: Potência instalada de FER em Portugal continental em Março de 2009.....	201
Tabela 1: <i>Ranking</i> dos 10 países com mais potência instalada de EE.....	202
Tabela 2: <i>Ranking</i> dos 10 países com nova capacidade instalada em 2008.....	202
Tabela 3: <i>Ranking</i> dos 10 países europeus com mais potência instalada de EE.	202
Tabela 4: <i>Ranking</i> dos 10 países europeus com nova capacidade instalada em 2008.....	202

1. Introdução

O crescente destaque do sector energético como tema central das economias globais deve-se ao facto de a energia ser imprescindível para o funcionamento da actividade económica. A inevitável escassez de petróleo, as cada vez mais frequentes instabilidades climáticas, as ameaças à segurança do fornecimento energético, a crescente procura de combustíveis fósseis por parte das economias emergentes e o aumento acentuado do preço do crude nos mercados internacionais têm potenciado a relevância atribuída à temática da energia.

Portugal não é excepção a esta dinâmica, e está consciente de que uma política energética adequada é fundamental para um maior desenvolvimento sustentável e para a segurança do abastecimento energético. Assim, actualmente, o sector energético nacional enfrenta dois novos paradigmas: por um lado, o contexto de liberalização do mercado de energia e as consequentes alterações no papel do Estado enquanto regulador; por outro, a necessidade de impulsionar o investimento em recursos energéticos renováveis, como resposta aos desafios nacionais e internacionais que se impõem.

Os recursos energéticos próprios de que Portugal dispõe são muito limitados, em particular no que respeita aos combustíveis fósseis (petróleo, carvão, gás) que, neste momento, são a fonte de energia primária mais utilizada para suprir as necessidades energéticas do país. A escassez de recursos energéticos próprios tem conduzido a uma elevada dependência das importações de fontes primárias de energia de origem fóssil.

De acordo com o Eurostat, em 2006, Portugal era o segundo país da União Europeia (UE) a 27 com a maior taxa de dependência energética, tendo importado nesse ano 83,1% do total de energia consumida face à média europeia de 53,8% (Eurostat, 2009). A somar a esta realidade, o mesmo organismo revelou que, contrariamente à média da UE, Portugal apresenta uma tendência crescente de intensidade energética, o que significa que o país enfrenta uma grave ineficiência na utilização da energia que produz e que importa. Assim, paralelamente à dependência externa e à persistência de um elevado preço do crude, que geram um aumento da factura dos combustíveis fósseis, surge a ineficiência energética resultante da sua utilização incorrecta e da própria estrutura industrial, o que contribui para uma perda de competitividade das empresas localizadas em território nacional.

A reduzida diversificação da oferta energética primária nacional, aliada à escassez de recursos próprios, coloca o sistema energético português mais vulnerável às flutuações dos preços nos mercados internacionais, nomeadamente do preço do petróleo, exigindo esforços no sentido de aumentar a diversificação energética e diminuir a dependência do exterior.

A energia é um tema político por excelência, por ser essencial, pela sua disponibilidade estar cada vez mais dependente de factores geopolíticos, por envolver recursos escassos à escala global, e por ter um impacto real na competitividade nacional e no bem-estar social. Posto isto, a política energética deve actuar, principalmente, em duas dimensões distintas: na segurança do abastecimento e nas alterações climáticas.

No que respeita a segurança do abastecimento energético, deve atender-se à evolução do consumo de energia num cenário de globalização. Neste contexto, a eminência de uma ruptura no fornecimento energético pode ter consequências económicas, sociais e políticas negativas. Se é verdade que a globalização contribuiu para intensificar a complexidade da interdependência entre países consumidores e países fornecedores, também é autêntico que, para que a segurança seja bem sucedida, é necessária uma preocupação permanente desde o início até à entrega de energia propriamente dita. O abastecimento de energia pode ficar comprometido por diversos motivos, como catástrofes naturais, terrorismo, ou tensões geopolíticas. Portugal não está imune a estas ameaças, pelo que deve desenvolver uma política energética estratégica que lhe permita atenuar as consequências de crises futuras nesta área. A forte dependência de combustíveis fósseis importados torna Portugal especialmente susceptível a acontecimentos que possam ocorrer em qualquer parte do mundo, perturbando a estabilidade e a segurança energética. Para garantir a segurança, o país deve diversificar os fornecedores de energia e investir fortemente em fontes de energia alternativas.

Na dimensão das alterações climáticas, a influência humana é inquestionável. Grande parte das acções quotidianas que requerem energia, como utilizar o carro ou ligar a máquina de lavar, contribuem activamente para a problemática das alterações climáticas, pois podem levar à libertação de gases de efeitos de estufa (GEE) para a atmosfera, dependendo do tipo de energia utilizado.

A preocupação com os GEE reside no facto de estes terem a capacidade de permanecer na atmosfera durante centenas de anos, principalmente o dióxido de carbono (CO₂). A verdade é que a maioria das actividades económicas envolve a emissão de GEE, mas os impactos nefastos não se limitam aos que os produzem, impondo custos globais às

gerações actuais e futuras decorrentes das alterações climáticas. Pelas repercussões que acarreta, a instabilidade climática deve ser combatida, independentemente da origem das emissões de GEE.

Apesar da ciência económica ter vindo a contribuir para solucionar este problema; o aumento da concentração de GEE na atmosfera tem-se agudizado com a lentidão quer das respostas económicas, quer das respostas ambientais e sociais., tendência que urge inverter. Mais do que assinar acordos, é crucial que os Estados ajam com empenho, até porque os efeitos das alterações climáticas não se cingem a impactos ambientais, alastrando-se inequivocamente para a economia mundial.

Segundo a Agência Portuguesa do Ambiente (APA) divulgou em 2009 na publicação *Portuguese National Inventory Report on GreenHouse Gases, 1990 – 2007*, em 2007 o sector energético (maioritariamente indústria energética, transportes, e indústria de construção e manufactureira) foi responsável por 77% das emissões de CO₂, o que se deve à utilização em larga escala dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural).

A crescente preocupação com as alterações climáticas impeliu a Europa a assinar o Protocolo de Quioto a 29 de Abril de 1998, comprometendo-se a reduzir os GEE em 8%, tendo como referência o ano de 1990, durante o período de 2008 a 2012. Devido à diversidade não só geográfica mas também económico-social dos Estados Membros (EM), ficou acordada a partilha de responsabilidades entre si. Tendo em consideração a realidade em que se enquadra, Portugal assumiu o compromisso de aumentar até 27% as suas emissões no período de 2008-2012, em relação ao ano de 1990.

Apesar dos compromissos que Portugal assumiu e dos esforços que tem encetado para os cumprir, em 2008 o país ultrapassou em 5% os limites estabelecidos no protocolo de Quioto, e o Governo está convicto de que, em 2012, o país irá ultrapassar os 27% em 3,0 a 3,5%. Estes números são reveladores da importância do empenho crescente de Portugal, não só para respeitar os limites de GEE mas também para reduzir significativamente a dependência de combustíveis fósseis.

1.1. Regulação do sector da electricidade

Um caso incontornável do panorama energético é o sector da electricidade. As actividades que compõem a cadeia de valor deste sector estavam originalmente organizadas

numa estrutura de mercado verticalmente integrada, particularmente, entre a produção e a transmissão, e a distribuição e a comercialização (Chao, Oren & Wilson, 2005).

Às actividades do sector da electricidade estão frequentemente associados custos fixos elevados (e.g. investimento na rede de transmissão de electricidade) que se traduzem em economias de escala (Mateus & Mateus, 2002). A existência de uma função de custos subaditiva aliada aos custos afundados característicos deste sector constitui a principal justificação para uma estrutura de mercado verticalmente integrada.

Como o monopólio natural se opõe a uma concorrência eficiente – o mercado apenas comporta a existência de uma única empresa o que potencia o exercício de poder de mercado por parte destas empresas, as quais tendem a fixar preços superior aos praticados no mercado concorrencial – a intervenção do Estado tem sido legitimada ao longo dos anos.

Actualmente, a tendência é para que o Estado seja menos interventor, estando a decorrer gradualmente o processo de liberalização. Saliente-se, porém, que a liberalização está inserida num contexto alargado de regulação, até porque a ausência desta é porventura in comportável para sistemas de electricidade de alguma dimensão e com uma maior capacidade de originar economias de escala. Os mecanismos de regulação são essenciais para, por exemplo, promover a concorrência através da garantia de livre acesso às redes de transmissão e de distribuição, corrigir as falhas de mercado associadas a este tipo de indústria, e garantir a qualidade do serviço prestado aos consumidores. É da responsabilidade de cada país decidir o grau de regulação que pretende incutir no sector, sendo que os desenvolvimentos no processo de liberalização e de regulação devem ser coordenados e interligados, devido à correlação positiva entre o grau de concorrência dos mercados e a qualidade da regulação.

As transformações do sector eléctrico desde a integração vertical até à liberalização têm vindo a ser acompanhadas por um desenvolvimento paralelo das práticas de regulação, de forma a responder aos desafios permanentes de economias de mercado.

Inicialmente, o instrumento de regulação aplicado foi a taxa de retorno garantida – o Estado fixava o preço a praticar pela empresa regulada, limitando a rentabilidade máxima que esta podia obter. Contudo, no início da década de 60 esta prática regulatória começou a ser alvo de críticas. O trabalho desenvolvido por Stigler e Friedland (1962), e também a identificação do efeito de Averch-Johnson (1962) permitiram detectar que esta prática de regulação não estimulava as empresas reguladas a serem mais eficientes. Segundo Averch e

Jonhson (1962), a taxa de retorno garantida origina uma má afectação dos recursos pois, para que uma empresa regulada tenha interesse em continuar a operar num determinado mercado, a taxa de rentabilidade fixada pela entidade reguladora tem de ser superior ao custo do capital no mercado. Assim, de acordo com o efeito de Averch-Jonhson, a empresa regulada vai tender a aumentar o stock de capital para níveis superiores ao óptimo para garantir que o regulador determina uma taxa de retorno garantida mais elevada.

Para colmatar os inconvenientes da taxa de retorno garantida, surgiu a regulação por incentivos que inclui os mecanismos de regulação por preços máximos, regulação em escala deslizante e regulação por comparação. Esta metodologia regulatória visa incentivar as empresas reguladas a serem mais eficientes, porquanto estas têm poder para tomar decisões sobre os preços a praticar, podendo ficar com, pelo menos, uma parte do aumento dos lucros derivados da redução de custos.

Actualmente, para além regulação por incentivos, é utilizado um modelo de regulação proposto por Steiner (1957) que visa solucionar o problema de *peak load* que caracteriza este sector. O problema de *peak load* é provocado por vários factores, a saber: a existência de diferentes períodos temporais para a procura; a escolha da capacidade máxima a instalar em função das procuras dos vários períodos; a inviabilidade de armazenar electricidade. Este modelo de regulação assenta em três princípios fundamentais: a fixação de preços diferenciados de acordo com discriminação horária e atendendo ao padrão da procura, a fixação de preços mais elevados sempre que a procura exceder a capacidade instalada e de preços mais reduzidos para os restantes períodos, e a imputação dos custos de capacidade somente aos consumidores dos períodos *peak*.

1.2. Novos paradigmas do sector da electricidade

Para além da tendência global para a liberalização das actividades do sector eléctrico, as preocupações emergentes com a segurança do abastecimento energético e com as alterações climáticas também têm motivado mudanças no sector, especialmente com a introdução de electricidade proveniente de fontes de energia renovável (FER-E). De acordo com a APA (2009), em Portugal a produção pública de electricidade e calor representaram 21,1% do total das emissões de GEE em 2007, o que reflecte a forte dependência de combustíveis fósseis para a produção de electricidade. A procura de electricidade impulsionada sobretudo pelas actividades residenciais e comerciais levou a um acentuar das

importações energéticas. Facilmente se depreende que o sector da electricidade, sobretudo em países desenvolvidos, desempenha uma função relevante no aumento da segurança do abastecimento e na diminuição dos GEE.

A aposta nas FER visa limitar a dependência de combustíveis fósseis da economia e contribuir para a diversificação e sustentabilidade do sector energético, assentando maioritariamente no desenvolvimento das energias hídrica e eólica, da biomassa, e da energia solar.

Em países com poucos recursos energéticos de origem fóssil, como é o caso de Portugal, a FER-E é ainda mais relevante, aumentando a segurança do fornecimento energético ao reduzir a dependência da importação de combustíveis fósseis, e funcionando como factor adjuvante para que se alcance os compromissos nacionais e internacionais em matéria de ambiente e desenvolvimento sustentado, mais concretamente a directiva comunitária 2001/77/CE e o Protocolo do Quioto.

A directiva comunitária 2001/77/CE deriva da preocupação da UE com a segurança e diversificação do abastecimento de energia, com a protecção ambiental, e com a coesão social e económica, referindo-se à promoção de FER-E no mercado interno da electricidade. Esta directiva estabelece como metas indicativas para a UE, para 2010, que 12% do consumo interno bruto de electricidade provenha de fontes de energia renovável (FER), e que 22% da produção total de electricidade na UE também tenha origem renovável. Para que globalmente seja possível alcançar estas metas, o mesmo texto menciona os valores de referência para cada EM. Para Portugal a directiva indica que em 2010 39% da energia eléctrica consumida no país deve ser obtida a partir de fontes renováveis.

Paralelamente às metas internacionais, Portugal estabeleceu metas internas para a FER-E. O objectivo nacional para 2010 é que 45% da electricidade consumida seja gerada a partir de energias renováveis. A estratégia de investir fortemente em energias renováveis, levou a que em 2008, 43,3% do consumo de electricidade nacional fosse proveniente de fontes de energia renovável (FER), ultrapassando o valor de referência comunitário de 39%.

Os recursos renováveis são, portanto, amplamente considerados como alternativas ao modelo energético tradicional, tanto pela sua disponibilidade – presente e futura – garantida (ao contrário dos combustíveis fósseis que precisam de milhares de anos para a sua formação) como pelo seu menor impacto ambiental. Mas Portugal, tal como os restantes países que investem em energias renováveis, depara-se com barreiras de vários tipos à difusão

das FER e que impedem a sua concorrência com as fontes energéticas convencionais, facto que, não obstante, não pode travar o seu desenvolvimento. A unanimidade em torno da utilização das FER, sobretudo para produzir electricidade, levou as entidades reguladoras a criarem instrumentos de apoio, que permitam ultrapassar as condicionantes a que aquelas estão sujeitas. Os principais instrumentos de apoio que presentemente são utilizados são as tarifas *feed-in* (FIT), e as quotas obrigatórias conjugadas com a negociação de certificados verdes.

As FIT são o instrumento mais antigo e também o mais utilizado, que consistem em incentivos baseados no preço de produção de electricidade a partir de fontes renováveis. O regulador fixa a tarifa *feed-in* num valor total de remuneração por unidade de electricidade paga ao produtor por um período pré-determinado e com obrigatoriedade de compra. Conforme têm sido adoptadas para promover a FER-E, têm surgido variantes FIT com o objectivo de optimizar os modelos de *feed-in* (também designados de modelos FIT) – tarifas *stepped*, tarifas degressivas e os prémios *feed-in*.

As quotas obrigatórias conjugadas com a negociação de certificados verdes traduzem-se numa obrigatoriedade de aquisição de FER-E por parte dos fornecedores ou dos consumidores, após o Estado fixar as quantidades de FER-E a produzir. Esta obrigatoriedade é normalmente facilitada pelos certificados verdes, através da criação de um mercado paralelo de negociação dos mesmos.

A maioria dos países da UE, incluindo Portugal, adoptou as FIT para incentivar o desenvolvimento da FER-E. Os resultados obtidos nos EM indiciam que aquele instrumento tem vantagens em relação à negociação dos certificados verdes.

Ainda que as FIT sejam manifestamente o instrumento mais comum nos EM, verifica-se que existe uma multiplicidade de modelos que as aplicam de maneiras diferentes. Cada EM tem o seu modelo *feed-in*, o que se traduz em efeitos variados.

Perante as evidências, e seguindo as recomendações da Comissão Europeia (CE), é importante que os EM, através da cooperação e partilha de experiências, avancem no caminho da optimização dos modelos existentes, uma vez que o design do modelo *feed-in* é tão ou mais importante do que a escolha do instrumento principal. A pluralidade conceptual dos modelos FIT é conjugada com a existência de parâmetros de design que devem estar sempre presentes, por serem críticos para o sucesso do modelo (e.g. duração, revisão, tarifas *stepped*, obrigatoriedade de compra).

A Espanha e a Alemanha são dois dos países que mais sobressaem pelo sucesso dos seus modelos FIT, tanto ao nível da eficácia como da eficiência. Estes países com o intuito de otimizar os modelos de apoio respectivos, criaram em Junho de 2004 a *International Feed-in Cooperation*, na Conferência para as Energias Renováveis em Bona, e a declaração conjunta foi assinada em Outubro de 2005 em Madrid. A dinâmica de partilha de experiências como veículo de melhoria dos modelos FIT levou a Eslovénia a juntar-se ao grupo em Janeiro de 2007. Da observação dos modelos FIT espanhol e alemão é possível verificar que ambos têm parâmetros diferenciadores pelos quais se destacam. No caso espanhol, o parâmetro diferenciador é a variante tarifária prémio *feed-in*, enquanto que o modelo alemão se distingue pelas tarifas degressivas.

Os prémios *feed-in* aplicados em Espanha permitem uma aproximação das FIT a uma estrutura de mercado concorrencial. Por sua vez, as tarifas degressivas alemãs funcionam como a regulação por incentivos – mais propriamente a regulação por preços máximos – introduzindo o conceito de eficiência dinâmica ao modelo FIT. Quer no modelo espanhol quer no alemão é visível a preocupação de continuar a desenvolver o mercado da FER-E a custos controlados para a sociedade.

É certo que os obstáculos à proliferação da FER-E justificam a tomada de medidas por parte do Estado, o qual, através da regulação, tenta ultrapassá-los. Todavia, a estrutura de mercado das actividades que compõem a cadeia de valor do sector eléctrico, está, progressivamente, a passar de um monopólio integrado verticalmente para uma estrutura de mercado concorrencial. A utilização de instrumentos de promoção da FER-E colide com a tendência global de liberalização do sector eléctrico, dificultando a integração daquela nos mercados de electricidade. Esta situação é contornada através da formulação de modelos de apoio cada vez mais próximos de uma estrutura concorrencial, sem, no entanto, comprometer a difusão da FER-E no mercado.

1.3. Objectivo e estrutura da dissertação

Face ao enquadramento energético actual, este trabalho visa a elaboração de uma proposta de optimização do modelo *feed-in* actualmente aplicado em Portugal. O objectivo é propor uma metodologia de cálculo tarifário sustentada por outros parâmetros de design considerados críticos. Para tal, analisam-se e comparam-se os parâmetros diferenciadores dos modelos FIT espanhol e alemão, essenciais na metodologia de cálculo tarifário alternativo, e

os parâmetros de design críticos de sucesso – ao nível da eficácia, eficiência e equidade – que devem ser comuns a qualquer modelo.

Esta dissertação está estruturada de acordo com os objectivos que se pretendem alcançar, estando organizada da seguinte forma:

PARTE I – Introdução ao panorama energético em Portugal

Capítulo 1 – Introdução

Capítulo 2 – Sector da electricidade em Portugal – generalidades

PARTE II – Regulação do sector da electricidade

Capítulo 1 – Introdução

Capítulo 2 – Instrumentos de regulação aplicados ao sector da electricidade

Capítulo 3 – Evolução da regulação em Portugal

PARTE III – Electricidade a partir de fontes de energia renovável

Capítulo 1 – Introdução

Capítulo 2 – Enquadramento legal da FER-E

Capítulo 3 – A FER-E em Portugal

PARTE IV – Regulação da FER-E

Capítulo 1 – Introdução

Capítulo 2 – Barreiras à difusão da FER-E

Capítulo 3 – Instrumentos de apoio à FER-E

Capítulo 4 – Critérios de avaliação

Capítulo 5 – O caso particular das tarifas *feed-in*

Capítulo 6 – Principais parâmetros de design dos modelos *feed-in*

PARTE V – Proposta de optimização do modelo *feed-in* português

Capítulo 1 – Introdução

Capítulo 2 – Harmonização versus Cooperação

Capítulo 3 – Análise comparativa – Portugal, Espanha e Alemanha

Capítulo 4 – Proposta de optimização do modelo FIT português

Conclusão e Considerações finais

Anexos

Por fim, mencionam-se as referências bibliográficas utilizadas ao longo do trabalho, recorrendo-se, para o efeito, às normas da *American Psychological Association*.

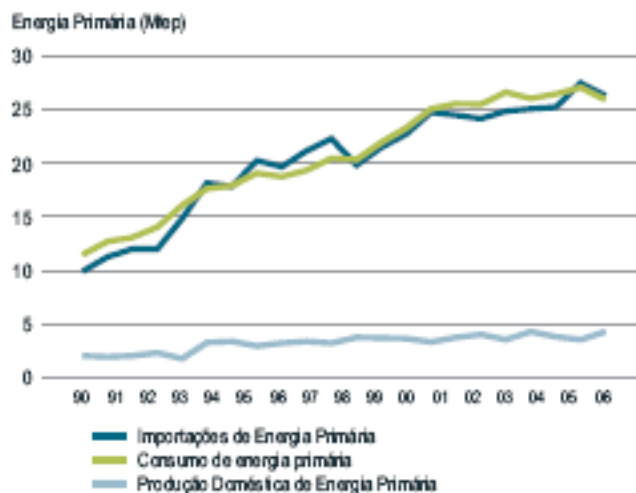
PARTE I: Introdução ao panorama energético em Portugal

1. Introdução

O panorama energético português caracteriza-se pela quase inexistência de fontes de energia de origem fóssil. Esta realidade contrasta com o facto de mais de metade da energia consumida a nível nacional utilizar o petróleo como fonte energética primária (Agência Portuguesa do Ambiente [APA], 2008). Por esta razão, o crescimento do consumo energético foi sempre acompanhado por um aumento das importações de combustíveis fósseis, o que provocou uma forte dependência energética face ao exterior.

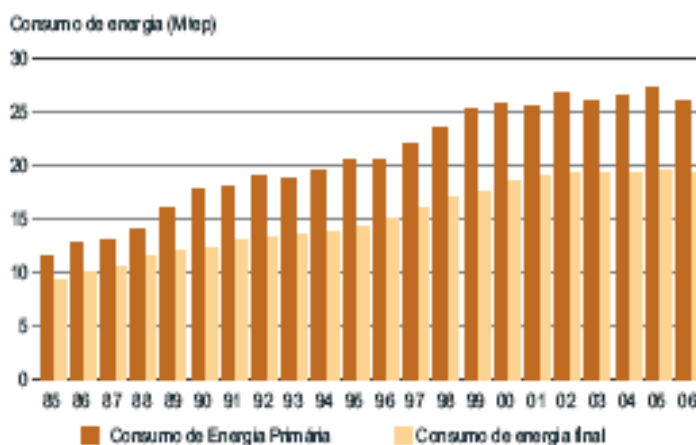
Em 2006, Portugal importou cerca de 83,1% da energia de que necessitou, um valor superior à média europeia (UE 27) de 53,8% para o mesmo ano. A grande percentagem de energia importada é sobretudo petróleo, mas engloba também quantidades significativas de gás e de combustível sólido. Este quadro de excessiva dependência de combustíveis fósseis de Portugal fragiliza a segurança do abastecimento, pois o país fica mais susceptível a tensões geopolíticas que possam ocorrer nos países exportadores, vê aumentada a vulnerabilidade a acontecimentos que possam impedir o fornecimento de energia (e.g. instabilidade política), ao mesmo tempo que compromete a competitividade nacional.

Uma breve análise dos gráficos Relatório do Estado do Ambiente 2007 sobre os padrões de produção e de consumo de energia em Portugal é esclarecedora da dependência energética do país. Relativamente à procura, como se pode observar pela figura I.1, tanto a produção em Portugal (linha azul claro) como a importação de energia primária (linha azul escuro) têm vindo a aumentar, acompanhando o perfil de crescimento do consumo (linha verde). Da análise do gráfico, destaca-se que é a energia proveniente do exterior que colmata a maioria das necessidades do consumo energético. Não obstante o aumento da produção interna, esta é manifestamente insuficiente para compensar a procura (APA, 2008).

Figura I.1: Produção doméstica, importação e consumo de energia primária.

Fonte: APA (2008)

Quanto ao consumo de energia, de acordo com o mesmo relatório, houve um aumento acentuado em Portugal na década de 90. Nos últimos anos, apesar do padrão geral de crescimento, o consumo tem vindo a estabilizar – entre 2000 a 2006 o crescimento foi de apenas 3,7% (figura I.2). Em 2006, o valor absoluto do consumo de energia situava-se próximo dos 19 Mtep (APA, 2008).

Figura I.2: Evolução do consumo de energia primária e final.

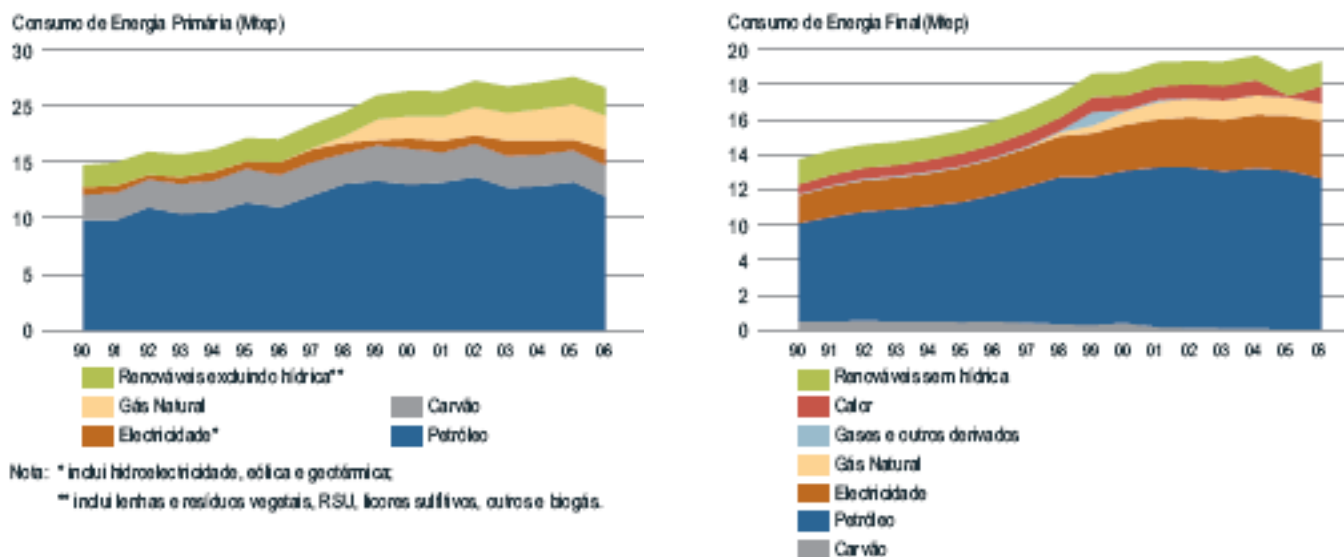
Fonte: APA (2008)

Entre 2005 e 2006, independentemente da fonte de energia considerada, registou-se uma diminuição do consumo de energia primária e final (figura I.2).

O aumento de cerca de 80% no consumo de energia final no período de 1990 a 2004 deveu-se em grande parte aos sectores dos transportes e da indústria, que representaram

globalmente 72% da energia final consumida em 2004. Neste mesmo ano, 61% da energia final consumida derivava do petróleo, 20% foi de electricidade, e apenas 12% de origem renovável.

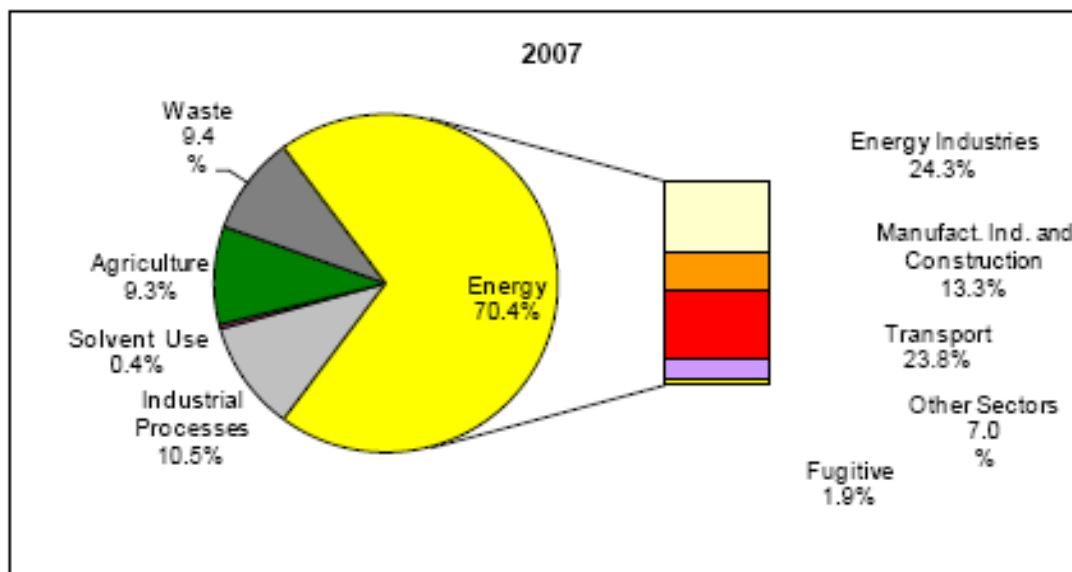
Figura I.3: Consumo de energia primária e final, por fonte de energia.



Fonte: APA (2008)

Da figura acima indicada (figura I.3) verifica-se que o petróleo corresponde a mais de metade do consumo de energia, quer primária quer final, e que o consumo de gás natural tem-se acentuado desde a sua introdução em 1997 (APA, 2008).

Os perfis de produção e do consumo de energia têm consequências ambientais negativas ao contribuírem para o aumento das emissões dos principais GEE – o dióxido de carbono (CO_2), o dióxido de enxofre (SO_2) e os óxidos de azoto (NO_x). Destes três gases, a emissão de CO_2 é a mais preocupante uma vez que continua a aumentar, ao contrário do SO_2 e dos NO_x que têm vindo a diminuir e a estabilizar, respectivamente. Esta situação reveste-se de alguma importância uma vez que o CO_2 é o principal responsável pelo efeito de estufa (APA, 2008).

Figura I.4: Emissão de GEE em Portugal por sector em 2007.

Fonte: APA (2009)

O sector energético português em 2007 – que inclui sobretudo indústrias de produção de energia e transportes – contribuiu com cerca de 70% dos GEE (figura I.4). Este resultado é o reflexo da forte dependência de combustíveis fósseis para a produção de electricidade e para os transportes (APA, 2009).

Conclusão

Os factos aqui apresentados são suficientemente elucidativos do quadro energético português no que respeita à produção, ao consumo e às emissões de GEE. Em suma, Portugal tem uma forte dependência energética de combustíveis fósseis que importa do exterior e que tem acompanhado o comportamento crescente dos consumos de energia primária e final. A utilização exaustiva de combustíveis fósseis pelo sector da energia leva a que este seja responsável pela maioria das emissões de GEE. É, então, fundamental que se introduzam alterações na política energética nacional que contrariem a forte dependência energética face ao exterior e que limitem as emissões de GEE para a atmosfera. As FER apresentam-se como uma alternativa às energias convencionais, devido ao potencial renovável do país, à sua disponibilidade, e ao facto terem menores impactos ambientais.

2. Sector da electricidade em Portugal – generalidades

Apesar das especificidades inerentes a cada país, as actividades que compõem o sector da electricidade são comuns para todos os mercados. A cadeia de valor é constituída por quatro actividades principais – produção, transporte, distribuição, e comercialização. A génese diferenciadora do sector eléctrico emerge da forma como as actividades estão organizadas, podendo estar mais ou menos integradas.

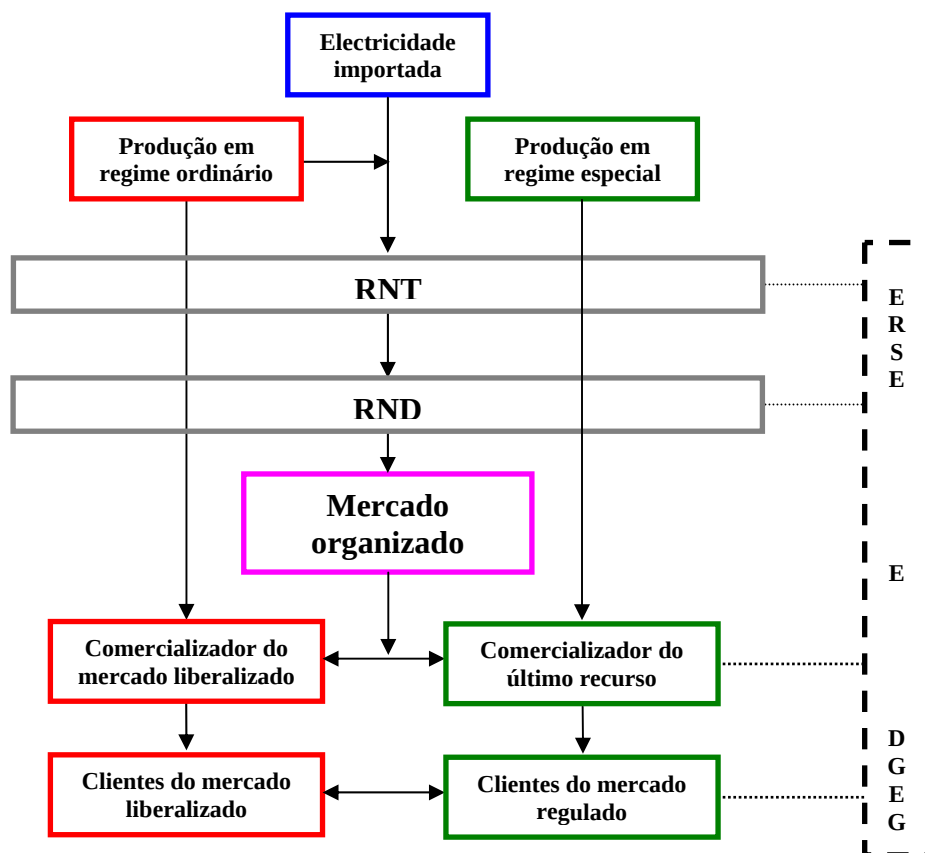
Em Portugal, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) consiste numa estrutura integrada que contempla a coexistência de actividades reguladas e não-reguladas, sendo a base organizacional regida pelo Decreto-lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro. Este diploma resulta da necessidade de criar as condições necessárias à total implementação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), que assenta nos princípios da livre concorrência, da transparência, da objectividade e da eficiência para prover os vários agentes do mercado de igualdade de oportunidades e de condições de acesso, tanto do lado da oferta como da procura, e na harmonização ibérica para a regulação e redes de transporte de energia.

A nova realidade portuguesa consiste num sistema eléctrico nacional integrado, em que as actividades de produção e de comercialização são exercidas em regime de mercado através da atribuição de licenças, sendo as actividades de transporte e distribuição praticadas através de concessões de serviço público.

Como suporte à sua aplicação, o DL 29/2006 prevê um conjunto de regulamentos que aquando da sua elaboração são sujeitos a aprovação, e que a seguir se discriminam:

- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- Regulamento Tarifário;
- Regulamento das Relações Comerciais;
- Regulamento da Qualidade de Serviço;
- Regulamento da Rede de Transporte;
- Regulamento da Rede de Distribuição;
- Regulamento de Operação das Redes;

Figura I.5: Organização geral do SEN.



De uma forma genérica a figura I.5 resume a estrutura organizacional do SEN, cujos os aspectos mais relevantes serão explicados nas secções seguintes.

2.1. Produção

O acesso a esta actividade é livre, estando os interessados incumbidos de tomar a iniciativa, ao abrigo do DL 29/2006, de 15 de Fevereiro. Não obstante, o quadro legislativo reúne um conjunto de critérios exigidos para a concessão da licença de produção, como o contributo do pedido para a concretização dos objectivos da política energética e da política ambiental, a existência de condições adequadas de ligação à rede pública e as tecnologias de produção que se pretende utilizar.

A produção de electricidade inclui dois regimes distintos: a produção em regime ordinário (PRO) e a produção em regime especial (PRE). Segundo o n.º 1, do artigo 17 do supra referenciado Decreto-lei, a PRO consiste numa “...*actividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de electricidade com*

incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e electricidade.”. No n.º 1 do artigo 18º, mesmo diploma define-se a PRE como “... a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade.”

Os PRO têm, no mínimo, uma licença de produção, e detêm o direito de vender a energia produzida mediante contratos bilaterais físicos celebrados com os retalhistas ou com os clientes finais, ou participando nos mercados organizados do MIBEL. O MIBEL é constituído, essencialmente, por dois tipos de mercados organizados: o mercado *spot* e o mercado *forward*. No mercado *spot*, que é gerido pelo OMEL – operador do pólo espanhol do mercado organizado do MIBEL –, ocorre a compra e venda de electricidade que resulta do encontro entre a oferta e a procura para uma determinada hora. No mercado *forward*, que é gerido pelo OMIP – operador do pólo português do mercado organizado do MIBEL –, ocorre a transacção de energia eléctrica e a fixação de preços para entregas futuras, não havendo transacção física de energia. Tanto o mercado *spot* como o *forward*¹ podem decorrer nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais. Os PRE têm garantia de compra da electricidade a preços fixados administrativamente pelo comercializador de último recurso (CUR), podendo, no entanto, caso o pretendam, vender a FER-E nos mercados organizados.

Tanto os produtores PRO como os PRE têm a possibilidade de fornecer serviços de sistema, quer participando em mercados organizados, quer através da celebração de contratos com o operador de sistema.

Muito embora a actividade de produção de electricidade siga uma lógica de mercado e de iniciativa privada, está sujeita à intervenção do operador do sistema em situações de desequilíbrio entre a procura e a oferta estimadas, de forma a garantir a segurança do abastecimento de electricidade no SEN.

¹ A distinção entre mercados *forward* e *spot* faz-se com base no período de entrega da electricidade. O mercado *forward* engloba a negociação de produtos semanais, mensais, trimestrais ou anuais, podendo ser negociados num contrato de base ou *peak load*, e a sua liquidação pode ocorrer por entrega física ou por diferenças. O mercado *spot* inclui os mercados diários (a electricidade é transaccionada um dia antes da sua entrega física) e intradiários (a entrega física de electricidade ocorre no mesmo dia da transacção).

Em Portugal, os principais produtores de regime ordinário são a EDP Produção, a Turbogás e a Tejo Energia. No contexto da PRE, a EDP renováveis, a Martifer e a Generg são exemplos de produtores.

Para que a produção descentralizada de electricidade ocorra adequadamente, cabe ao Estado fomentar as condições necessárias para o progresso do mercado liberalizado. Da mesma maneira, para garantir o abastecimento de electricidade, o Estado monitoriza permanentemente o sector eléctrico. Caso o investimento privado não seja suficiente para suprir as necessidades de electricidade dos consumidores finais, é o Estado, pela via dos concursos públicos, que promove o clima necessário para alterar a situação.

2.2. Transporte

A actividade de transporte de electricidade é exercida através da concessão, em regime de exclusividade de serviço público, da exploração da rede eléctrica nacional de transporte (RNT) – alta tensão e muito alta tensão. A separação jurídica e patrimonial das restantes actividades do SEN reflecte-se na isenção desta actividade para com as restantes. A empresa concessionária da RNT tem sob a sua alçada a gestão técnica global do sistema e a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição para se certificar do fornecimento contínuo e da eficácia do sistema.

Para que a electricidade chegue a todos os consumidores, a RNT abrange a totalidade do território de Portugal continental. A interligação à rede de Espanha é obtida através de nove pontos de interligação, estando previsto o seu reforço, para o período compreendido entre 2010 e 2013, através da construção de mais dois pontos de interligação.

Em Março de 2008, a rede nacional estabelecia a ligação de 38 centros electroprodutores e 383 subestações. São estas ligações que permitem o transporte de electricidade entre produtores e distribuidores, o que assegura o equilíbrio entre a oferta e a procura.

O Estado português atribuiu a concessão da exploração da RNT à empresa Redes Energéticas Nacionais S.A. (REN), passando esta a ser a única entidade de transporte de electricidade em Portugal continental. Desta forma a REN, S. A. fica encarregue de planear, construir, operar e manter a RNT.

Existe uma relação comercial, remunerada através de tarifas reguladas, entre a empresa concessionária da RNT e os utilizadores das redes, que envolve a utilização das redes e a prestação dos serviços associados.

2.3. Distribuição

A distribuição de electricidade ocorre através da exploração da rede nacional de distribuição (RND), que corresponde à rede em média e alta tensões, e da exploração das redes de distribuição em baixa tensão. O Estado concede a exploração em regime de exclusividade e de serviço público.

Actualmente, a concessão exclusiva para a actividade de distribuição de electricidade em alta e média tensão, em Portugal continental, pertence à EDP Distribuição. As redes de distribuição de baixa tensão continuam a ser exploradas quer pelos municípios quer por contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e a EDP Distribuição.

Cabe à entidade concessionária da RND garantir a exploração e a manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, de fiabilidade e de qualidade de serviço. Ademais, assume o papel de operador da rede de distribuição, no âmbito do qual é responsável pela gestão dos fluxos de energia eléctrica na rede, assegurando o bom funcionamento das interligações com as instalações dos clientes.

Similarmente à actividade de transporte de electricidade, a distribuição também é encarada como monopólio natural. Como tal, o quadro legislativo determina que a empresa detentora da concessão esteja juridicamente separada das restantes actividades incluídas no SEN, separação que não é obrigatória sempre que os distribuidores de baixa tensão abasteçam menos de 100000 consumidores.

Também à semelhança do que sucede com a actividade do transporte, existe uma relação comercial entre a empresa concessionária da RND e os seus utilizadores, sendo remunerada através de tarifas reguladas. De forma a evitar conflitos de interesse, o operador de rede de distribuição está impedido de adquirir electricidade para comercializar.

2.4. Comercialização

Esta actividade decorre em ambiente de livre concorrência (preços e condições). Todavia, e de acordo com o estabelecido no DL 29/2006, de 15 de Fevereiro, cabe às

entidades administrativas competentes a atribuição de licenças. Os agentes que pretendam exercer a actividade de comercialização de electricidade têm de se reger por um conjunto de direitos e deveres para garantir a transparência na actividade, estando obrigados a assegurar determinados níveis de qualidade e de abastecimento.

A comercialização pode ser executada por agentes do mercado liberalizado ou através do CUR. Os retalhistas de electricidade consistem em entidades licenciadas que exercem a actividade de compra grossista de electricidade e a actividade grossista ou retalhista de venda de electricidade. O comercializador de último recurso é titular de uma licença de comercialização de energia eléctrica que tem como obrigações assegurar o serviço universal, e comprar, independentemente da procura, toda a electricidade produzida em regime especial (incluindo a electricidade produzida a partir de fontes de energias renováveis). O CUR está sujeito a regulação e actua sempre que o mercado liberalizado não consiga assegurar o abastecimento de electricidade a todos os consumidores. Quando se justifique, o CUR pode comprar electricidade nos mercados organizados, ou pode realizar contratos bilaterais via concursos ou leilões de âmbito ibérico².

Os restantes retalhistas podem adquirir a electricidade para fazer face à procura dos seus clientes através da contratualização bilateral ou recorrendo a mercado organizados, estando habilitados a comprar e vender electricidade livremente, podendo, inclusivamente, importar ou exportar energia sempre que considere necessário. Para tal, a legislação contempla o acesso às redes de transporte e de distribuição indiscriminado, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Todos os consumidores são elegíveis, ou seja, assiste-lhes o direito de escolher livremente o seu fornecedor de energia, sem quaisquer encargos adicionais. A mudança de comercializador está isenta de custos contratuais, o que, de certa forma, promove o mercado liberalizado.

As empresas retalhistas de electricidade estão incumbidas da gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a facturação, na qual terá de constar a origem da electricidade, detalhando o contributo de cada FER para a electricidade total adquirida pelo comercializador no ano anterior, e o serviço ao cliente.

² Estes leilões designam-se de CESUR e consistem na realização de contratos bilaterais físicos de compra e venda de energia entre os agentes compradores e vendedores. As partes vendedoras são obrigadas a comprar electricidade de acordo com o estabelecido em despachos específicos a emitir pelas entidades competentes dos respectivos países.

Presentemente, é a EDP Serviço Universal, que actua como comercializador de último recurso do SEN, sendo o maior fornecedor de energia eléctrica em Portugal. Adicionalmente, as principais empresas de comercialização em Portugal são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola e a Unión Fenosa.

2.5. Segurança do abastecimento

De acordo com o disposto no artigo 63º do DL 29/2006, é da competência da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGGE), em colaboração com a entidade concessionária da RNT – REN, S.A., garantir a segurança do abastecimento do SEN através da monitorização, em tempo real, da oferta e da procura de electricidade. A monitorização engloba o controlo e a previsão da oferta e da procura, cujo objectivo passa pela correcção de eventuais desequilíbrios que possam surgir. Nas situações de desequilíbrio, cabe à REN, S.A., programar as transacções internacionais de electricidade para reestabelecer o equilíbrio entre a oferta e a procura de electricidade. É também competência desta entidade a gestão dos congestionamentos nas interligações.

2.6. Regulação

A regulação do SEN, tal como o referido no artigo 56º do DL 29/2006, “tem por finalidade contribuir para assegurar a eficiência e a racionalidade das actividades em termos objectivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrada nos objectivos da realização do mercado interno da electricidade.”

O SEN caracteriza-se pela coexistência de um mercado liberalizado e um mercado regulado. Os consumidores podem optar por adquirir electricidade ao CUR, e aí estão sujeitos às tarifas fixadas administrativamente, ou podem comprar electricidade aos comercializadores que operam no mercado liberalizado.

Segundo dados divulgados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) no Resumo Informativo do Mercado Liberalizado para Abril de 2009, verifica-se uma tendência de crescimento do mercado liberalizado. Comparativamente com o período homólogo de 2008, o consumo de electricidade no mercado liberalizado aumentou significativamente: no ano passado o valor de consumo era de 3,5%, enquanto que este ano

aumentou para os 17,1%. No final do mês de Abril contava com 219291 consumidores, sendo que mais 99% destes consumidores pertencem ao segmento residencial (baixa tensão normal). O consumo anualizado³ do mercado liberalizado teve um peso relativo de 17,1%, mas, apesar do seu crescimento, o mercado regulado é mais expressivo, tendo um peso relativo de 82,9%.

Devido às alterações profundas que o cenário energético português sofreu – coexistência entre os mercados liberalizado e regulado – e aos objectivos traçados, o Estado assume não só o papel de legislador, mas também o de regulador e de supervisor, através de várias instituições articuladas, destacando-se as seguintes:

- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) – Regula os sectores da electricidade e do gás natural. No âmbito da electricidade, a ERSE regula as actividades de transporte, de distribuição, de comercialização de último recurso, a operação logística de mudança de comercializador, e de gestão de mercados organizados sujeitos a regulação.
- Direcção Geral de Energia e Geologia – Antiga Direcção Geral de Energia. No âmbito das FER, tem como principais competências a concessão de licenças para a actividade da produção de FER-E e a fixação administrativa das tarifas *feed-in* para a produção em regime especial. Esta entidade tem também a função de monitorizar a segurança do abastecimento energético.
- Autoridade da Concorrência (AdC) – Entidade de supervisão que monitoriza e controla o cumprimento das regras da concorrência pelos agentes económicos.

As funções levadas a cabo por estas entidades não colidem entre si nem com as competências da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) e restantes instituições administrativas no domínio específico das suas atribuições.

2.7. Estatísticas gerais

O perfil de produção de electricidade em Portugal tem-se alterado nos últimos anos, fruto das preocupações com a segurança do abastecimento energético e com a

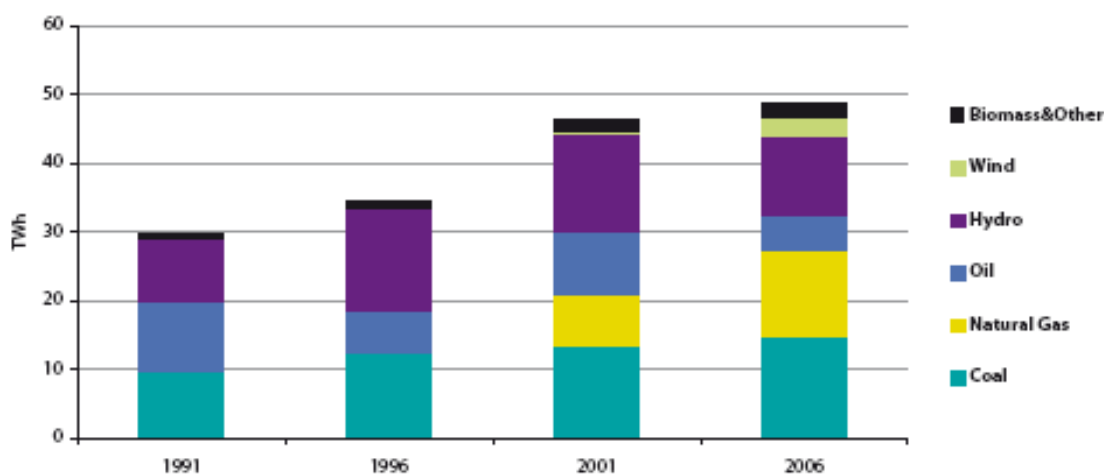
³ Representa o consumo que os clientes do mercado liberalizado efectuariam caso permanecessem com o mesmo fornecedor por um período de 12 meses (ERSE, 2009).

sustentabilidade ambiental. De entre as alterações registadas salienta-se a utilização crescente do gás natural e o aumento da electricidade produzida em regime especial.

A produção de electricidade em Portugal registou uma evolução positiva desde 1990 até 2006. O aumento de importância do sector dos serviços e a integração cada vez mais acentuada na economia da UE contribuíram para o aumento da procura de electricidade que se tem vindo a verificar nos últimos 15 a 20 anos. Em virtude deste facto, a capacidade instalada em Portugal quase duplicou entre 1991 e 2006 (Eurostat, 2009).

De acordo com dados fornecidos pelo Eurostat, entre 1991 e 2006, a electricidade foi gerada, essencialmente, a partir da energia hidráulica, do petróleo e do carvão (figura I.6). Desde 1997, altura em que foi introduzido em Portugal como fonte primária de energia, que o gás natural passou também a ser utilizado na produção de electricidade, actuando principalmente como substituto do petróleo. A produção a partir do carvão aumentou próximo dos 53% no período de 1991 a 2006, mas representa hoje uma fracção inferior à que representava em 1991. Na mesma figura observa-se que a partir de 2001, a utilização da energia eólica para produzir electricidade cresceu acentuadamente.

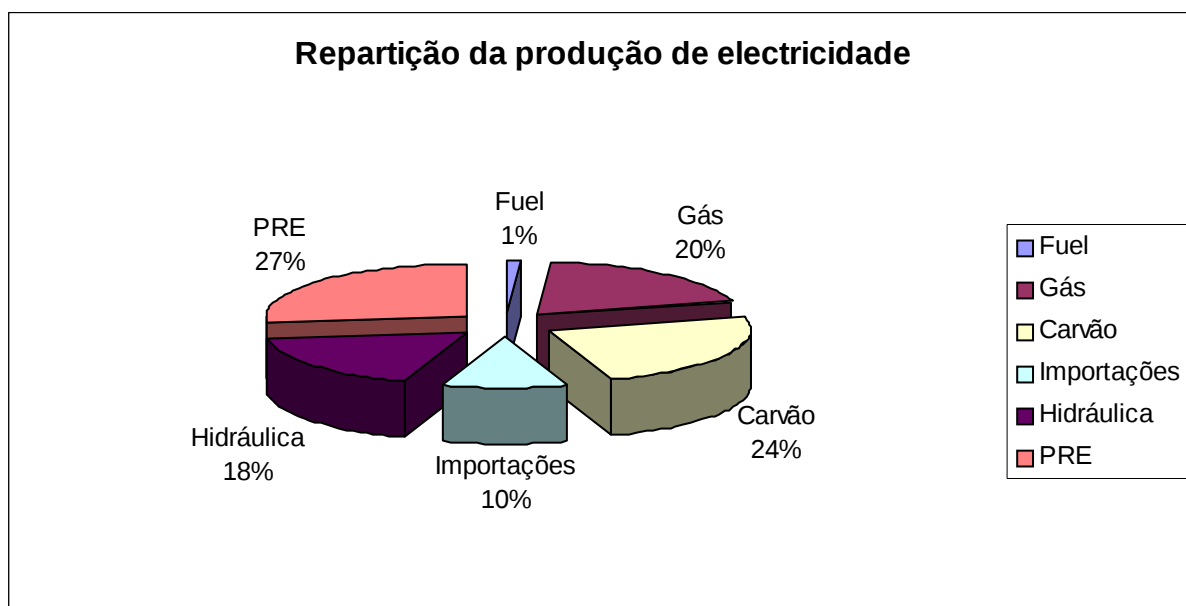
Figura I.6: Produção de electricidade em Portugal por fonte de energia primária.



Fonte: Eurostat (2009)

Analisando o gráfico da figura I.7, verifica-se que, de Janeiro a Maio de 2009, 45% da produção de electricidade proveio de combustíveis fósseis – fuel, gás natural e carvão, e 27% da electricidade foi produzida em regime especial. No mesmo gráfico observa-se que 10% do consumo foi fornecido por importações (REN, 2009).

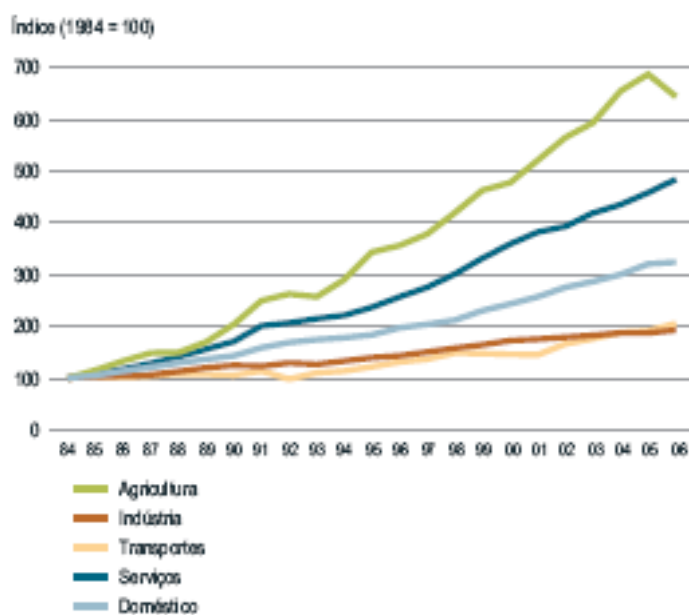
Figura I.7: Repartição da produção de electricidade para o período de Janeiro a Maio de 2009.



Fonte: Adaptação própria com dados da REN (2009).

Relativamente ao consumo de energia eléctrica, entre 1984 e 2004, este aumentou cerca de 4,9% ao ano. Se se confrontar o consumo sectorial de electricidade com o valor da média, observa-se que os sectores domésticos (5,6%), dos serviços (7,4%), e da agricultura (9,8%) estão acima da média, enquanto que os sectores dos transportes (3,2%) e da indústria (3,1%) se encontram abaixo do valor médio (figura I.8) (APA, 2008).

Figura I.8: Evolução do consumo de electricidade por sector (1984 = 100).



Fonte: APA (2008)

Conclusão

Num passado recente, o SEN sofreu alterações profundas, transitando de uma estrutura verticalmente integrada para uma organização que se pretende que seja cada vez mais liberalizada. A liberalização do sector da electricidade não significa que este seja totalmente desregulado; Portugal é disso bom exemplo através da coexistência harmoniosa das actividades reguladas e não-reguladas. As funções de regulação e de supervisão são asseguradas por diversas entidades independentes que se coordenam entre si para garantir a criação de condições que promovam o ambiente próximo do concorrencial, e para proteger os interesses dos consumidores.

O actual contexto legal que vigora em Portugal visa, simultaneamente, a garantia e segurança do abastecimento no âmbito do mercado liberalizado, por um lado, e a promoção de uma política energética que tem subjacente uma maior eficiência e protecção ambiental recorrendo às FER, por outro, daí resultando o aumento significativo de FER-E nos últimos anos. Ainda assim, a análise do perfil da produção e do consumo de electricidade permite constatar que Portugal continua muito dependente dos combustíveis fósseis para produzir electricidade, o que pode comprometer os objectivos traçados em matéria de segurança do fornecimento e de sustentabilidade ambiental.

Neste contexto, o Estado deve acentuar a sua actuação no sentido de fomentar o aumento da produção de electricidade a partir de fontes de energia primária endógenas.

PARTE II: Regulação do sector da electricidade

1. Introdução

O conceito de regulação pode ser definido como “*uma limitação imposta pelo Estado ao comportamento dos indivíduos ou organizações, e que é sustentada pela ameaça de sanções*”⁴ (Viscusi, Vernon & Harrington, 2005, p. 357). Ou seja, o Estado tem a capacidade de restringir as decisões das empresas relativamente a preços ou a quantidades produzidas, e de impor barreiras à entrada e à saída do mercado através do seu poder de coerção. Assim, num ambiente de regulação, a eficiência produtiva e de afectação dos recursos é pré-determinada por dois vectores – as forças de mercado e os processos administrativos (Viscusi et al., 2005).

Ao recorrer à limitação do preço, o Estado pode impor à empresa o preço específico que esta deve cobrar pelo produto ou serviço, ou, alternativamente, estabelecer um intervalo dentro do qual a empresa estipule o preço que pretende cobrar. No caso de existirem empresas que não estejam sujeitas a regulação, a operar na mesma indústria da empresa regulada, o Estado, numa tentativa de impedir estratégias de preços predatórios, pode fixar o preço mínimo a ser aplicado. Na prática, a opção mais frequente não é a fixação de um preço único, mas antes de uma estrutura de preços, o que acarreta uma complexidade adicional na implementação do processo de regulação económica. Em última instância, a regulação dos preços pode ser encarada como uma restrição ao lucro da empresa (Viscusi et al., 2005).

O Estado pode optar por regular uma empresa condicionando a quantidade de produto ou de serviço a ser vendido. Esta variável pode ser utilizada individualmente ou conjugada com o controlo do preço. Analogamente ao que acontece com as restrições ao nível dos preços, o Estado ao fixar quantidades está a estipular a quantidade máxima ou mínima de um produto ou serviço que uma indústria tem de produzir ou de prestar. Por exemplo, no caso concreto da energia eléctrica, o requisito é fornecer toda a procura a preços regulados.

Alternativamente, o Estado pode decidir exercer a regulação controlando o número de empresas a operar numa indústria. Neste caso, controla a entrada e a saída de empresas numa determinada indústria, criando barreiras para o efeito. A par do preço, as barreiras à entrada e à saída do mercado são consideradas críticas para a eficiência de uma indústria. Por

⁴ Stone, A. (1982), *Regulation and Its Alternatives*. Congressional Quarterly Press: Washington D.C.; in Viscusi, W., Vernon, J., & Harrington, J. (2005). *Economics of regulation and antitrust* (4th ed.). Cambridge: MIT Press. P. 357.

exemplo, a utilidade da criação de barreiras à saída passa por permitir que as empresas reguladas forneçam obrigatoriamente mercados não lucrativos (Viscusi et al., 2005). No caso concreto do sector da electricidade, é possível que, do ponto de vista meramente economicista, não faça sentido estender as redes de transmissão e de distribuição de electricidade a regiões com uma reduzida actividade económica.

Para além das três variáveis aqui mencionadas existem outras que podem ser utilizadas como ferramentas de regulação, como a qualidade de *output* produzido ou do serviço prestado, as restrições publicitárias (e.g. campanhas publicitárias a marcas de tabaco ou álcool), ou as restrições aos investimentos das empresas (e.g. imposições quanto à tecnologia a utilizar no processo produtivo). A regulação através destas variáveis não é tão expressiva, sobretudo devido à complexidade que envolve a quantificação e monitorização da qualidade e dos elevados custos envolvidos (Viscusi et al., 2005).

Perante as várias possibilidades existentes para aplicar a regulação económica, é importante saber quando é que esta é efectivamente necessária o que, invariavelmente, significa mencionar o conceito de monopólio natural, o qual é frequentemente considerado a base da teoria da regulação.

Uma indústria é considerada um monopólio natural quando a produção de um bem ou serviço por uma única empresa minimiza os custos de sociais (Viscusi et al., 2005). Esta estrutura de mercado é mais comum em indústrias de *commodities* como a produção e distribuição de gás natural, de electricidade ou das telecomunicações⁵. Tais sectores, por envolverem elevados custos fixos e, ao mesmo tempo, custos marginais reduzidos, incorrem em prejuízos se igualarem o preço ao custo marginal. Os custos fixos decorrentes da tecnologia utilizada, de que a rede de distribuição de electricidade é exemplo, constituem uma barreira tecnológica à entrada de novas empresas no mercado (Mateus & Mateus, 2002).

A presença de um monopólio natural resulta num choque entre a eficiência produtiva e a eficiência da afectação de recursos. Para que haja eficiência produtiva é necessário que apenas uma empresa produza um determinado bem para que o custo seja minimizado. Não obstante, a eficiência na afectação de recursos requer a existência de várias empresas para que a igualdade entre o preço do bem e o seu custo marginal se verifique, sendo que, neste caso, o monopólio natural constitui uma falha de mercado (Mateus & Mateus, 2002).

⁵ De referir que nestes casos, como são bens considerados essenciais, a política de fixação de preços entra em linha de conta com questões de equidade.

A intervenção do Estado enquanto entidade reguladora, cujo objectivo é corrigir as falhas de mercado associadas ao monopólio natural, emergiu naturalmente ao longo do século XIX para os sectores do gás, da água, e mais tarde da electricidade, uma vez que estas empresas se incluem nas indústrias de rede, por necessitarem de redes fixas para fornecerem os seus serviços. O facto de as indústrias de rede serem consideradas monopólios naturais que se opõem a uma concorrência eficiente e que lhes confere a potencialidade de exercerem poder de mercado justificou a regulação por parte de Estado (Newbery, 1998).

O dilema associado ao monopólio natural reside em determinar a forma como a sociedade pode beneficiar do menor custo de produção, alcançado quando existe apenas uma empresa, sem estar sujeita ao preço de monopólio. A estratégia da empresa monopolista pode passar por ganhar todo o mercado aumentando a produção e reduzindo os custos para posteriormente adoptar o preço de monopólio. A adopção de preços de monopólio pode funcionar como um incentivo para que outras empresas entrem na indústria, e, neste caso, vão existir recursos desperdiçados (Viscusi et al., 2005).

As entidades reguladoras têm acompanhado os desenvolvimentos da teoria da regulação económica, de forma a adequá-los à realidade. Assim, apesar dos modelos ideais de fixação de preços, os reguladores preocuparam-se, numa primeira fase, em estabelecer preços que permitissem a cobertura dos custos totais, não dando primazia à eficiência económica. Actualmente, a preocupação é alcançar a eficiência económica por parte dos agentes reguladores. Desenvolveram-se soluções baseadas nos custos marginais e na diferenciação entre grupos de consumidores e no seio de cada grupo. Um exemplo claro desta nova tendência é o mercado de electricidade – tem vários grupos de consumidores (residenciais vs industriais), podendo membros do mesmo grupo optar por produtos distintos (electricidade em horas cheias ou horas de vazio) (Mateus & Mateus, 2002).

Compreender a temática da teoria da regulação requer a consciência dos seus benefícios e dos seus custos. O benefício envolve a redução das perdas de eficiência que resultariam de um monopólio não regulado. Os custos, ainda que menos óbvios, estão relacionados com os custos directos das agências reguladoras e com os efeitos colaterais não intencionados (e.g. custos de regulação para que as empresas reguladas sejam mais eficientes) (Viscusi et al., 2005).

1.1. Liberalização versus Regulação

Desde o início dos anos 80 que o sector da electricidade tem sido submetido a diversas transformações. De uma maneira geral, as medidas que levaram a alterações do sector podem ser agrupadas em dois pólos principais. O primeiro prende-se com a desintegração gradual dos monopólios públicos e com um novo enquadramento legal que viabilizaram a regulação dos monopólios naturais – redes de transporte e de distribuição – e que levaram à supressão de estruturas monopolistas em actividades da cadeia de valor que, pelo desenvolvimento tecnológico ou por motivos relacionados com o funcionamento dos mercados, não o justificavam. O segundo diz respeito à criação de entidades reguladoras independentes, à privatização de empresas até então detidas pelo Estado e à aplicação de novos mecanismos de mercado que potenciam o acréscimo concorrencial nas actividades competitivas da cadeia de valor do sector da electricidade, concretamente a produção e comercialização (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSE], 2008).

Ainda que seja evidente a transição de um modelo verticalmente integrado para um modelo de mercado liberalizado, as mudanças encetadas neste sentido acontecem sempre num ambiente alargado de regulação. É da competência de cada país a decisão dos níveis de liberalização e de regulação que pretende incutir ao sector da electricidade, tendo em conta os constrangimentos que enfrenta. Depreende-se, então, que o processo de liberalização dos mercados de electricidade deve ser acompanhado de um desenvolvimento paralelo da regulação.

1.1.1. Liberalização

Numa primeira fase o Estado congregava em si os papéis de accionista, produtor e auto-regulador do sector eléctrico. A postura intervencionista do Estado traduziu-se numa acentuada integração vertical das actividades que compõem a cadeia de valor deste sector. Economicamente, a opção pela integração vertical tinha subjacentes diversas razões que originavam economias verticais significativas. Primeiro, as redes de transmissão e de distribuição são as infraestruturas essenciais para o funcionamento na indústria de electricidade. Quanto mais apertado o controlo, maiores as probabilidades de se garantir a fiabilidade do sistema. Segundo, a duplicação das redes de transmissão e de distribuição é ineficiente, salvo se tiver o intuito de garantir a segurança do sistema. Terceiro, a produção de electricidade, por requerer instalações de dimensões consideráveis com investimentos iniciais

elevados é rotulada de monopólio natural. Quarto, a integração vertical apresenta vantagens de substituição, podendo ser utilizada a mesma tecnologia, os mesmos sistemas de informação, e as mesmas habilitações de um tipo de produção para outros tipos de produção, decorrendo daí uma diminuição dos custos transacção (Chao et al., 2005).

Estes argumentos levaram à integração entre actividades com características de monopólios naturais (transmissão e distribuição) e outras que podiam actuar em livre concorrência (produção e comercialização).

Actualmente, ainda existem correntes que consideram a estrutura verticalmente integrada das actividades que constituem o sector da electricidade a melhor solução. Os defensores desta estrutura invocam a necessidade de proteger o interesse público para firmar a sua posição. Como o sector da energia é reconhecido como sendo crucial para o desenvolvimento económico, a integração vertical através da redução do risco ao longo das actividades da cadeia de valor afigura-se como a única maneira de garantir o serviço universal e a eficiência do fornecimento ao mínimo custo. A título de exemplo refira-se que a detenção das actividades de produção e de transmissão por parte da mesma empresa limita a volatilidade de preços nos mercados grossistas. Chao et al., (2005) sugerem que os preços da electricidade seriam muito mais susceptíveis à volatilidade na ausência de regulação, o que seria politicamente inaceitável. Esta ideia persiste até hoje para a actividade de retalho, mesmo em mercados liberalizados.

Numa segunda fase, observa-se uma inflexão da actuação do Estado face aos mercados de energia através do surgimento da conceptualização de uma nova estrutura, mais descentralizada e com maior incidência para o funcionamento e eficiência dos mercados concorrenciais. A mudança de abordagem com que se passou a encarar o sector da electricidade, e que constituiu a génese da sua reestruturação profunda, foi sustentada por alguns factos com impacto na realidade do sector, nomeadamente os seguintes (ERSE, 2008):

- Em países desenvolvidos cuja indústria de electricidade era de cariz maioritariamente público, o excesso de capacidade instalada originou dificuldades de rendibilidade.
- Os avanços tecnológicos significativos nas várias actividades da cadeia de valor permitiram uma reorganização de todo o sector, pois foi possível a diminuição das economias de escala na actividade da produção, dos custos de transacção derivados da coordenação das diferentes actividades da cadeia de valor, do tempo de construção de novas unidades de produção e do nível de investimento por unidade de energia, para

além de permitirem a descentralização da actividade de comercialização de electricidade.

- Ao longo da auto-regulação dos monopólios públicos foram evidentes as falhas do Estado. A insustentabilidade de modelos políticos caracterizados por um intervencionismo excessivo tornou óbvia a necessidade de acções económicas com um Estado menos intervencionista e mais regulador, cuja preocupação principal fosse a garantia de uma dinâmica eficiente da economia.

Mas, apesar da necessidade evidente de alterações estruturais, o sector da electricidade permanece uma indústria de rede com características intrinsecamente de monopólio natural, o que, para muitos, pode funcionar como um impedimento à liberalização do mesmo. Talvez por isso Chao et al. (2005) sejam da opinião que a reestruturação da indústria da electricidade em direcção à liberalização, deva ser gradual, e tenha em atenção as especificidades locais, desenvolvendo-se um quadro de meio-termo que se situe entre a integração vertical e a liberalização total.

Não obstante os inúmeros argumentos favoráveis à integração vertical, na realidade os benefícios da liberalização sobrepõem-se, sobretudo ao nível da produção que corresponde a 65% do valor acrescentado do conjunto das actividades do sector da electricidade (Pollitt, 2007). As vantagens da concorrência na produção de electricidade são as mesmas que existem na generalidade das actividades. A concorrência leva a ganhos de eficiência que podem ser de dois tipos: (1) a redução de custos provenientes de uma maior eficiência operacional dos recursos existentes, e (2) a redução de custos resultantes da adopção de tecnologias de produção mais baratas. As práticas concorrenciais na actividade de produção revelaram o preço das diferentes tecnologias, no qual as empresas se baseavam para fazer as suas escolhas, de acordo como os princípios de mercado (Pollitt, 2007).

Como não existem soluções perfeitas, também a desintegração vertical acarreta, invariavelmente, custos, mas o importante é que estes são necessários para que se consiga atingir os benefícios – que superam os custos – decorrentes da liberalização nas actividades da cadeia de valor incluídas no sector da electricidade.

1.1.2. Regulação

A regulação tem vindo a desenvolver-se desde o início das reformas nos mercados de electricidade. A teoria da regulação contou com os contributos fundamentais de Averch-Johnson (1962), de Stigler (1971) com a teoria de captura, e de Peltzman (1976) com as distorções de preços regulados apontados, até à regulação por incentivos. Estes contributos traduziram-se em resultados positivos que permitem à teoria da regulação responder aos desafios de economias de mercado (Pollitt, 2007).

Para Green, Lorenzoni, e Pollitt (2005) é consensual que uma regulação independente auxilia na criação de condições para a livre concorrência nas actividades de produção e fornecimento, enquanto, simultaneamente, uma regulação por incentivos aplicada às tarifas de transmissão e de distribuição se apresenta como a melhor forma de regulação económica das actividades que compõem a cadeia de valor da indústria de electricidade. Os autores sugerem, por isso, a existência de uma correlação positiva entre o nível de concorrência dos mercados e a qualidade da regulação.

Os benefícios de um enquadramento regulatório de sucesso incluem os custos de serviço de rede reduzidos, o aumento da qualidade de serviço, o aumento do investimento na expansão da rede para suportar as alterações que se vão verificando na procura e na oferta dos serviços de rede e o desenvolvimento de plataformas de rede eficientes que apoiem mercados grossistas e retalhistas robustos (Joskow, 2008).

Enquanto que a regulação das redes é evidente nos mercados liberalizados, para a produção e o retalho isso não acontece mas a verdade é que estes necessitam de monitorização da sua operacionalização. A monitorização requer uma supervisão permanente e uma capacidade de acção para corrigir regras de mercado que se revelem um impedimento à maximização do bem-estar social. A necessidade de regulação é sobretudo visível no início de um novo modelo de mercado devido à complexidade e às oportunidades de jogos existentes nos mercados de electricidade. À medida que o tempo passa a monitorização torna-se menos necessária, acompanhando o aumento da capacidade que os operadores de mercado vão adquirindo e desenvolvendo a capacidade de se auto-regularem (Pollitt, 2007).

Muito embora ainda seja prematuro tirar conclusões sobre as reformas do sector de electricidade um pouco por todo o mundo, há alguns factos comuns passíveis de observação (Pollitt, 2007):

- A separação da transmissão e da distribuição de electricidade das restantes actividades da cadeia de valor é crucial para o sucesso da reforma dos mercados de electricidade.
- É fundamental que se consiga uma estrutura ideal do mercado de produção de electricidade.
- A existência da regulação por incentivos baseados na regulação por preços máximos das redes de transmissão e de distribuição pode transmitir sinais de incentivos para a redução de custos e para novos investimentos.
- A regulação pode atenuar falhas de mercado da indústria de electricidade como as que estão associadas com a qualidade do fornecimento. A desvantagem dos incentivos de regulação para atingir objectivos não quantificáveis é o facto de poderem interagir com outros objectivos e criar efeitos perversos.

Conclusão

Tal como refere Pollitt (2007), a construção de novos mercados de electricidade é um processo inacabado a ser revisto sempre que sujam novos avanços nesta matéria, devendo contar com a participação das entidades reguladoras. Neste novo contexto de crescente liberalização, deve enfatizar-se a complementaridade entre a liberalização e a regulação por oposição à substituíbilidade. O facto de se assistir a um padrão global de redução da regulação nas actividades grossistas e retalhistas de electricidade não é impeditivo dessa complementaridade. Até porque, se, por um lado, o recurso à regulação pode funcionar como garante do sucesso dos mercados grossistas e retalhistas concorrenciais, por outro, um monopólio integrado verticalmente e detido pelo Estado pode requer um menor nível de regulação, não sendo, no entanto, consistente com um mercado liberalizado.

As funções complementares entre os processos de regulação e de liberalização requerem a institucionalização de reguladores independentes, devido à necessidade de preservar a estabilidade e de diminuir os riscos regulatórios e de suavizar a intervenção do Estado, de forma a permitir o aproveitamento do potencial do mercado enquanto mecanismo de afectação de recursos (ERSE, 2008).

As decisões regulatórias revestem-se de particular importância ao nível do plano energético. As acções encetadas pelas entidades reguladoras devem ser providas de credibilidade e coerência inter temporal, pois as infraestruturas necessárias ao funcionamento

da indústria energética requerem investimentos elevados de natureza de *sunk costs* e com uma vida útil muito longa (ERSE, 2008).

Assim, a estabilidade regulatória é condição fundamental para que haja investimento privado no sector energético. Há que saber gerir as expectativas remuneratórias dos agentes – que devem ser adequadas. É certo que um contexto de instabilidade e incerteza regulatória não inibe totalmente o investimento privado; contudo, tem reflexos no aumento do custo do capital e dos custos de financiamento, que, por sua vez, têm impacto no aumento do nível das tarifas de electricidade (ERSE, 2008). A chave para o sucesso reside em conseguir equilibrar a coexistência de ambas as realidades.

2. Instrumentos de regulação aplicados ao sector da electricidade

A privatização dos monopólios naturais, incluindo as actividades do sector da electricidade, é uma tendência relativamente recente e que está em permanente evolução. Neste contexto, embora seja prematuro identificar as melhores práticas de regulação, é possível rever que metodologias de regulação têm sido utilizadas no sector eléctrico até agora.

No século XIX, quando se começou a utilizar a energia eléctrica nos Estados Unidos da América, o método comum de regulação era a atribuição de um *franchising*, por parte de uma cidade, a uma empresa que ficava responsável por todas as actividades da cadeia de valor. A concessão fazia-se em regime de exclusividade e a contrapartida exigida à empresa era que esta providenciasse aos consumidores uma certa qualidade de serviço a um preço especificado.

Este modelo de regulação deixou de ser eficaz devido às razões que, de seguida, se enunciam: (1) os avanços tecnológicos e o crescimento das regiões que cada empresa tinha de abastecer, sendo que algumas passaram a ser responsáveis por um estado inteiro; (2) passou a ser mais eficiente haver peritos de regulação ao nível estadual do que em cada comunidade; (3) os *franchisings* acordados não eram suficientemente flexíveis para responder às constantes mudanças das condições económicas. Estas razões levaram à instituição de uma comissão de regulação ao nível estadual, a primeira das quais entrou em funcionamento em 1907, em Nova Iorque, Wisconsin e Georgia.

Ao longo deste capítulo serão descritas em maior detalhe as práticas de regulação que têm vindo a ser aplicadas ao longo do tempo. A taxa de retorno garantida é a metodologia tradicionalmente utilizada na regulação dos monopólios naturais, incluindo no sector da electricidade. O facto de esta metodologia não criar incentivos para que as empresas reguladas sejam mais eficientes levou ao surgimento de novas práticas regulatórias, designadas de regulação por incentivos.

Para além destas metodologias, existem outras que atendem aos diferentes aspectos relacionados com a estrutura de preços, como a metodologia de *peak load pricing*.

Torna-se importante compreender as metodologias de regulação que têm vindo a ser aplicadas ao sector da electricidade pelo auxílio que podem fornecer às economias que pretendem transitar de uma estrutura integrada verticalmente (normalmente detida pelo Estado) para uma estrutura concorrencial, a qual tem obrigatoriamente de desenvolver e

aplicar práticas de regulação que incentivem a participação do sector privado e que protejam, em simultâneo, os interesses públicos.

2.1. Taxa de retorno garantida

Durante muito tempo, os monopólios nos EUA estavam sujeitos a uma regulação de recuperação do custo do serviço – comumente designada de taxa de retorno garantida. Neste tipo de regulação há um ajuste dos preços da empresa de forma a igualar os custos em que incorre para providenciar o bem ou serviço aos consumidores, evitando-se as perdas de bem-estar que existiriam caso a empresa fixasse os preços de monopólio, muito embora permita preços suficientemente elevados para induzir a empresa a fornecer os consumidores (Shleifer, 1985). Com esta prática regulatória, apesar dos preços regulados serem inferiores aos do monopólio, pretende-se assegurar a cobertura dos custos da empresa e garantir que esta tenha a rentabilidade adequada ao investimento que realizou.

A regulação por taxa de retorno garantida consiste no desenvolvimento de uma relação contratual de longo termo, que oferece às empresas uma taxa de retorno justa em contrapartida pela capacidade de renegociar os termos de contrato sem ser excessivamente dispendioso.

O funcionamento da taxa de retorno garantida passa pela solicitação, por parte da empresa regulada, de uma tarifa, quando pretende rever os seus preços. Para um período de teste – normalmente os últimos 12 meses para os quais existem dados completos – a empresa calcula os custos operacionais, o capital utilizado e o custo do capital. A entidade reguladora audita os resultados obtidos pelos cálculos da empresa, e determina uma taxa de retorno garantida justa de acordo com o capital utilizado. A estes dados acrescem mais algumas pressuposições sobre o padrão da procura que são utilizadas para calcular o requisito total da receita, o que determina efectivamente o nível da tarifa. Esta deverá ter uma estrutura de modo que não permita injustiças ou discriminações. A tarifa aprovada mantém-se até a empresa regulada solicitar novamente a sua alteração, argumentando que a taxa de retorno garantida actual passou a ser inadequada (Beesley & Litlechild, 1989).

O cálculo da fórmula da taxa de retorno garantida obtém-se pela seguinte expressão:

$$R = B \times r + Co + d + T$$

Sendo:

R – Remuneração garantida

B – Capital investido para a satisfação do fornecimento do serviço

r – Custo do capital investido

Co – Custos de exploração líquidos de amortização resultantes do fornecimento do serviço regulado

d – Despesas com a amortização do capital investido

T – Impostos não reembolsados decorrentes da actividade regulada da empresa

Apesar das críticas à regulação da taxa de retorno garantida, é inegável que esta acarreta benefícios ao coagir as empresas a produzirem mais do que produziriam em regime de monopólio não regulado. A questão está em estabelecer uma comparação entre os ganhos para os consumidores que advêm da regulação e o aumento de custos associados a uma produção ineficiente induzida pela taxa de retorno garantida (Courville, 1974).

Stigler e Friedland (1962) são um exemplo para quem o balanço da regulação é negativo. Pelos estudos que elaboraram sobre os efeitos da regulação nos preços da electricidade, concluíram que o impacto na redução de preços não foi significativo. Estes resultados evidenciaram a incapacidade de intervenção das entidades reguladoras em inibir um comportamento monopolista, inclusive no caso de um monopólio natural. A previsão teórica de que a regulação económica força o monopolista a adoptar preços que estejam em linha com o custo médio do *output* não se comprovou, o que colocou em causa a sua veracidade.

Do ponto de vista de Stigler e Friedland (1962), a regulação das empresas de electricidade, encaradas como monopólios naturais, apenas providenciou lucros para as empresas reguladas, em detrimento dos interesses dos consumidores. O que significa que a ineficácia da regulação dos mercados de electricidade se deve a duas ordens de razões. A primeira prende-se com o facto de as empresas de electricidade enfrentarem a competição de outras fontes de energia, para as quais os consumidores domésticos e industriais podem mudar, ou seja, não existe verdadeiramente um poder de monopólio por parte das empresas de electricidade. A segunda razão pela qual se justifica a inexistência de regulação nas empresas de electricidade, diz respeito à incapacidade da entidade reguladora forçar a empresa regulada a operar de acordo com uma combinação específica de *output*, preço e custo. Não existe um

preço de mercado que represente o objectivo anunciado de lucros competitivos. Assumindo que o regulador estabelece um preço igual ao custo médio de produção de uma quantidade moderadamente excessiva de *output*, como os custos raramente são únicos, é difícil para o regulador distinguir os custos. A regulação de preços é provida de sentido apenas em contextos em que, na sua ausência, um monopólio tem garantidamente poder, o que não é o caso das empresas de electricidade.

Harvey Averch e L. L. Jonhson (1962) também teceram críticas negativas à regulação pela taxa de retorno garantida. Os autores realizaram uma análise fundamental e concluíram que a regulação tem os seguintes efeitos: Primeiro; para uma taxa de retorno permitida pela entidade reguladora superior ao custo do capital, mas inferior à taxa de retorno que a empresa teria na ausência de regulação em que tem liberdade de maximização de lucros, a empresa tendencialmente, substitui o factor capital por outro qualquer factor de produção e opera a um nível de *output* em que o custo não é minimizado. Por outras palavras, a empresa regulada não iguala as taxas marginais do factor de substituição ao rácio do factor dos custos, acarretando ineficiências na sua operação, porquanto não haverá minimização do custo social para a quantidade de *output* escolhido. O segundo efeito da regulação é o incentivo que a empresa tem de expansão para outros mercados regulados, mesmo que tal signifique incorrer em perdas a longo prazo. Consequentemente, poderá impulsionar outras empresas a sair desses mercados, ou desincentivar a entrada de novas empresas, mesmo que estas produzam o mesmo *output* a menores custos. Este efeito ocorre caso o critério da entidade reguladora para determinar a taxa de retorno permitida se baseie no valor total das instalações e de equipamentos para todos os mercados em que a empresa possa vir a actuar, em vez de optar por uma taxa de retorno única por mercado. Nesta situação, a empresa pode ter o incentivo – que não existiria na ausência de regulação – de entrar nesses mercados, mesmo que os custos envolvidos excedam as receitas. Será, então, que a expansão para outros mercados pode habilitar a empresa a aumentar a sua taxa base para satisfazer a restrição a que está sujeita e permitir um ganho superior ao que iria auferir na ausência de mercados secundários, usufruindo de subsidiação cruzada⁶.

Inspirados nos estudos de Averch e Jonhson (1962), Baumol e Klevorick (1970) também argumentaram que a imposição de um constrangimento artificial num processo de decisão, que de outra forma seria óptimo, não levará a melhorias nos resultados e, na

⁶ Para uma descrição mais detalhada sobre o efeito de Averch-Jonhson, ver Averch, H., & Jonhson, L. (1962).

generalidade, acarreta desvantagens. No seu artigo, Baumol e Klevorick (1970) sublinharam que, na prática, o constrangimento provocado pela taxa de retorno garantida não é continuamente executada. O regulador reavalia os preços da empresa e os seus lucros de tempos a tempos e decresce-os, se necessário, para que a empresa tenha uma taxa de retorno considerada justa. Este processo cria um *lag* regulatório que pode ser aproveitado pela empresa regulada. Esta pode, assim, ver os seus lucros aumentados acima do valor considerado apropriado pelo regulador, por períodos de tempo.

Apesar das correntes contra e a favor, é inegável, que a regulação pelo custo do serviço – taxa de retorno garantida – não soluciona o problema da redução eficiente de custos pela empresa regulada, a qual não tem incentivos para minimizar os minimizar. Para além disso, o regulador, não raramente, desconhece qual deveria ser o nível de custos apropriado, pelo que dificilmente poderá aferir se uma empresa é ou não ineficiente. Para assegurar um controlo de custos, evitar desperdícios e promover a inovação de forma a minimizar custos, a teoria da regulação evoluiu no sentido de encontrar alternativas à taxa de retorno garantida.

2.2. Regulação por incentivos

Desde o início da década de 60 que a regulação através da taxa de retorno garantido tem vindo a sofrer várias críticas, principalmente devido ao efeito de Averch-Jonhson (1962) e ao trabalho empírico de Stigler e Friedland (1962): o método de regulação da taxa de retorno garantida, por si só, não estimula a empresa a ser mais eficiente; o *lag* regulatório não é intencional mas sim um efeito secundário que pode resultar num incentivo à eficiência de custos. A crítica à regulação até então tradicional, levou os economistas a recomendarem uma de duas opções: (1) desregulação, ou (2) melhorias na regulação (Vogelsang, 2002).

Este facto levou à criação de uma regulação de preços cujo objectivo é a criação deliberada de estímulos para que a empresa regulada reduza os seus custos, adopte preços eficientes ou aumente a qualidade (Viscusi et al., 2005).

A regulação de preços surge como alternativa no Reino Unido, com a ambição de criar um sistema de regulação eficiente que permitisse às empresas públicas serem transferidas para entidades privadas. A grande diferença entre a taxa de retorno garantida e a regulação do preço é que a primeira baseia-se nos custos actuais, enquanto a segunda baseia-se na eficiência de custos projectada, ou seja, custos que a empresa vai alcançar se for eficiente (Newbery, 1998).

O primeiro objectivo da regulação em prol do interesse público é estimular a empresa regulada a produzir *output* de uma forma eficiente quer em termos de custos, quer em termos de qualidade, fixando preços eficientes para os serviços associados, sendo que a concretização deste objectivo deve sempre ser compatível com o constrangimento que o regulador impõe à empresa regulada, que deve contemplar a cobertura dos custos de disponibilização do serviço enquanto controla a empresa para que esta não exerça poder de mercado ao cobrar preços de monopólio aos consumidores (Joskow, 2008).

As primeiras teorias sobre regulação partiram do princípio que o regulador tem informação perfeita acerca dos custos da empresa e do padrão da procura, podendo, por isso, forçar a minimização dos custos da empresa regulada de uma forma eficiente (Joskow, 2008). Contudo, num contexto real, as entidades reguladoras situam-se no meio-termo, pois nem estão completamente informadas, nem desconhecem por completo os custos relevantes, a qualidade e o padrão da procura da empresa regulada. Os reguladores possuem informação imperfeita sobre estas empresas e sobre os atributos do mercado em que está inserida. Já a empresa regulada está numa posição de mais informação não só acerca dos seus custos, mas também sobre o comportamento do mercado. A empresa regulada pode utilizar estrategicamente esta assimetria de informação, da qual beneficia para explorar o processo regulatório de forma a aumentar os seus lucros, ou a alcançar outras metas importantes para a empresa, sempre com desvantagens para os consumidores (Lafond and Tirole, 1993, Cap.1, citado por Joskow, 2008).

Esta situação acaba por, potencialmente, criar um risco moral, isto é, o esforço reduzido por parte da equipa de gestão para reduzir os custos excessivos, ou a selecção adversa, como sendo a fixação de preços demasiado elevados comparativamente aos custos de produção. O desenvolvimento da regulação de preços culminou na regulação por incentivos.

Por regulação por incentivos entende-se que a entidade reguladora tira partido da vantagem de informação de que a empresa regulada dispõe, dado que, ao definir o incentivo, permite que a empresa regulada adopte decisões sobre os preços a praticar, e a empresa pode colher o aumento de lucros que tiver derivado da redução de custos. O regulador passa a controlar menos o comportamento da empresa, incidindo mais nas recompensas que esta tem (Vogelsang, 2002).

Os tipos de regulação por incentivos mais importantes são os seguintes: (1) preços máximos, (2) escala deslizante, e (3) comparação. De todos eles, a regulação por preços máximos é o mais utilizado.

2.2.1. Regulação por preços máximos

Como alternativa à taxa de retorno garantida surge a regulação por preços máximos, que é utilizada actualmente com algumas variantes ao seu estado puro.

Este mecanismo de regulação foi proposto inicialmente por Littlechild (1983) num relatório sobre a regulação da *British Telecom*, elaborado para o governo inglês. Essencialmente, a regulação por preços máximos consiste num controlo do preço definido, em que, por um determinado período, a empresa regulada tem liberdade para fazer as alterações que pretender nos preços, sendo que a média de preços do conjunto dos seus produtos não pode ser superior ao preço fixado pelo regulador (Beesley & Littlechild, 1989).

O preço máximo pode ser definido como um índice de serviços regulados que é ajustado anualmente por (1) um factor de inflação, que tem em consideração o aumento de preço dos *inputs* e o aumento generalizado dos preços; (2) um factor X, que reflecte os aumentos de eficiência na empresa e (3) um factor Y, que permite passar por factores de custos que não são controlados pela empresa regulada. O índice é revisto periodicamente, (e.g., a cada três a cinco anos) e normalmente resulta em ajustes do factor X ou Y. O uso da regulação por preços máximos permite que a empresa possa fazer algumas reestruturações nos preços, caso o pretenda (Vogelsang, 2002).

Esta metodologia de regulação apresenta três vantagens principais face à taxa de retorno garantida. A primeira vantagem consiste no facto de a regulação por preços máximos ser menos vulnerável ao efeito de Averch-Jonhson. Uma vez que empresa regulada tem o direito de manter os lucros que ganha durante um período de tempo (e também tem de absorver possíveis perdas), o incentivo de produzir eficientemente mantém-se, pois não tem constrangimentos na maximização dos lucros. Espera-se que parte deste aumento de eficiência seja transferida para o consumidor, através no factor X, o que se traduz numa redução de preços face aos praticados com a taxa de retorno garantida, mas sem prejudicar as empresas. A segunda vantagem resulta do facto de a regulação permitir que a empresa tenha mais flexibilidade para ajustar a estrutura de preços do conjunto de bens ou serviços que presta. Finalmente, a regulação por preços máximos é mais simples de operar tanto pela

entidade reguladora como pela empresa regulada, o que constitui a terceira vantagem. Trata-se, pois, de um mecanismo mais transparente e que incide mais em parâmetros que são de maior preocupação para os consumidores (Beesley & Littlechild, 1989).

Mas a regulação por preços máximos tem, também, associados alguns inconvenientes no que respeita ao incentivo e à eficiência. O nível do factor X tem de ser estabelecido na prática e repetidamente ajustado para assegurar uma taxa de retorno razoável. Caso tal não se verifique, podem surgir ineficiências alocativas devido à fixação de preços que não estão em linha com os custos, e aí haverá pressões políticas da parte da empresa e dos consumidores, para que se verifique uma alteração dos preços definidos. Se houver ambiguidade no critério de revisão do factor X, o custo do capital aumenta e/ou ocorre um desincentivo ao investimento. Assim, devem existir orientações concretas sobre a revisão do factor X que incorporem uma resposta explícita da redução dos custos na eventual redução dos preços. Todavia, esta situação irá anular o efeito positivo dos incentivos reclamado pelos defensores da regulação por preços máximos: especificamente, as empresas confrontadas com este cenário podem acreditar que as vantagens a curto prazo decorrentes de um aumento de eficiência e redução de custos serão mais do que compensadas por um factor X mais resistente, optando por diminuir os preços no período seguinte. Sob este ponto de vista, este tipo de regulação é meramente uma forma especial de controlo da taxa de retorno garantida, não incorporando nenhuma melhoria de eficiência económica (Beesley & Littlechild, 1989).

Também é questionado se a regulação por preços máximos, tal como foi inicialmente concebida, envolve tanta flexibilidade e transparência quanto os seus defensores argumentam. Tem sido sugerido que uma maior flexibilidade na fixação de preços acaba por ser uma desvantagem, pois permite a subsidiação cruzada que é ineficiente do ponto de vista alocativo.

Para que a regulação por preços máximos consiga alcançar os objectivos a que se propõe – ganhos de eficiência – torna-se crucial a sua implementação adequada. Se a entidade regulatória reduzir o valor do preço máximo sempre que os lucros da empresa regulada sobem, então este tipo de regulação funciona como a taxa de retorno garantida. Neste contexto, a empresa não identifica qualquer incentivo para reduzir os seus custos, pois, caso contrário, o regulador, face aos ganhos expectáveis de eficiência, diminui o limite do preço. A tendência das empresas reguladas é a redução de custos numa fase inicial. Contudo, nos momentos que antecedem a revisão dos valores dos preços máximos, cessa essa redução. Esta

atitude visa transmitir a menor informação possível acerca dos ganhos potenciais de eficiência. Este fenómeno designa-se de efeito de Ratchet (Marques, 2003).

É possível identificar alguns aspectos em comum entre a regulação por preços máximos e a taxa de retorno garantida. Ambos aceitam a necessidade de assegurar um retorno adequado para a empresa regulada, para que haja o incentivo de continuar a financiar o negócio, sem, no entanto, colocar em causa os interesses dos consumidores através de preços mantidos a níveis razoáveis.

Ainda assim, podem assinalar-se quatro grandes diferenças entre as duas metodologias regulatórias, a saber: (1) nos preços máximos existe um período de risco exógeno entre as apreciações dos preços, (2) a fixação dos preços máximos tendem a basear-se em previsões e estimativas futuras, (3) o grau de liberdade em estabelecer o factor X, e (4) menos requisitos de explicações nos preços máximos. Destas disparidades resulta a existência de uma margem superior de negociação na regulação por preços máximos comparativamente à obtida pela taxa de retorno garantida.

A regulação por preços máximos é fortemente adequada para empresas de telecomunicações, distribuição de gás e de electricidade, ou seja, empresas sujeitas a uma contínua evolução tecnológica e a aumentos de produtividade (Beesley & Littlechild, 1989).

2.2.2. Regulação em escala deslizante

A regulação em escala deslizante é, provavelmente, o tipo de regulação por incentivos mais antigo, tendo sido inicialmente aplicado no século XIX, em Inglaterra. Este mecanismo de regulação permite que os consumidores participem directamente nos lucros ganhos pela empresa, quer através da restituição *ex poste*, quer de reduções de preços em compras futuras (Vogelsang, 2002).

Os defensores da regulação em escala deslizante apontam quatro tipos de vantagens a este mecanismo, nomeadamente as que se discriminam: (1) a eficiência alocativa, (2) a distribuição justa dos lucros obtidos pela empresa regulada, (3) a partilha do risco e (4) sustentabilidade da regulação.

Lyon (1996) apresentou um estudo formal sobre as vantagens da regulação em escala deslizante comparativamente à taxa de retorno garantida e à regulação por preços máximos. Segundo os resultados obtidos, o mecanismo em escala deslizante não oferece melhorias

incrementais à taxa de retorno garantida. Quando comparado com a regulação por preços máximos pura, algum grau de partilha de lucros tem um impacto positivo no bem-estar social.

Também Mayer e Vickers (1996), apesar das aparentes e inquestionáveis vantagens da regulação em escala deslizante, elaboraram um artigo com o qual pretendiam determinar se este mecanismo de regulação é efectivamente superior ao mecanismo de preços máximos.

Os autores concluíram que não existem evidências suficientes para assegurar a superioridade da regulação em escala deslizante. Mais: as vantagens atribuídas a esta metodologia de regulação são mais bem alcançadas se se introduzirem as alterações correctas na regulação por preços máximos, não utilizando esta metodologia no seu estado puro. Para chegarem a estas conclusões, os autores tiveram em consideração a eficiência alocativa, a eficiência produtiva, e a equidade, o que envolve a contenção dos lucros. Fazendo alterações nestes três aspectos, a regulação por preços máximos resulta melhor do que a regulação em escala deslizante.

Este artigo sublinhou a dificuldade em medir os lucros como base da regulação, o que acaba por causar problemas. A medição dos lucros decorrente da performance da empresa pode ser subjectiva e propensa à manipulação por parte das mesmas, devido à dificuldade em determinar o valor dos activos, o que obstaculiza o trabalho dos reguladores em determinar preços. No caso da regulação por preços máximos, os problemas são mais facilmente controlados, por ocorrerem em condições pontuais, considerando que a incorporação explícita do lucro em termos de controlo de preços leva ao risco de contínuas disputas dispendiosas e de incerteza regulatória.

2.2.3. Regulação por comparação

Apontar o *lag* regulatório como uma vantagem para a empresa regulada consiste numa visão simplista e parcialmente eficaz, não solucionando o problema de fundo, por duas ordens de razões. Por um lado, existe perda de bem-estar que deriva da divergência entre o custo marginal e o preço. Por outro, caso as empresas reconheçam que os preços acompanham os custos, não têm razão para reduzir os custos para níveis eficientes (Vogelsang, 1983). Shleifer (1985) defende que é necessário que a entidade reguladora tenha um *benchmark*, como seja uma empresa actual ou dados históricos, com que possa confrontar o potencial da empresa regulada. Assim, é possível obter uma orientação sobre o nível de custos adequados para aquela empresa, assim como ajustar adequadamente os preços.

Possíveis *benchmarks* são as empresas públicas que pertençam à mesma indústria da empresa regulada. A questão é que, amiúde, as empresas geridas pelo Estado não são os melhores exemplos a seguir, pois não têm de ser necessariamente eficientes.

Por esta razão, Shleifer sugere que a empresa regulada seja comparada com empresas similares, também reguladas. Para qualquer empresa, o regulador recorre aos custos das empresas comparáveis para aferir se uma empresa regulada específica conseguiu alcançar o mesmo nível de custos. Este método foi designado pelo autor de regulação por comparação.

A eficácia de utilizar-se os custos de um conjunto de empresas como indicadores do potencial de uma empresa em particular torna-se mais evidente entre empresas similares, dado que os reguladores podem esperar uma redução de custos à mesma taxa. Ao relacionar os preços de uma empresa com os custos de outra, o regulador acaba por incentivar as empresas a servirem diferentes mercados, e, portanto, a competirem. Se uma empresa reduzir os custos e as restantes não o fizerem, o seu lucro, na eventualidade de não acompanhar a redução de custos quando as demais o fizerem, transformar-se-á em perdas. Para utilizar este esquema o regulador não tem de saber a redução de custos devido à tecnologia; os dados contabilísticos são suficientes para alcançar a eficiência. Mesmo no caso de empresas heterogéneas, o mecanismo da regulação por comparação permite comparar favoravelmente com a regulação pelo custo do serviço, e, na verdade, consegue-se alcançar um óptimo social se a heterogeneidade for considerada correcta.

A regulação por comparação descreve a regulação simultânea de empresas semelhantes. A recompensa de uma determinada empresa depende do seu comportamento face às empresas que servem de *benchmark*, construída a partir da média dos indicadores das outras empresas. Cada empresa é forçada a competir com esta “empresa sombra”. Se as empresas são semelhantes, ou se a sua heterogeneidade for correcta, encontra-se um equilíbrio eficiente.

Este mecanismo de regulação pode ter o efeito perverso de incentivar a colusão por parte das empresas participantes. As empresas podem, por exemplo, acordar entre si abrandar a redução de custos sem perder dinheiro. Muito embora a possibilidade de colusão seja real, esta está limitada por duas condições essenciais. Numa primeira instância, se o regulador detectar um comportamento colusivo e conseguir prová-lo em tribunal, as empresas envolvidas são penalizadas. Ademais, com um número elevado de empresas, os comportamentos colusivos são mais complexos de sustentar e de controlar.

Segundo Vogelsang (2002), a regulação por preços máximos e por comparação destacam-se por serem ferramentas regulatórias que enfrentam eficazmente problemas de concorrência, presentes não só nas actividades que tendem a funcionar no mercado liberalizado, mas também nas actividades consideradas monopólios naturais.

2.3. *Peak load pricing*

Até agora a descrição das metodologias de regulação apresentadas incidiu ao nível do estabelecimento dos preços médios. Contudo, existe um conjunto de aspectos relacionados com a estrutura de preços, como a afectação dos custos comuns a diferentes tipos de consumidores e a variação de preços de acordo com os padrões da procura, de que é exemplo a situação da electricidade, em que a procura é superior durante o dia.

Algumas indústrias possuem características que lhes conferem um problema de *peak load*: (1) o fornecimento do serviço/produto em períodos de tempo variados e com procuras distintas; (2) a escolha da capacidade máxima a instalar, tendo em conta que deve fazer face às procuras dos vários períodos; (3) o produto/serviço não é passível de armazenamento, ou os seus custos são incommportavelmente elevados – se o *output* pudesse ser armazenado as empresas podiam produzir mais do que o necessário para a procura *off peak*, que armazenava para posteriormente escoar em períodos *peak* (Braeutigam, 1989).

Em períodos *peak*⁷ as empresas têm a capacidade utilizada integralmente, e nos restantes períodos – *off peak* – têm um subaproveitamento. Como a capacidade instalada tem custos associados, a sua não utilização máxima durante o período de *off peak* está na base do problema do *peak load* – a ineficiência da subutilização (Crew, 1995). A questão fulcral reside em identificar uma política de preços adequada que se reflecta numa capacidade física correcta e na sua utilização eficiente, e que, simultaneamente, cubra os custos sociais totais dos recursos utilizados.

A indústria de produção de electricidade, tal como a dos transportes ou a das telecomunicações, insere-se no grupo de indústrias que se deparam com o problema de *peak load*. A procura de electricidade varia diária, semanal, mensal e sazonalmente. O custo marginal (CMg) de produzir mais uma unidade de electricidade é superior em horas de *peak* (Viscusi et al., 2005).

⁷ Períodoa de maior procuras (horas cheias).

Devido às características da indústria da electricidade, um sistema de produção de electricidade inclui unidades com tecnologias de produção variadas, o que permite reduzir os custos totais de responder a um padrão estocástico de procura de electricidade. As centrais nucleares de produção de electricidade têm custos variáveis relativamente baixos, embora possuam custos fixos mais elevados do que outras tecnologias de produção. Esta estrutura de custos leva a que as centrais nucleares sejam designadas de *base load* – devem funcionar o maior número de horas possível. Comparativamente, as turbinas de combustão têm associados custos variáveis elevados e custos fixos reduzidos, e, por isso, são frequentemente utilizadas em alturas de elevada procura. A heterogeneidade das tecnologias de produção utilizadas traduz-se numa curva de custos marginais crescente, em que estão representadas as diversas tecnologias (Viscusi et al., 2005).

A título exemplificativo, na tabela II.1 está representada uma das soluções tarifárias disponibilizadas pela EDP. Como se pode observar, os períodos de tempo são distintos de acordo com os dias da semana, ao longo do dia e conforme a sazonalidade.

Tabela II.1: Horas do vazio e fora do vazio para consumidores de baixa tensão normal que optem por um ciclo semanal de 76 horas⁸, para o período de Inverno.

	Semana	Sábado	Domingo
Horas do vazio (<i>off peak</i>)	00:00h – 07:00h	22:00h – 09:30h 13:00h – 18:30h	24h
Horas fora do vazio (<i>peak</i>)	07:00h – 00:00h	09:30h – 13:00h 18:30h – 22:00h	-

Fonte: EDP

Ao longo do tempo surgiram vários modelos de fixação de preços para indústrias com um problema de *peak load*. Da procura de uma utilização eficiente da capacidade e da minimização de desperdício, surge a fixação de preços distintos para períodos diferentes de procura, ou seja, discriminação de preços ao longo de períodos de tempo.

Uma das questões de destaque na análise deste tipo de indústrias é o facto de a capacidade instalada ser partilhada pelos consumidores de todos os períodos de tempo. A questão reside em saber qual o custo da unidade a ser imputado aos consumidores de cada período.

⁸ 76 horas de vazio por semana

Steiner (1957), propôs aquele que é, ainda hoje, considerado como o modelo clássico para a resolução do problema de *peak load*.

2.3.1. O modelo de *peak load pricing*

Este modelo exclui algumas complexidades presentes na realidade das indústrias com o problema de *peak load*, partindo do pressuposto que existem duas curvas da procura – *off peak* e *peak* – que são distantes e independentes entre si, ou seja, o preço do período *peak* não afecta a procura *off peak*. Assume-se que os custos variáveis são constantes até se atingir a capacidade máxima de produção, a partir da qual não é possível produzir mais electricidade, e, por isso, a curva dos custos marginais de curto prazo (CMgCP) passa a assumir uma configuração vertical (Viscusi et al., 2005).

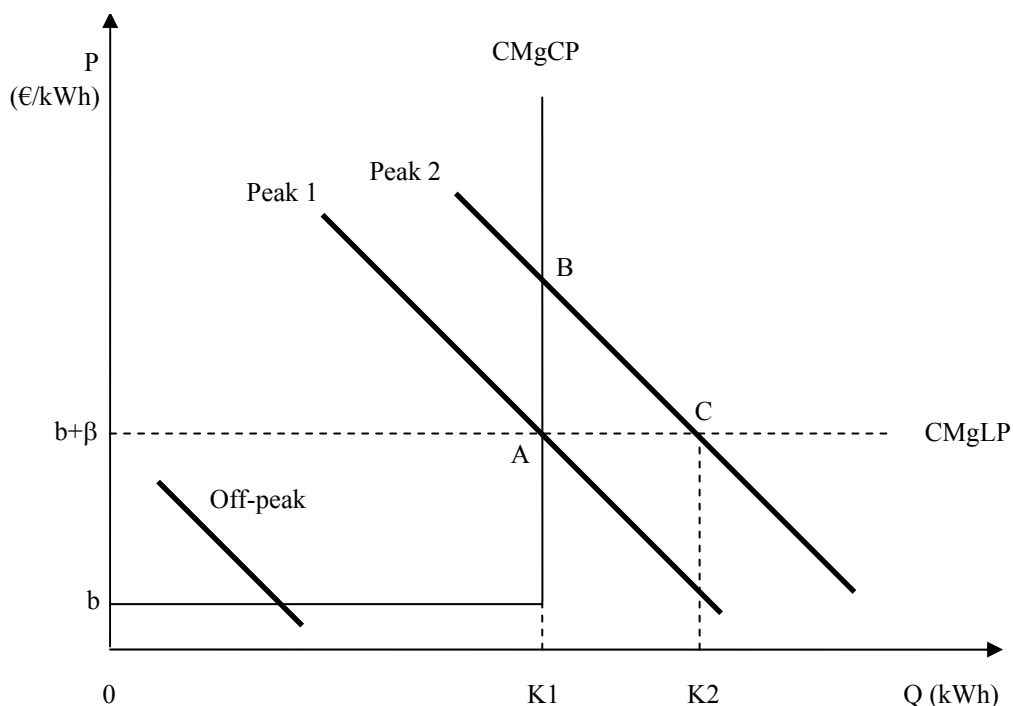
Genericamente o modelo assenta em três princípios fundamentais:

- Fixar preços diferenciados de acordo com os períodos de tempo e com o padrão da procura;
- Fixar preços elevados quando a procura tende a exceder a capacidade instalada e preços mais reduzidos nos restantes períodos;
- Imputar unicamente aos consumidores *peak* os custos de capacidade.

A vantagem da adopção do modelo de *peak load pricing* é facilmente identificada através da comparação de cenários alternativos.

Cenário 1 – *Peak load pricing* para uma empresa *peak*

Num primeiro cenário admite-se que se está perante uma empresa *peak*. A figura II.1 representa a solução eficiente de preços neste enquadramento.

Figura II.1: Aplicação do *peak load pricing* para uma empresa *peak*.

A linha tracejada de nível $b+\beta$ corresponde ao custo marginal de longo prazo (CMgLP), em que β representa o custo de uma unidade adicional de capacidade – de acordo com este modelo é possível acrescentar incrementos unitários de capacidade.

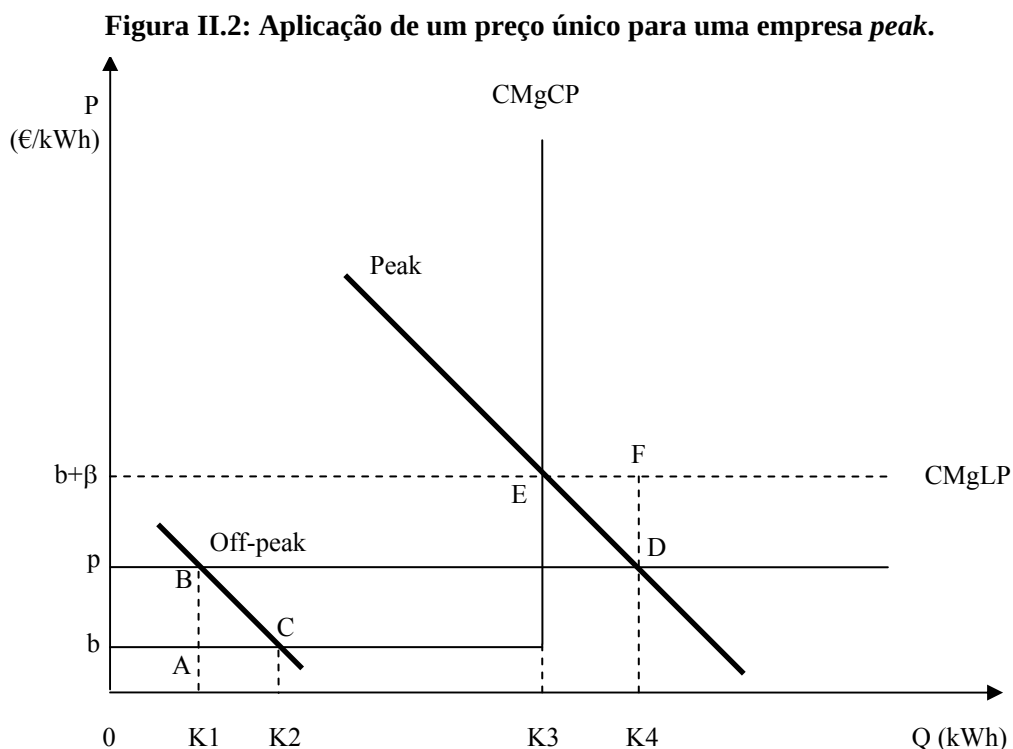
Pela análise do gráfico é possível observar que no equilíbrio os consumidores de *off peak* devem pagar um preço igual a b , enquanto os consumidores de *peak* devem pagar um preço igual a $b+\beta$. O preço de *peak load* é igual ao CMgCP e ao CMgLP, o que significa que a capacidade $K1$ é, de facto, óptima, pois o preço é a disponibilidade marginal de pagar, e $b+\beta$ representa o custo marginal de fornecer mais uma unidade (Viscusi et al., 2005).

Caso exista procura para além da capacidade $K1$, a nova curva da procura intercepta o CMgCP num nível superior a $b+\beta$. Face a esta situação, pode aumentar-se o excedente do consumidor, caso a capacidade passe de $K1$ para $K2$. O acréscimo do excedente do consumidor corresponde à área do triângulo [ABC]. O aumento do excedente do consumidor resulta da subtração entre a utilidade total – área do trapézio [K1K2CB] e o custo de acrescentar uma unidade adicional de *output* – [K1K2AC]. Para a capacidade $K2$ o preço de *peak load* é novamente igual para CMgCP e CMgLP, o que indica que $K2$ é agora a

capacidade óptima. Neste modelo apenas os consumidores *peak* pagam todos os custos de capacidade (Viscusi et al., 2005).

Cenário 2 – Preço único para uma empresa *peak*

Num cenário alternativo admite-se que a mesma empresa produtora de electricidade opta por cobrar um preço único para os consumidores de *off peak* e de *peak* – p – superior a b e inferior a $b+\beta$.



Tal como a figura II.2 permite observar, para satisfazer a procura *peak* é necessária uma capacidade $K4$, porque o preço é inferior ao $CMgLP$. Os consumidores *peak* são impelidos a consumir mais, resultando em perdas de eficiência correspondentes à área do triângulo [DEF]. Esta área resulta da diferença entre o custo de excesso de capacidade necessária para fazer face ao excesso de procura – [EFK3K4] e a utilidade total do aumento de capacidade de $K3$ para $K4$ – [EDK3K4]. Assim sendo, o pagamento efectuado pelo incremento de capacidade não é suficiente para cobrir os custos do mesmo.

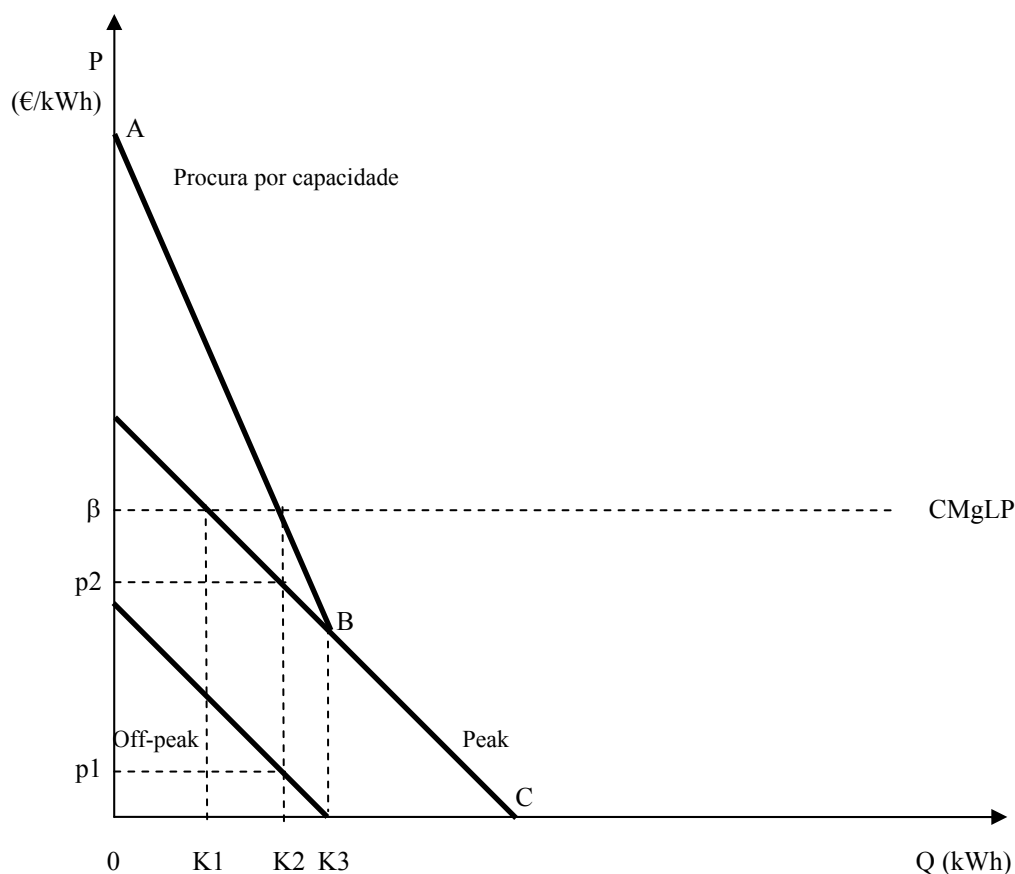
Da mesma maneira, regista-se uma perda de eficiência para os consumidores *off peak*, que pagam um preço superior a b . A empresa exclui potenciais clientes que avaliam o

output por um montante superior ao valor dos recursos necessários para o produzir, mas que não estão dispostos a pagar o preço p pela quantidade $K1$, área correspondente ao triângulo [ABC] (Viscusi et al., 2005).

Cenário 3 – *Shifting-peak case*

Os dois cenários descritos até agora diziam respeito a empresas *peak*. Mas a situação altera-se quando se está perante uma empresa em que os dois tipos de procura – *off peak* e *peak* – estão próximos entre si.

Figura II.3: Solução eficiente de aplicação de preços para uma empresa com curvas da procura próximas.



Pela figura II.3 verifica-se que, se o preço β for igual ao $CMgLP$, os consumidores *peak* consomem $K1$, enquanto que os consumidores *off peak* consomem $K3$ – superior a $K1$. Este resultado sugere que o pagamento de capacidade unicamente por consumidores *peak* não

é a solução eficiente, pois será instalada uma capacidade insuficiente para colmatar as necessidades da procura de *off peak*.

A solução reside na determinação de capacidade através da construção de uma curva de procura por capacidade. Como a capacidade instalada tem um carácter não exclusivo, a curva de procura de capacidade é obtida a partir da soma vertical das curvas dos períodos *peak* e *off peak* – curva ABC representada na figura. Os preços eficientes são $p_2 + \beta$ para consumidores *peak*, e $p_1 + \beta$ para consumidores *off peak*, ou seja, existe uma partilha dos custos de capacidade, assumindo que os custos variáveis b são nulos (Viscusi et al., 2005).

Conclusão

A metodologia de *peak load pricing* consegue resolver a ineficiência associada ao problema de *peak load* que certas indústrias enfrentam. Porém, o *peak load pricing* pode não ser a escolha ideal das empresas, pois esta metodologia permite determinar os preços economicamente eficientes que maximizam o bem-estar da sociedade, e não necessariamente a maximização do lucro do produtor. Independentemente da empresa optar pelo cenário 1 ou 2, obterá as mesmas receitas.

Um preço único para os dois períodos de procura leva a um desincentivo do consumo nos períodos de *off peak*. Em contrapartida, há um incentivo para o consumo no período *peak*, o que pode levar a que os produtores tenham de aumentar a capacidade e passem esses custos para os consumidores. O aumento de capacidade é subutilizado nas horas de *off peak*.

A discriminação de preços vai actuar como solução para harmonizar a procura ao longo dos vários períodos, justificando-se devido à pressão que os consumidores *peak* exercem sobre a capacidade do sistema forçando a expansão da unidade de produção, levando a empresa a incorrer em gastos adicionais. Um preço uniforme seria uma forma de discriminação.

Sublinhe-se que a aplicação de preços em que os custos de capacidade são unicamente suportados pelos consumidores *peak* proposta por Steiner é questionável, devido a estar dependente da tecnologia de produção utilizada e da natureza da procura.

3. Evolução da regulação em Portugal

A génese da regulação independente em Portugal ocorreu no final dos anos 80 do século XX no sector financeiro, mais concretamente no mercado de valores imobiliários. Posteriormente, seguiram-se os sectores da electricidade, das telecomunicações, do gás natural, dos seguros e da saúde (ERSE, 2004).

Inicialmente, o ambiente regulatório deparou-se com obstáculos de duas ordens. Por um lado, a falta de experiência relacional com entidades reguladoras por parte dos agentes económicos – instituições, empresas reguladas, consumidores –, por outro, os cortes orçamentais do Estado que as entidades reguladoras tiveram de enfrentar e que colocaram em causa a sua autonomia de gestão (ERSE, 2004).

Relativamente ao sector eléctrico, o processo de criação de uma entidade reguladora independente foi iniciado pelo DL nº 182/95 de 27 de Julho. O artigo 6º deste diploma mencionava que para a regulação do Sistema Eléctrico Português bem como as relações comerciais entre este e o Sistema Eléctrico Nacional Não Vinculado seria criada uma entidade reguladora independente específica para o efeito. A efectivação da criação da entidade reguladora ocorreu através do DL nº 187/95 de 27 de Julho, que se designou de Entidade Reguladora do Sector Eléctrico. Esta entidade caracterizava-se por possuir autonomia financeira e administrativa e entrou em funcionamento em Fevereiro de 1997.

Em 2002, a regulação do sector eléctrico sofreu novas alterações com a entrada em vigor do DL nº 97/2002 de 12 de Abril, o qual veio redefinir a estrutura orgânica da entidade que regulava o sector e aprovar os seus estatutos. Deste novo quadro legal surgiu, em 2002, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos que, tal como a entidade anterior, é dotada de autonomia financeira e administrativa, e cujas competências foram alargadas à regulação do gás natural.

O Decreto-lei nº 69/2002, de 25 de Março, estendeu as funções da ERSE, relativamente ao sector eléctrico, às Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.

A ERSE executa as suas funções de forma independente, respeitando o contexto legal da política energética estipulado pelo Governo, nomeadamente (1) o Decreto-lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro, e (2) o Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de Fevereiro – princípios gerais do Sistema Nacional de Gás Natural, e (3) legislação complementar.

Esta entidade reguladora, no exercício das suas funções, tem como missão os seguintes aspectos:

- A protecção dos consumidores relativamente a preços, qualidade de serviço, segurança do abastecimento e acesso à informação;
- A promoção de uma concorrência eficiente, tendo em conta a construção do mercado interno de energia, assegurando que as empresas reguladas são equilibradas do ponto de vista económico-financeiro, num contexto de gestão eficiente;
- O estímulo da eficiência energética e defesa do meio ambiente;
- A resolução de litígios, procurando uma solução extra-judicial, sempre que possível;

Actualmente a regulação nacional, incluindo a energética, insere-se no enquadramento jurídico-institucional alargado à UE. Os reguladores trabalham em coordenação com os seus homólogos da UE, tanto ao nível dos EM como da CE (ERSE, 2004). Neste contexto, foram criados o Conselho Europeu de Reguladores de Energia e o Grupo de Reguladores para a Electricidade e Gás, que têm como objectivo fomentar um mercado único de energia que seja competitivo, eficiente e sustentável.

Fundamentalmente, o futuro da regulação do sector da electricidade em Portugal e no resto do mundo passa por introduzir continuamente estabilidade, coerência e eficiência no mercado (ERSE, 2004).

PARTE III: Electricidade proveniente de fontes de energia renovável

1. Introdução

É amplamente reconhecido o papel proeminente da electricidade a partir de fontes de energia renovável (FER-E) na solução dos inconvenientes que derivam da utilização dos combustíveis fósseis, sobretudo por reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e por contribuir positivamente para a estabilidade climática.

Para além do significado das principais fontes de energia renováveis, o processo de contextualização da FER-E em Portugal, passa por compreender o enquadramento legal em vigor, e por uma breve análise da capacidade instalada, com especial destaque para a energia eólica – justificado pelo forte investimento nos últimos anos.

1.1. Conceitos

O ecossistema terrestre é dotado de energia natural sob variadas fontes. Designa-se de energia renovável toda aquela que é proveniente de fontes naturais com capacidade de renovação, e incluem-se nesta categoria as energias solar, eólica, geotérmica, dos oceanos, hidráulica e a biomassa⁹ (Johansson, McCormick, Neij & Turkenburg, 2004).

1.1.1. Energia solar

A energia solar é proveniente da radiação solar e, globalmente, tem um potencial de exploração elevado. O potencial solar em larga escala depende da localização geográfica, das condições meteorológicas características e da área geográfica disponível de cada região. A energia solar é abrangente, pois, para além de ser utilizada para a produção de electricidade, pode destinar-se à produção de calor, vapor ou arrefecimento. A utilização do potencial solar depende do custo e da eficiência das tecnologias de conversão disponíveis no mercado. Por exemplo, uma das tecnologias usadas para a produção de electricidade diz respeito os painéis fotovoltaicos, que convertem energia solar em electricidade. Os painéis fotovoltaicos são compostos por módulos celulares fotovoltaicos, cuja eficiência de conversão ronda os 15% (Johansson et al., 2004).

⁹ Os combustíveis incluídos na definição de biomassa podem gerar alguma controvérsia, não sendo consensuais em todos os países.

Qualquer que seja a utilização da energia solar, esta não produz emissões durante a conversão em energia secundária. Todavia, a produção dos equipamentos solares causam emissões de gases para a atmosfera. A questão reside em aferir se a quantidade de energia necessária para a produção dos equipamentos solares é menor do que a energia produzida pelos mesmos ao longo da sua vida útil (Johansson et al., 2004).

1.1.2. Energia eólica

A energia eólica é proveniente do vento. A quantidade de electricidade produzida pelas turbinas eólicas depende da velocidade média do vento e da sua frequência de distribuição. Pelo potencial global que apresenta, têm sido muitos os esforços para desenvolver a tecnologia associada à energia eólica, no sentido de reduzir os custos envolvidos e melhorar a qualidade da energia produzida. O objectivo é conseguir equipamentos mais compatíveis com a infraestrutura da rede eléctrica existente, para que haja uma maior difusão da energia eólica. Cada turbina tem cada vez mais capacidade de geração de electricidade (na década de 70 a capacidade de geração era de 30kW para um rotor de 10 metros, tendo este valor aumentado para os 5MW para rotores com um diâmetro entre 110 e 120 metros) (Johansson et al., 2004).

Apesar das evidentes vantagens, esta tecnologia renovável tem inconvenientes ambientais relacionados com as turbinas, sobretudo o ruído, o impacto visual e a influência na migração normal das aves. Existem também inconvenientes de outra ordem como as interferências electromagnéticas com rádios, televisão ou radares (Johansson et al., 2004).

1.1.3. Energia geotérmica

A energia geotérmica é a energia proveniente do calor da terra, e a sua aplicação pode ser directa ou para produção de electricidade. Os campos geotérmicos com temperaturas superiores a 150°C, utilizados para conversão em electricidade, estão maioritariamente localizados em zonas vulcânicas, sísmicas, e com actividade magmática. Os recursos geotérmicos de baixa temperatura utilizados para uso directo podem ser encontrados na maioria dos países (Johansson et al., 2004).

As tecnologias utilizadas na conversão de energia geotérmica em electricidade são relativamente maduras mas apresentam eficiências baixas, entre os 5% e os 20%.

A aplicação directa da energia geotérmica pode ser utilizada para várias finalidades, como por exemplo, para o aquecimento e arrefecimento de espaços, na indústria ou em estufas. As tecnologias envolvidas na utilização directa têm rendimentos superiores quando comparados com as tecnologias de conversão (Johansson et al., 2004).

Do ponto de vista ambiental, o impacto da energia geotérmica é inofensivo. A quantidade de gases presentes nos fluidos geotérmicos varia, mas por estarem maioritariamente concentrados na água não são emitidos para a atmosfera. As emissões das centrais geotérmicas de alta temperatura são superiores às emitidas nas centrais geotérmicas de baixa temperatura (Johansson et al., 2004).

1.1.4. Energia dos oceanos

A energia dos oceanos engloba a energia das marés, das ondas, e a energia térmica oceânica, sendo esta última a mais explorada. Ainda que o potencial de exploração da energia dos oceanos seja elevado, o facto de estar difusa, aliás como a maioria das FER, torna difícil a sua exploração em larga escala. Cada tipo de energia dos oceanos tem características próprias e, portanto, barreiras específicas, o que acaba por condicionar o desenvolvimento tecnológico, e explica a disparidade dos níveis de maturidade das tecnologias renováveis dos oceanos (Johansson et al., 2004).

Os impactos ambientais associados à utilização da energia dos oceanos são reduzidos e dependem da tecnologia renovável em causa. As barragens construídas para a energia das marés são uma excepção, pois podem afectar o equilíbrio do ecossistema (Johansson et al., 2004).

1.1.5. Energia hidráulica

A energia hidráulica resulta em hidroelectricidade pela conversão mecânica da energia potencial da água em elevadas altitudes. Ainda que seja amplamente utilizada, a energia potencial hidráulica depende das variações de pluviosidade, a qual sofre alterações sazonais e é distinta de região para região e de país para país (Johansson et al., 2004).

A geração de hidroelectricidade envolve tecnologias maduras, pelo que não existe um grande potencial de desenvolvimento tecnológico para as grandes centrais hídricas. A

situação inversa ocorre para as pequenas centrais hídricas, que têm ainda potencial de construção e de desenvolvimento tecnológico (Johansson et al., 2004).

Os progressos tecnológicos que se têm verificado visam colmatar os inconvenientes ambientais e sociais das grandes centrais hídricas, nomeadamente ao nível da biodiversidade, da qualidade da água e do incómodo para as populações locais (Johansson et al., 2004).

1.1.6. Biomassa

A biomassa pode ser de origem vegetal, animal ou proveniente de resíduos sólidos urbanos (RSU). Os recursos de biomassa são abundantes em quase todo o mundo e envolvem tecnologias de conversão variadas. Actualmente, a biomassa é mais utilizada como combustível para pequenas indústrias e agregados residenciais. O desafio que se coloca à utilização de biomassa diz respeito à gestão sustentável, à conversão e à entrega no mercado sob a forma de serviços energéticos modernos e que sejam acessíveis financeiramente (Johansson et al., 2004).

A grande variedade de combustíveis, bem como de procedimentos de tratamentos, fazem da utilização da biomassa um processo complexo com diversas opções. As tecnologias de conversão podem produzir electricidade, calor e combustíveis – sólidos, líquidos e gasosos (Johansson et al., 2004).

A biomassa pode ser uma fonte de energia neutra de carbono, daí que seja atractiva. Porém, a utilização de biomassa pode acarretar diversos impactos ambientais. Por um lado, a erosão dos solos é um problema relacionado com o cultivo anual de certas colheitas; por outro, o aumento do número de culturas leva a uma maior necessidade de água, o que pode constituir um problema para regiões com maiores carências de água. Uma outra desvantagem é a utilização de pesticidas que afectam a qualidade dos lençóis de água, o que tem repercussões nas plantas e nos animais (Johansson et al., 2004).

2. Enquadramento legal da FER-E

Um enquadramento legal apropriado é condição essencial para o desenvolvimento da utilização dos recursos renováveis, pois permite corrigir falhas e distorções de mercado que, de outra maneira, seriam um impedimento à sua proliferação. Assim, os países devem ter a capacidade de instaurar um contexto legislativo estável e adequado à realidade, mas que seja provido de flexibilidade suficiente para acompanhar as tendências dos mercados e para corrigir desajustes que surgem à medida que as FER se vão propagando.

Em Portugal, o panorama legislativo tem sofrido influências de dimensão internacional e nacional, cuja complementaridade e compatibilidade é fundamental para a prossecução dos objectivos energéticos e ambientais.

2.1. Enquadramento internacional

As acções em Portugal que visam a promoção das FER têm como base de orientação um conjunto de documentos internacionais, sobretudo, ao nível da União Europeia. Alguns destes documentos contêm apenas recomendações, enquanto outros estabelecem metas indicativas que Portugal acordou cumprir.

2.1.1. Livro Branco

Em 1997 foi publicado pela CE o Livro Branco, com o intuito de sublinhar a necessidade da adopção de políticas que promovessem as fontes de energia renovável. Nesse documento são mencionadas propostas de actuação de âmbito comunitário no sector energético. A elaboração do Livro Branco antecedeu a Terceira Conferência das Partes da Convenção do Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, da qual derivou, posteriormente, o Protocolo de Quioto.

Com esta publicação, a CE realçou o potencial de desenvolvimento das FER que ainda estava por explorar, alertando para a subutilização dos recursos renováveis na produção de electricidade. Como tal, era premente que a UE estabelecesse uma estratégia concreta comunitária que englobasse a definição de objectivos específicos. O texto incluía uma proposta quantitativa, estabelecendo que em 2010 12% do consumo interno bruto de electricidade tivesse origem renovável. Para a Comissão, a utilização das FER era já uma prioridade comunitária tal como se pode ler no texto:

“As FER têm um carácter endógeno e podem, por conseguinte, contribuir para diminuir a dependência das importações de energia e para aumentar a segurança do abastecimento. O desenvolvimento das FER poderá contribuir de forma activa para a criação de postos de trabalho, principalmente em pequenas e médias empresas, que assumem uma enorme importância em termos do tecido empresarial comunitário e que, de resto, estão em maioria nos vários sectores das FER. O desenvolvimento das FER poderá vir a constituir um importante factor de desenvolvimento regional, com o objectivo de conseguir uma maior coesão económica e social na Comunidade.” (Comissão Europeia [CE], 1997, p. 4)

Para que a utilização das FER aumente, a Comissão chamou a atenção dos EM para o facto de tal só ser possível com a adopção de medidas de apoio que compensassem os investidores pelo risco acrescido que este tipo de investimento comporta.

Acima de tudo, a elaboração do Livro Branco foi uma acção de sensibilização da CE junto dos EM sobre a importância das FER na realidade energética.

2.1.2. Protocolo de Quioto

O Protocolo de Quioto constitui um marco no que se refere às preocupações com a sustentabilidade ambiental. O texto foi redigido na Terceira Conferência das Partes da Convenção do Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, e assinado a 11 de Dezembro de 1997. Em termos globais, os países que assinaram o protocolo, comprometeram-se a reduzir a emissão de GEE em 5% face ao valor registado em 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012.

A Europa assinou o Protocolo de Quioto a 29 de Abril de 1998 e comprometeu-se a reduzir os GEE em 8% tendo como referência o ano de 1990, durante o período de 2008 a 2012. Devido à diversidade não só geográfica, mas também económico-social dos EM, ficou acordada a partilha de responsabilidades entre os diferentes Estados.

Tendo em consideração a realidade em que se enquadra, Portugal aprovou o Protocolo do Quioto através do DL n.º 7/2002 de 25 de Março, acordando limitar o acréscimo de emissões de GEE para um valor de 27%, tendo como referência as emissões do ano de 1990, entre 2008 e 2012.

Só após a ratificação da Rússia em Fevereiro de 2005, é que o protocolo de Quioto entrou em vigor.

No próprio documento, mencionam-se sugestões para os Estados comprometidos, sobre a aplicação de várias medidas na direcção do desenvolvimento sustentável. De entre essas sugestões, destaca-se a proposta de uma maior utilização das FER. De acordo com o artigo 2º do protocolo, cada país é responsável por implementar ou alterar medidas que visem o cumprimento das metas acordadas, tendo em conta as circunstâncias nacionais.

Fundamentalmente, o Protocolo de Quioto teve a capacidade mobilizadora fundamental para a concretização de um desenvolvimento sustentável, pois funcionou como um despertar de consciência ambiental de várias Nações.

2.1.3. Directiva 2001/77/CE

Ciente da importância crescente das políticas energética e ambiental, a CE aprovou a directiva 2001/77/CE, a 27 de Setembro de 2001, no sentido de promover a produção de electricidade proveniente de FER no mercado interno de electricidade.

O aumento da produção de FER-E insere-se no conjunto de medidas destinadas a cumprir o Protocolo de Quioto relativamente às mudanças climáticas. A directiva comunitária vem legitimar a utilização da FER-E, enumerando as vantagens que daí decorrem. Num primeiro plano, a FER-E tem consequências positivas para o ambiente – prossecução das metas estabelecidas no protocolo do Quioto – e para o desenvolvimento sustentável. Mas as vantagens estendem-se à criação de novos postos de trabalho, à coesão social e ao contributo para a segurança de abastecimento energético.

Para que haja uma cada vez maior integração da FER-E no mercado de electricidade, é fundamental que os EM estipulem metas nacionais em convergência com os objectivos europeus. Este documento refere que a integração da FER-E no mercado de electricidade deve realizar-se em várias etapas. Numa primeira etapa cada EM estipula qual o mecanismo de apoio a adoptar, sendo que a escolha deve ter em atenção a adequação à realidade nacional. Numa segunda etapa os EM devem encetar esforços no sentido da convergência dos instrumentos de apoio, englobados no mercado único de energia.

A CE monitoriza e acompanha os desenvolvimentos nacionais nesta matéria, avaliando a compatibilidade entre as metas nacionais e globais, com especial incidência para a quota indicativa de 22% do total da produção de electricidade na UE ser proveniente de FER, e que, tal como constava no Livro Branco, 12% do consumo interno bruto de energia eléctrica também seja proveniente de fontes renováveis.

O n° 2 do artigo 3° da directiva refere que:

“Até 27 de Outubro de 2002 e posteriormente de cinco em cinco anos, os Estados-Membros aprovam e publicam um relatório que defina as metas indicativas nacionais relativas ao consumo futuro de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis em termos de percentagem do consumo de electricidade, para os 10 anos seguintes. O relatório deve também destacar as medidas tomadas ou projectadas a nível nacional para alcançar essas metas indicativas nacionais.”

Para orientar os EM a fixarem as metas nacionais até 2010, no anexo da directiva são mencionados valores de referência para cada EM para a produção de FER-E. Para Portugal sugere-se que a contribuição de FER-E no consumo total de electricidade em 2010 seja de 39%¹⁰, o que se traduz em aproximadamente 24500 GWh/ano.

Para além destes valores, cabe aos EM assegurar que as metas estabelecidas são compatíveis com os compromissos que assumiram com a assinatura do Protocolo de Quioto.

Ao abrigo do artigo 4° da directiva, a Comissão avalia a aplicação dos mecanismos de apoio à FER-E utilizados nos EM. A avaliação visa aferir se os apoios aos produtores de centrais renováveis não colidem com os objectivos estabelecidos nos artigos 6° e 174° do Tratado, e analisar a relação custo/eficiência dos instrumentos de suporte, referente à promoção do consumo de FER-E de acordo com as metas nacionais.

Com o artigo 7°, a CE destaca a relevância dos operadores das redes de transporte e dos operadores das redes de distribuição, na inclusão da FER-E. Os operadores devem garantir o transporte e distribuição da FER-E, sem prejudicar a manutenção da fiabilidade e da segurança da rede.

Esta directiva não é indiferente ao facto de estas metas só poderem ser alcançadas com a existência de suportes públicos a nível nacional para as fontes de energia renovável, ou seja, de instrumentos de apoio às FER.

¹⁰ Em 2008, Portugal já tinha superado esse valor de referência. 43,3% da electricidade consumida a nível nacional era proveniente de fontes energéticas renováveis. Para 2010, Portugal estabeleceu uma nova meta de 45%.

2.1.4. Livro Verde

No sentido de continuar a promover o desenvolvimento sustentável, em Março de 2006 a CE lançou o Livro Verde que define uma estratégia objectiva para o plano energético. Este documento surge no decorrer dos desenvolvimentos significativos que ocorreram nos mercados da energia, o que tornou necessário dar um novo ímpeto ao sector energético europeu. A CE veio assim estabelecer um novo plano energético para o século XXI, enfatizando a necessidade imediata de adopção de medidas para a conversão do sector energético.

O Livro Verde aparece numa altura em que a UE se destaca a nível global na gestão da procura energética, na promoção de formas novas e renováveis de energia, e no desenvolvimento de tecnologias com baixa produção de carbono. Posto isto, face aos desafios energéticos para o século XXI, sugere-se que a UE adopte uma estratégia que caminhe no sentido de uma nova política energética comum. A UE, sendo o segundo maior mercado mundial da energia, com mais de 450 milhões de consumidores, sabe que com um plano de actuação encetado por todos os EM, tem capacidade de proteger e firmar os seus interesses no plano energético, e até mesmo de liderar a procura de soluções energéticas a nível mundial.

A CE através deste documento estipulou seis domínios fundamentais do plano de actuação: (1) competitividade e mercado interno de energia, (2) diversificação do cabaz energético no sentido de promover uma diversificação energética que seja compatível com a qualidade ambiental, (3) solidariedade, (4) desenvolvimento sustentável, conciliando o combate ao aquecimento global com a competitividade e segurança dos mercados energéticos, (5) aposta na inovação e tecnologia através da adopção dos mecanismos correctos, e (6) política externa coerente que auxilie a UE na realização dos seus objectivos energéticos.

Depois de 2025, no máximo, a emissão de GEE deve reduzir-se no mínimo 15%, podendo chegar a uma redução até 50%, com base nos valores de 1990. O objectivo é limitar, ou até mesmo reduzir, o aumento da temperatura do planeta. A UE só consegue acompanhar este desafio ambicioso se actuar de imediato em duas dimensões – na eficiência energética e na promoção das energias renováveis. Para além dos benefícios ambientais, estas medidas acabam por ter um impacto positivo na segurança do fornecimento de energia e na limitação da dependência de energia vinda do exterior.

Um dos parâmetros que deve continuar a vigorar na estratégia energética é a promoção da diversidade das fontes primárias de energia dos países de origem e de países de trânsito, para que se criem as condições necessárias ao crescimento, ao emprego e ao aumento da segurança e melhorias na qualidade do ambiente.

Esta publicação vem reforçar as preocupações e necessidades identificadas anteriormente pela EU, colocando a promoção das FER como factor crítico para a obtenção de uma resposta energética sustentável em termos ambientais. Para tal, é indispensável um enquadramento político favorável, capaz de criar mecanismos que promovam a competitividade crescente dos recursos energéticos renováveis.

2.2. Enquadramento legal nacional

A actuação do Estado português no que respeita às energias renováveis teve o seu impulso nas recomendações e metas divulgadas pela CE e pelo compromisso do Protocolo de Quioto.

Paralelamente, Portugal estabeleceu objectivos internos para as FER, os quais, embora compatíveis com os compromissos internacionais, se adaptam à estratégia energética e às características nacionais.

No caso particular da FER-E, Portugal seguiu as directrizes da CE, afigurando os recursos renováveis como alternativa viável aos combustíveis fósseis. A difusão gradual das FER para a produção de electricidade tem vindo a ser acompanhada por uma evolução jurídica, cujo objectivo é a criação de um contexto legal e regulatório que se molde às necessidades concretas com que o país se vai deparando.

2.2.1. DL n.º 189/88

Em 1988 foi elaborado o decreto-lei n.º 189/88, de 27 de Maio, vocacionado para a remuneração da FER-E. Este diploma legitimou a relevância da utilização de FER no panorama energético português, dando especial ênfase às mini-hídricas detidas por pequenos produtores. Até então estes produtores auferiam remunerações diminutas que não conseguiam cobrir os investimentos iniciais

2.2.2. DL n° 168/99

O DL n° 168/99, de 18 de Maio, veio introduzir um padrão concreto para a actividade das energias renováveis. Com este diploma pretendeu-se impulsionar a utilização de fontes endógenas de energia, bem como uma aproximação entre as políticas energética e ambiental.

A elaboração deste decreto-lei ocorreu num enquadramento que ia em direcção ao mercado de electricidade liberalizado, o que só era possível numa envolvente modernização do sector.

Por outro lado, a consciência ambiental que começava a proliferar globalmente teve reflexos em Portugal através dos acordos firmados na Convenção das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e pelo Protocolo de Quioto.

Este DL introduziu a fórmula de cálculo da remuneração por kWh de FER-E produzida, que integrava as externalidades positivas decorrentes da utilização de energias renováveis. Esta remuneração tinha total independência dos preços da electricidade convencional.

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

Em que:

VRD_m – Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

$KMHO_m$ – Coeficiente facultativo que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$, em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_m$ – Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

$PV(VRD)_m$ – Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;

$PA(VRD)_m$ – Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;

$IPC_{(m-1)}$ – Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1;

IPC_{ref} – Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de início de actividade da central;

LEV – Perdas nas redes de transporte e de distribuição, evitadas pela central renovável;

Este decreto-lei traduz-se, notoriamente, na intenção do Estado de compensar os agentes que investem em unidades de produção renovável, premiando-os não só pelos custos evitados com a construção de unidades de produção convencionais, mas também pelos benefícios ambientais decorrentes da sua actividade.

Os investidores viram o risco de investimento ainda mais reduzido, pois o Estado passa a garantir a remuneração de FER-E e a obrigatoriedade de compra tem a duração da licença da produção.

2.2.3. DL nº 339/2001

O DL nº 339 C/2001, de 29 de Dezembro de 2001, não substituindo o Decreto-lei anteriormente citado, procedeu a alterações pontuais, fundamentais para o fomento das FER, com o objectivo de reforçar a intenção do Estado em reduzir a dependência energética face ao exterior.

Neste diploma, é evidente uma maior aposta nas tecnologias que têm um potencial superior no país, como a energia solar, que, embora estejam em fases de desenvolvimento iniciais, são consideradas estratégicas no longo prazo.

A alteração mais significativa deste diploma é a incorporação de uma nova variável na fórmula de cálculo da remuneração, designada de coeficiente adimensional *Z* que visa traduzir as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada. Assim, a fórmula de cálculo da remuneração passa a ser a seguinte:

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

2.2.4. DL nº33 A/2005

O DL nº 33 A/2005, de 16 de Fevereiro, veio actualizar os valores das variáveis da fórmula remuneratória da FER-E, e definiu os prazos limite para os apoios à FER-E. Com a aplicação da nova legislação, os produtores continuam a ter acesso à remuneração garantida, mas exclusivamente por um período que garanta o retorno do investimento. Como os custos dos apoios à FER-E estão imputados aos consumidores finais de electricidade, esta medida

permite ao Estado moderar os encargos para aqueles, não havendo interferência com os compromissos internacionais e nacionais na área do ambiente.

O Estado também decidiu promover as centrais renováveis de menor escala e mais modernas, numa tentativa de adequar a procura de FER-E à capacidade existente e previsível da rede pública em função da oferta e da procura de cada zona de rede.

O Estado, através da DGEG, vê as suas competências reforçadas no âmbito dos concursos para a atribuição de licenças para a actividade da produção de FER-E, bem como na decisão final do estabelecimento da capacidade admitida para as centrais renováveis.

A fórmula de remuneração foi sujeita a uma alteração pela rectificação nº 29/2005, passando a vigorar a seguinte expressão:

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

2.2.5. Resoluções de Conselho de Ministros nº 63/2003 e nº 169/2005

A Resolução de Conselho de Ministros nº 63/2003, de 28 de Abril, veio estabelecer em traços gerais os objectivos nacionais para cada tipo de energia renovável, incluindo a intenção de diversificar e aproveitar as fontes energéticas endógenas. Nesse sentido o Estado estabeleceu metas nacionais compatíveis com os objectivos internacionais a cumprir.

Tabela III.1: Metas indicativas para a capacidade instalada de FER-E.

Fonte de energia renovável	Capacidade instalada em 2001 (Megawatts)	Capacidade a instalar até 2010 (Megawatts)
Eólicos	101	3750
Pequenos aproveitamentos hídricos	215	400
Biomassa	10	150
Biogás	1	50
Resíduos Sólidos Urbanos	66	130
Ondas	0	50
Fotovoltaico	1	150
Hídricos	4209	5000
Total	4603	9680

Fonte: Resolução de Conselho de Ministros nº 63/2003.

Os valores constantes na tabela III.1 foram calculados através das necessidades energéticas portuguesas, respeitando sempre os compromissos comunitários, e em conformidade com o Plano de Reforço da Interligações da REN revisto em 2003.

O rápido desenvolvimento das energias renováveis em Portugal tornou alguns dos objectivos e valores indicativos constantes na Resolução de Conselho de Ministros 63/2003 obsoletos. Para dar resposta a esta nova realidade, surge a Resolução de Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de Outubro, que veio rever os objectivos pretendidos no âmbito das energias renováveis e da eficiência energética, tendo presente a necessidade de dar cada vez mais relevância à concorrência e à defesa do consumidor.

Relativamente às energias renováveis, a nova resolução vem reforçar a necessidade de criação de um sistema em que a garantia de segurança ocorra através de um leque variado de fontes de energia e de empresas fornecedoras, e que seja mais eficaz e menos poluente, comparativamente com a actual realidade do sector energético português.

A Estratégia Nacional para a Energia, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005 fixou metas mais ambiciosas para o aumento de capacidade de FER-E, para que, em 2010, 45% da electricidade consumida seja de origem renovável. O aumento do investimento nas energias eólica e hídrica vai ser determinante para o cumprimento dos novos objectivos, pois são actualmente as tecnologias renováveis menos dispendiosas e que, por isso, têm um impacto mais reduzido nas tarifas de electricidade.

2.2.6. DL nº 225/2007

O DL nº 225/2007, de 31 de Maio, introduziu algumas rectificações ao DL nº33 A/2005, com o objectivo de dinamizar a actividade das energias renováveis. Este diploma, através da eliminação das barreiras burocráticas envolvidas no processo de licenciamento, facilita o aumento da capacidade instalada das unidades de produção renováveis.

Por exemplo, para a energia eólica é permitido o aumento de capacidade instalada; porém, o excedente de energia comparado com o primeiro licenciamento é remunerado ao preço de mercado. O sobre equipamento das centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento é encarado como uma via de desenvolvimento desta energia renovável, da qual deriva a minimização dos impactos ambientais e os tempos de licenciamento e de construção através da utilização das infra-estruturas existentes. Esta medida incentiva uma maior celeridade na construção de centrais com base em energias renováveis durante o período do Protocolo do

Quioto, tendo tido em consideração a necessidade de minimização dos custos de interesse económico geral.

A biomassa e o gás de aterro tiveram um destaque particular neste DL, com a alteração do coeficiente adimensional Z.

A fórmula de remuneração sofreu igual alteração ao decreto-lei 33 A/2005, ao abrigo da rectificação nº 71/2007.

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

2.2.7. DL nº 165/2008

O Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto surge para assegurar a estabilidade tarifária num contexto de concorrência do sector energético. Como tal, conjectura instrumentos de estabilização, aplicáveis somente em cenários excepcionais em que as alterações nos custos se traduzam em tarifas mais elevadas. O objectivo é a salvaguarda dos interesses económicos dos consumidores, atenuando os efeitos da volatilidade tarifária, decorrente das flutuações de custos estruturais que se possam vir a verificar, através da internalização gradual dos desvios positivos ou negativos dos custos derivados da actividade de aquisição de electricidade pelo CUR.

Ao abrigo deste DL, é da competência da ERSE identificar as situações excepcionais que potencialmente possam causar variações tarifárias com impacto para os consumidores de energia eléctrica num determinado ano, como por exemplo flutuações relevantes nos sobrecustos de produção FER-E. A entidade reguladora deve então informar o Governo sobre as consequências tarifárias decorrentes da situação excepcional identificada, e elaborar uma proposta tarifária alternativa que permita internalizar os ajustes positivos ou negativos dos custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo CUR. O principal objectivo é que alguns dos custos associados à política energética adoptada sejam repartidos por um período temporal mais prolongado.

3. A FER-E em Portugal

Tal como acontece com os combustíveis fósseis, a distribuição planetária dos recursos renováveis não é homogénea, razão pela qual uma região pode ter um potencial renovável acentuado para determinados recursos e não ter para outros. Portugal embora não disponha de recursos fósseis significativos, tem uma localização geográfica privilegiada que lhe confere um potencial renovável alargado e suficientemente elevado para colmatar a ausência de fontes de energia convencional. De todas as FER que Portugal pode explorar, há três que se destacam – energia solar, energia eólica e energia das ondas.

A importância da energia solar em Portugal deve-se à elevada média de exposição solar do território nacional – 2200 a 3000 horas no continente, e de 1700 a 2200 horas nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, respectivamente – e insere o país no conjunto dos países europeus com maior potencial solar. Já o potencial eólico nacional é mais acentuado nas regiões norte do país, particularmente em regiões montanhosas onde o vento tenha a regularidade e a velocidade necessárias para que possam ser passíveis de utilização. Relativamente à energia das ondas Portugal, com os seus 335 Km de costa, apresenta um potencial renovável de nível médio-alto que quando utilizado na sua plenitude pode ser convertido em aproximadamente 20% do consumo anual de electricidade.

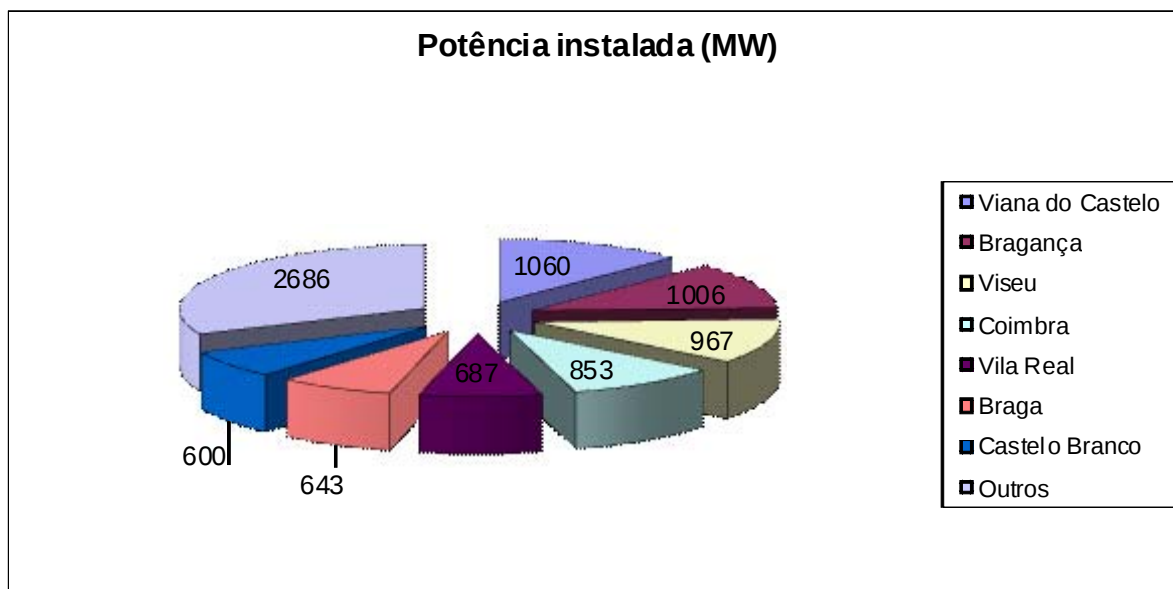
Portugal, consciente desta realidade, tem percorrido um longo caminho em matéria de FER-E, estabelecendo objectivos internos cada vez mais ambiciosos. O país sabe que só assim poderá reduzir os inconvenientes associados à forte dependência dos combustíveis fósseis como fonte de energia primária e final.

Os resultados publicados pela DGGE para o ano de 2008 vêm comprovar a aposta evidente do Estado português em considerar a FER-E como um dos aspectos centrais da política energética nacional. Assim, em 2008, 43,3% do consumo de electricidade nacional foi gerada a partir de recursos renováveis (Direcção Geral de Energia e Geologia [DGEgA], 2009). Este valor foi superior ao objectivo de 39% traçado anteriormente pela directiva 2001/77/CE, o que evidencia o sucesso das medidas encetadas por Portugal e que requerem continuidade para que se consiga alcançar os objectivos a que se propôs.

3.1. Estatísticas rápidas

As estatísticas rápidas publicadas pela DGEG permitem ilustrar o estado de arte da FER-E em Portugal. De acordo com dados divulgados para Março de 2009, a potência total instalada renovável alcançou os 8502 MW, estando a maioria localizada no centro e norte do país, em grande medida devido à presença das grandes hídricas e de parques eólicos (figura III.1). Comparativamente com o mês de Fevereiro de 2009, registou-se um aumento de potência instalada, justificado pelo início de funcionamento de quatro novos parques eólicos e de uma central fotovoltaica (DGEGb, 2009).

Figura III.1: Potência instalada de FER em Portugal continental em Março de 2009.



Fonte: Adaptação própria com dados da DGEGb (2009).

Quando se exclui a grande hídrica, continua a ser nos distritos do centro e norte do país que está a maioria da capacidade instalada – 85%.

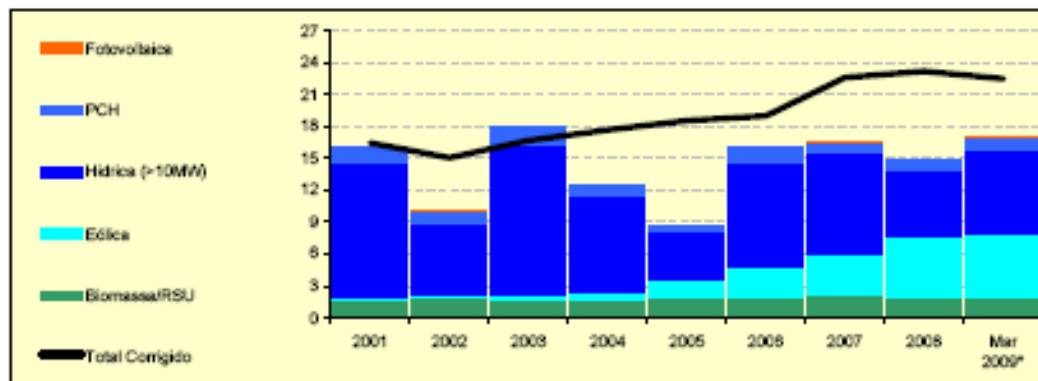
Desde 2001 que a produção de FER-E total não tem um padrão evolutivo definido, devido essencialmente às variações na produção hídrica. Portugal continental que assenta a sua produção de FER-E maioritariamente nas hídricas com uma capacidade superior a 10 MW – as pequenas centrais hídricas (PCH) têm uma representatividade diminuta na produção total hídrica – é favorável a períodos de seca. O ano de 2005 foi apontado como o mais seco das últimas décadas em Portugal, que contribuiu para as oscilações na evolução da procura.

No primeiro trimestre de 2009, a produção total de FER-E teve um aumento de 64% comparativamente ao período homólogo do ano transacto, devido ao desempenho positivo da componente hídrica (DGEGb, 2009).

Excluindo as hídricas, é possível observar o crescimento acentuado da energia eólica, principalmente a partir de 2005, mantendo-se esta tendência nos anos posteriores (figura III.2). Só no primeiro trimestre de 2009, a produção de electricidade a partir de energia eólica teve um aumento de 14% relativamente ao mesmo período de 2008 (DGEGb, 2009).

A produção de FER-E a partir de biomassa manteve-se estável apesar do potencial que Portugal apresenta – 38% do território nacional continental é constituído por floresta. Em situação similar está a produção fotovoltaica com uma expressão bastante reduzida em todos os anos comparados, muito embora seja apontada como uma das fontes de energia que mais potencial tem em Portugal. Nesse sentido, construiu-se a central solar de Serpa com uma capacidade instalada de 11 MW, constituída por 52300 painéis solares e que, de acordo com os seus responsáveis, evita a libertação para a atmosfera de 19000 toneladas de CO₂ por ano. Em Dezembro de 2008 entrou em funcionamento a maior central fotovoltaica do mundo, situada na Amareleja.

Figura III.2: Evolução da produção de FER-E (TWh).



Fonte: DGEGb (2009).

Legenda:

PCH – Pequenas centrais hídricas

RSU – Resíduos sólidos urbanos.

Ainda que não seja uma das FER representadas na figura, Portugal tem também investido na energia das ondas. Diversos estudos indicam que em Portugal a energia das ondas é um recurso médio – alto, tendo bastante potencial para a produção de electricidade.

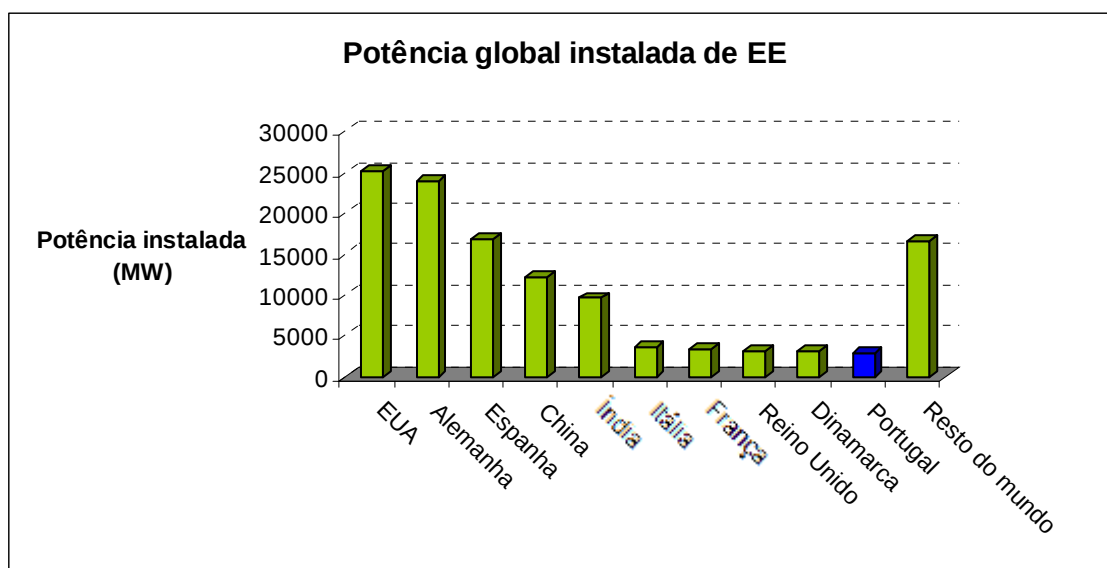
Para desenvolver este potencial, foi inaugurado o parque das ondas da Póvoa de Varzim, em Setembro de 2008. Este parque foi o primeiro a nível global a produzir electricidade a partir das ondas a uma escala pré-comercial.

Estes investimentos denotam a determinação em seguir as orientações da Resolução de Conselho de Ministros nº169/2005.

3.2. Portugal no mundo – o exemplo da energia eólica

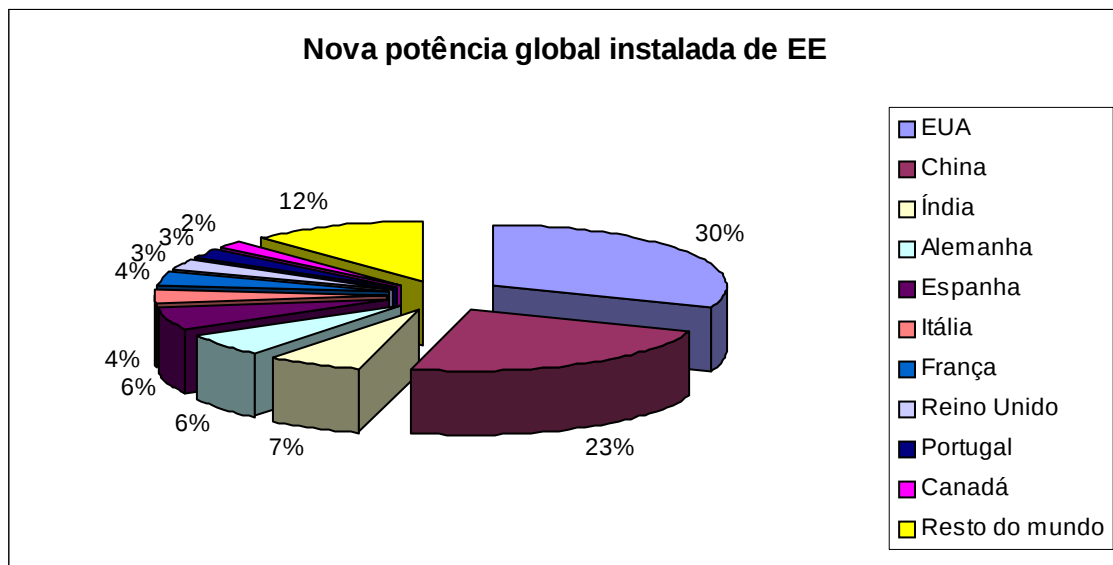
A capacidade instalada de parques eólicos em Portugal é um exemplo claro dos resultados positivos da estratégia energética portuguesa. Actualmente, tal como se pode observar pela figura III.3 Portugal é o 10º país com maior capacidade instalada de energia eólica (EE) (barra do gráfico assinalada a azul), representando 2,4% (2862 MW) do valor mundial, ocupando o 9º do *ranking* mundial no que diz respeito a nova capacidade instalada em 2008 (figura III.4) – 3% (712 MW) (GWEC, 2009).

Figura III.3: *Ranking* dos 10 países com mais potência instalada de EE.



Fonte: Adaptação própria com dados da GWEC (2009).

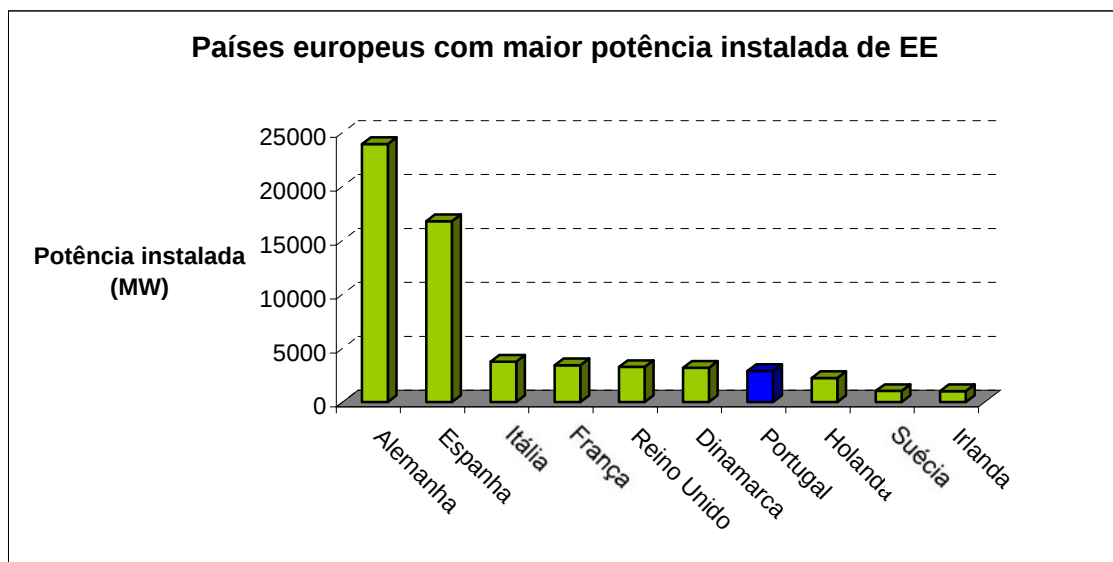
Figura III.4: Ranking dos 10 países com nova capacidade instalada em 2008.



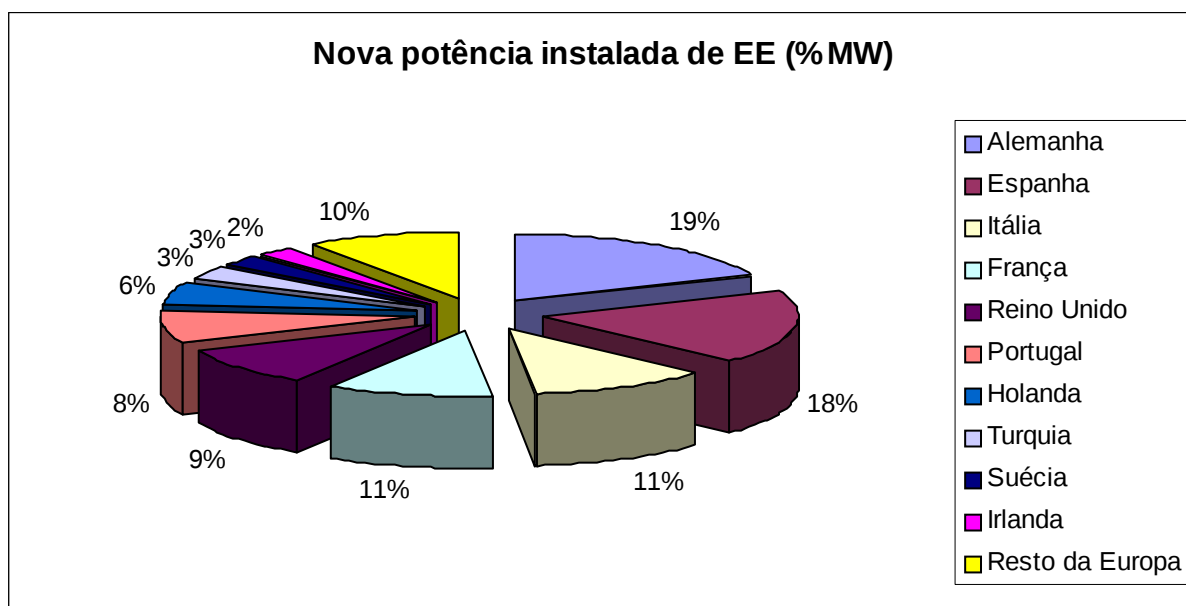
Fonte: Adaptação própria com dados da GWEC (2009).

Quando comparado com os homólogos europeus, no final de 2008 Portugal estava em 7º lugar no que respeita à capacidade instalada de EE (barra azul do gráfico da figura III.5), e foi o 6º país que mais se destacou no aumento de capacidade entre Janeiro de 2008 e Dezembro do mesmo ano (figura III.6) (GWEC, 2009).

Figura III.5: Ranking dos 10 países europeus com mais potência instalada.



Fonte: Adaptação própria com dados da GWEC (2009).

Figura III.6: Ranking dos 10 países europeus com mais potência instalada acrescentada em 2008

Fonte: Adaptação própria com dados da GWEC (2009).

Os resultados obtidos a nível europeu e mundial colocam Portugal na linha da frente dos países que mais sensibilizados estão para os benefícios decorrentes da utilização das FER, nomeadamente para a energia eólica.

Conclusão

A impossibilidade de controlar as FER torna, em grande medida, a produção de FER-E dependente das variações climáticas. A solução para esta limitação passa por diversificar o mix energético renovável. Por isso, desde 2004, que Portugal tem vindo a reforçar o investimento na produção de electricidade a partir de diversas fontes de energia renovável

A posição cimeira de Portugal no que respeita à capacidade instalada de energia eólica prova que o país tem capacidade de honrar os seus compromissos em relação à produção e consumo de FER-E.

No entanto, apesar do forte investimento, o desenvolvimento de algumas renováveis é, ainda, bastante incipiente face ao potencial que representam. É por isso necessário que o país continue comprometido a incentivar o investimento nas FER, particularmente, para a produção de electricidade.

PARTE IV: Regulação da FER-E

1. Introdução

O sector de electricidade tem vindo a sofrer alterações profundas devido a factores como o aumento da procura mundial de combustíveis fósseis, a volatilidade dos preços do barril de petróleo e as preocupações de foro ambiental. A utilização das energias renováveis para produzir electricidade surge como resposta a estes desafios.

Para que a FER-E possa implantar-se em larga escala no mercado têm de estar reunidas as condições adequadas, pois as tecnologias renováveis para produção de electricidade ainda não são suficientemente maduras para concorrer livremente com as tecnologias convencionais. Cabe às entidades reguladoras providenciar incentivos à produção de FER-E, garantindo o retorno do investimento efectuado pelos produtores num clima de estabilidade, sem comprometer o processo de liberalização dos mercados de electricidade, principalmente nas actividades de produção e de retalho (Pollitt, 2007).

Os modelos de apoio à FER-E devem estar integrados num planeamento energético abrangente. Aspectos como a disponibilidade e evolução das tecnologias de produção e as suas consequências económicas e ambientais, as implicações da liberalização dos mercados, as restrições ambientais, as considerações geopolíticas, as consequências das estratégias para garantir a segurança de fornecimento, a capacidade de interligações, o preço da electricidade e a competitividade das indústrias e serviços, e a percepção do público relativamente à temática energética, devem ser sempre ponderados (Pérez-Arriaga & Linares, 2008).

Grande parte dos planeamentos energéticos pauta-se pela sua visão de curto prazo o que dificulta a inserção de novas tecnologias de produção de energia mais adequadas numa abordagem de longo prazo. Exemplo disso é a displicência com que as alterações climáticas têm sido consideradas até há relativamente pouco tempo.

Não obstante, é um facto que o aumento das energias renováveis tem uma importância proeminente no debate sobre o desenvolvimento sustentável, devido à capacidade de resposta que têm para os problemas estratégicos da política energética mundial (Blind et al. 2004).

Para além do facto de serem renováveis, é possível identificar no universo dos recursos endógenos outros factores chave – ambientais e socioeconómicos – que os posicionam como uma alternativa real aos combustíveis fósseis. Do ponto de vista ambiental, as FER-E são menos poluentes do que as energias convencionais, ou seja, a sua utilização

evita as externalidades negativas associadas à utilização dos combustíveis fósseis. Do ponto de vista socioeconómico, as FER contribuem para a segurança do fornecimento energético (a diversificação de fontes energéticas reduz a dependência dos combustíveis fósseis o que é particularmente relevante em países com um elevado saldo importador), para a promoção do desenvolvimento rural e regional e criação de emprego, e para o aumento da competitividade (Miera, González, & Vizcaíno, 2008).

A elaboração de um planeamento para as energias renováveis por parte dos reguladores implica a escolha das variáveis de decisão, ou seja, os aspectos contextuais que podem ser utilizados para influenciar o comportamento do mercado. Estas variáveis podem ser impostas internacionalmente (e.g. redução da emissão de CO₂), ou podem ser de âmbito nacional.

Um modelo energético sustentável deve clarificar os seus critérios chave, especificar os objectivos a alcançar (e.g. percentagem de FER-E num período temporal específico) e definir os instrumentos regulatórios necessários para a prossecução dos objectivos estabelecidos, com um nível mínimo de intervenção no funcionamento dos mercados energéticos (Pérez-Arriaga & Linares, 2008).

Apesar do consenso alargado em torno das FER, o seu grau de difusão no sector energético ainda não reflecte as vantagens que lhes estão associadas, devido à existência de barreiras de várias ordens que impedem a sua propagação. É por isso essencial que os modelos energéticos estejam dotados de instrumentos de apoio que permitam ultrapassar as barreiras com que as FER se deparam.

2. Barreiras à difusão da FER-E

As barreiras de difusão da FER-E podem ser classificadas em quatro tipos distintos: barreiras de custos e preços, barreiras legais e regulatórias, barreiras nas condições de acesso ao mercado de financiamento, e a falta de sensibilização dos consumidores. Nas secções seguintes são abordados os aspectos mais relevantes no que se refere a cada tipo de barreira.

2.1. Barreiras de custos e preços

A proliferação da FER-E é dificultada pela existência de diversas barreiras de custos e preços, passando a enumerar-se as mais importantes.

Primeiro, a atribuição de subsídios, directos ou indirectos, a energias que competem entre si, pode perturbar a tomada de decisão relativa a um investimento por afectar a percepção que se tem dos investimentos alternativos.

Os subsídios podem assumir formas tão variadas como incentivos fiscais, apoios à investigação e desenvolvimento, empréstimos bonificados, ou transferência directa de capital para investimento. Estes apoios podem induzir a que a escolha incida sobre uma fonte energética que à partida não é a mais eficiente.

A não incorporação dos custos sociais que decorrem das externalidades negativas associadas à utilização dos combustíveis fósseis, devido à dificuldade em quantificá-las, é um exemplo de subsídio indirecto. As externalidades negativas traduzem-se em custos sociais, como a perda de qualidade de vida e as alterações climáticas, devendo ser incluídas nos preços das energias de origem fóssil. A não integração das externalidades no preço gera um impedimento para que a FER-E seja reconhecida pelas externalidades positivas que provoca, retirando-lhe a vantagem comparativa que naturalmente tem.

Segundo, o investimento inicial requerido para as centrais renováveis é elevado e muito específico. Uma vez implantadas, as centrais renováveis têm custos operacionais reduzidos devido em larga medida à utilização limitada dos combustíveis fósseis. Este facto poderia constituir uma vantagem competitiva para as tecnologias renováveis, que no entanto é anulada pelo custo do investimento inicial que é elevado e específico, e que pode traduzir-se numa menor capacidade de produção por unidade de capital investido comparativamente com as fontes convencionais de energia (Mendonça, 2007).

Terceiro, o fornecimento da FER-E é estocástico, o que leva a que aquela seja frequentemente encarada como um suplemento e não como um substituto à electricidade convencional. Esta razão leva a que o valor da FER-E alimentada nas redes de transmissão e de distribuição nem sempre seja o mais adequado. Tome-se como exemplo a intermitência da energia eólica. A incapacidade de produzir energia eólica continuamente – não se controlando a produção de electricidade – pode levar a uma depreciação do valor da electricidade produzida a partir do vento (Menanteau, Finon & Lamy, 2003).

Quarto, os custos de transacção dificultam a difusão das energias renováveis, tornando os investimentos mais dispendiosos. Os projectos de investimento em centrais renováveis requerem informação que nem sempre está disponível de imediato, ou podem necessitar de uma maior atenção uma vez que se trata de novas tecnologias de produção inerente às quais estão associados algum desconhecimento e incerteza relativamente à performance. Estas razões podem originar custos de transacção acrescidos, associados a variáveis como o financiamento, planeamento, desenvolvimento de propostas de investimento, ou negociação de compra de energia por parte dos fornecedores (Mendonça, 2007).

Quinto, as tecnologias renováveis estão em fases de maturidade diferentes o que impossibilita a competição com tecnologias associadas a fontes de energias convencionais. Sem que haja um grau de difusão suficiente para que se percorra a curva de aprendizagem tecnológica e para que se aproveitem economias de escala, as FER com tecnologias em fase inicial de desenvolvimento não são competitivas (Finon & Menanteau, 2008).

2.2. Barreiras legais e regulatórias

Tal como nas barreiras de custos e preços, também nas barreiras legais e regulatórias é possível destacar os aspectos mais importantes.

Primeiro, a ausência de um enquadramento legal com regras definidas que inclua os produtores independentes de energia, não cria as condições necessárias para que haja investimento em energias renováveis, quer seja na produção ou na distribuição (Mendonça, 2007).

Segundo, as restrições de implementação e de construção a que as centrais renováveis estão sujeitas, como as limitações do ruído, do peso, e a segurança para a área

circundante devem ser levadas em conta, sobretudo junto de zonas urbanas. Esta é uma das razões pelas quais uma grande parte das unidades de produção renovável se encontra distante dos aglomerados populacionais (Mendonça, 2007).

Terceiro, a inacessibilidade às redes de transmissão e de distribuição também limita o mercado da FER-E. O condicionamento no acesso pode ocorrer de duas maneiras: (1) inexistência de ligações físicas entre as centrais de produção e as redes de transmissão e de distribuição, e (2) preços elevados cobrados pelos operadores de rede (Mendonça, 2007). Este aspecto tem ainda mais importância para as centrais renováveis que se localizam em regiões distantes dos focos de maior procura.

2.3. Barreiras nas condições de acesso ao mercado de financiamento

Deste tipo de barreiras, sobressaem dois cenários principais à sua ocorrência.

Primeiro, para que a capacidade instalada de FER aumente é necessário que os investidores interessados consigam obter financiamento. A concessão de crédito pode ser dificultada devido aos baixos *ratings*, ou devido a distorções no mercado. Por exemplo, a duração de um empréstimo pode ser excessivamente reduzida tendo em conta o tempo de vida do equipamento ou do investimento inicial (Mendonça, 2007).

Segundo, a incerteza associada às tecnologias renováveis origina um risco tecnológico acrescido quando comparadas com tecnologias convencionais. A escassez de informação e de competências técnicas e comerciais leva a um aumento da incerteza associada à utilização de energias renováveis, que se manifesta num aumento dos custos financeiros dos investimentos (Mendonça, 2007).

As barreiras nas condições de acesso ao mercado de financiamento podem estar associadas às barreiras de custos e preços. Por exemplo, a atribuição de subsídios leva a distorções no mercado e os elevados custos iniciais para a implantação de uma central de produção renovável podem dificultar o acesso ao crédito.

2.4. Sensibilização dos consumidores

A falta de informação sobre os benefícios e custos sociais das várias fontes de energia traduz-se numa sensibilização reduzida dos consumidores finais em matéria de energia renovável, o que se reflecte numa avaliação errada das fontes energéticas que existem.

Mesmo nos mercados energéticos liberalizados em que podem escolher a origem da energia que utilizam, os critérios de decisão que prevalecem estão relacionados com o preço em detrimento da sustentabilidade ambiental, o que limita a difusão das FER. A maioria dos consumidores não está disponível para incorrer em custos adicionais para a aquisição de FER-E, ou seja, não estão preparados para pagar um preço que incorpore a externalidade positiva da utilização de energias renováveis na produção de electricidade pois fazem uma avaliação errada dos custos e benefícios envolvidos (Menanteau et al., 2003).

Conclusão

As barreiras à FER legitimam a intervenção do Estado neste âmbito, que assim procura estabelecer o equilíbrio no ambiente concorrencial entre as energias renováveis e os combustíveis fósseis, através de medidas como a integração das externalidades ambientais no preço da electricidade e do estímulo ao desenvolvimento tecnológico (Finon & Menanteau, 2008). O exercício de regulação pelo Estado deve ir no sentido de criar um *level paying* fiel entre fontes de energia para que cada uma se apresente no mercado reflectindo os seus custos e benefícios.

3. Instrumentos de apoio à FER-E

Um instrumento político é um meio de acção escolhido pelos decisores políticos para modificar o comportamento de agentes alvo relativamente ao objectivo que se pretende concretizar. No sentido de promoverem a utilização da FER-E, os governos dispõem de diversos instrumentos de apoio.

Na literatura, é possível encontrar classificações distintas para os instrumentos de apoio, dependendo dos critérios utilizados. Para Lovinfosse e Varone (2002), os instrumentos políticos podem ser agrupados numa de quatro categorias – instrumentos económicos, instrumentos regulatórios, instrumentos informativos e instrumentos voluntários. Os instrumentos económicos promovem a produção de FER-E através de incentivos económicos (e.g. subsídios, benefícios fiscais, apoios a I&D). Os instrumentos regulatórios definem um enquadramento regulatório, obrigações e direitos, no qual as fontes de energia renováveis são favorecidas em detrimento das fontes de energia convencionais. Os instrumentos informativos, têm como missão informar a população e alertar para as vantagens das energias renováveis. Caso possam escolher origem da electricidade de consumo, os consumidores mais informados sobre as questões energéticas tendem a tomar decisões baseadas noutros critérios para além do preço, ponderando os benefícios associados às FER. Se os consumidores finais não têm opção de escolha, as campanhas de informação e de sensibilização vai permitir que as políticas de apoio à FER-E tenham uma maior aceitação.

Por último, existem os instrumentos voluntários, que têm vindo cada vez mais a ser implementados nas políticas de FER-E, e que promovem uma acção das empresas por iniciativa própria.

Huber et al., (2004) atribuem uma classificação ligeiramente diferente à utilizada por Lovinfosse e Varone (2002), recorrendo a um maior número de critérios. Assim, os instrumentos são classificados dependendo se têm índole regulatória ou voluntária, se estão mais focalizados no investimento ou na produção, se a sua actuação é directa ou indirecta, e no caso de serem directos são divididos em instrumentos de apoio através do preço ou da quantidade, tal como se pode observar na tabela IV.1.

Tabela IV.1: Tipos de instrumentos de apoio à FER-E.

		Directo		Indirecto
		Preço	Quantidade	
Regulatórios	Focalização no investimento	Descontos Incentivos fiscais	Quotas/Certificados verdes negociáveis Concursos públicos	Taxas ambientais
	Focalização na produção	Tarifas <i>feed-in</i>		
Voluntários	Focalização no investimento	Donativos		Acordos voluntários
	Focalização na produção	Tarifas verdes (com ou sem rótulo)		

Fonte: Huber et al. (2004)

Os instrumentos centrais dos modelos de apoio à FER-E são regulatórios, directos, baseados nos preços ou nas quantidades, e podem focalizar-se na produção ou no investimento, e são nomeadamente, as tarifas *feed-in*, os certificados verdes e os concursos públicos (Huber et al., 2004).

3.1. Tarifas *feed-in*

As tarifas *feed-in* são baseadas nos preços de produção, e são o instrumento de apoio à FER-E mais antigo e mais utilizado globalmente.

Os dois elementos básicos que caracterizam as tarifas *feed-in* tradicionais são a obrigatoriedade de compra e a remuneração fixa garantida ao produtor por kWh de FER-E. É definido por lei o nível e duração da remuneração, os tipos de energias renováveis, as tecnologias, e as instalações que estão contempladas, bem como o agente sobre o qual recai a obrigatoriedade de aquisição de FER-E – em Portugal é o comercializador de último recurso (CUR). A duração dos apoios à FER-E é longa – cerca de 15 a 20 anos – para aumentar o clima de certeza e de segurança o que, na perspectiva dos investidores reduz o risco de investimento (CE, 2008).

As tarifas *feed-in* funcionam um subsídio atribuído aos produtores de FER-E como forma de incentivo aos investidores. Por exemplo, no caso energia eólica, os investidores têm incentivos para implantar os parques eólicos em regiões até onde, devido ao seu potencial renovável, os custos marginais de produção de electricidade são iguais ou inferiores ao valor da FIT (Menanteau et. al., 2003).

3.2. Certificados verdes negociáveis

Este instrumento é aplicado quando o governo estipula quotas obrigatórias de FER-E, que podem incidir sobre os consumidores finais ou sobre os fornecedores de electricidade. Num sistema de certificados verdes (CV) a FER-E é negociada no mesmo mercado da electricidade convencional, e os custos adicionais em que incorrem os produtores pela produção de FER-E são cobertos pela venda de CV num mercado próprio para o efeito. A ideia dos CV é a de negociar os benefícios decorrentes da utilização de FER-E num mercado paralelo ao da electricidade. O preço total que os produtores recebem é composto por duas fracções – preço da electricidade e preço dos CV (o valor é definido de acordo com as condições da oferta e da procura, que por sua vez estão condicionadas pela obrigatoriedade estabelecida pelo governo) (Huber et al., 2004). O cumprimento das quotas obrigatórias pode ocorrer através da compra dos certificados verdes, pois no caso de incumprimento a legislação prevê a aplicação de penalizações (CE, 2008). A adopção deste instrumento de apoio introduz a competição tanto para os vendedores como para os compradores de electricidade em ambos os mercados – de electricidade e de negociação de CV.

3.3. Concursos públicos

Este instrumento tem em comum com as FIT a existência de uma remuneração garantida por kWh, e tal como com os CV existe concorrência e os objectivos são estabelecidos ao nível da quantidade, podendo ocorrer ao nível do investimento ou da produção (Huber et al., 2004). O processo passa pela atribuição de licenças para uma quota de capacidade limitada estabelecida pelo Estado. Os produtores de FER-E competem entre si através de ofertas de preços por tipo de FER para obterem as licenças, que são concedidas às licitações mais competitivas (preços mais baixos por kWh).

Conclusão

As FER apresentam potenciais e custos tecnológicos diferentes, pelo que raramente a adopção de um único instrumento de suporte é o suficiente para desenvolver todo o espectro de FER disponível num país. Na maioria das vezes aplica-se um modelo de apoio híbrido obtido através da combinação de um instrumento principal com instrumentos secundários, como por exemplo os incentivos fiscais.

4. Critérios de avaliação

Após o reconhecimento da necessidade de criar um modelo de apoio à FER-E para que esta possa ter um processo de difusão de sucesso, o Estado tem de decidir qual o instrumento principal a adoptar. A escolha depende dos objectivos traçados para cada país e das características do mercado interno de energia, e da análise dos principais instrumentos que o Estado tem à sua disposição seguindo três critérios fundamentais: eficácia, eficiência e equidade.

4.1. Eficácia, Eficiência, Equidade

As energias renováveis destacam-se dos combustíveis fósseis, sobretudo pelo seu contributo para a preservação de bens públicos como o ar e a estabilidade climática. A não exclusividade e o não egoísmo no consumo destes bens serve de justificação para que os agentes económicos não invistam em algo a que todos têm acesso gratuito, o que é adverso à penetração das energias renováveis numa estrutura de mercado concorrencial (Menanteau et al., 2003).

O Estado pode actuar perante esta falha de mercado deparando-se, no entanto, com a dificuldade em quantificar o valor da preservação dos bens públicos através da utilização de energias renováveis, ou da quantificação dos danos evitáveis pela utilização das energias renováveis em termos de qualidade do ar ou alterações climáticas. Uma vez que certos parâmetros são difíceis de quantificar, a referência não pode ser feita como um nível óptimo de redução de emissões. Consequentemente, a abordagem desta problemática deve ser baseada em termos de eficiência, em que os objectivos a serem alcançados são definidos de forma a atingir objectivos considerados como satisfatórios para a sociedade (Baumol & Oates, 1971). Para além da eficiência, para que haja difusão das FER, os modelos de apoio também devem ser eficazes pois só assim é que existe um aumento da capacidade instalada. A equidade deve ser considerada para que o modelo de apoio seja mais justo, distribuindo os ganhos de eficiência pelos produtores de FER-E e pelos consumidores finais de electricidade, e também repartindo os custos.

A solução óptima sobre o instrumento de apoio que deve ser implementado num determinado enquadramento reside na maximização dos critérios de avaliação, é por isso essencial compreender o significado de cada um deles.

Eficácia

A complexidade de quantificação dos custos ambientais e dos benefícios associados à produção de FER-E (relevantes para a eficiência) levou a que primeiramente os instrumentos de apoio à FER-E fossem avaliados pela sua eficácia. São mais eficazes os instrumentos capazes de incentivar o investimento em novas centrais de produção de FER-E. Quanto maior for a produção de FER-E mais facilmente se atinge os objectivos ambientais, ou seja, mais eficaz é o modelo de suporte da FER-E.

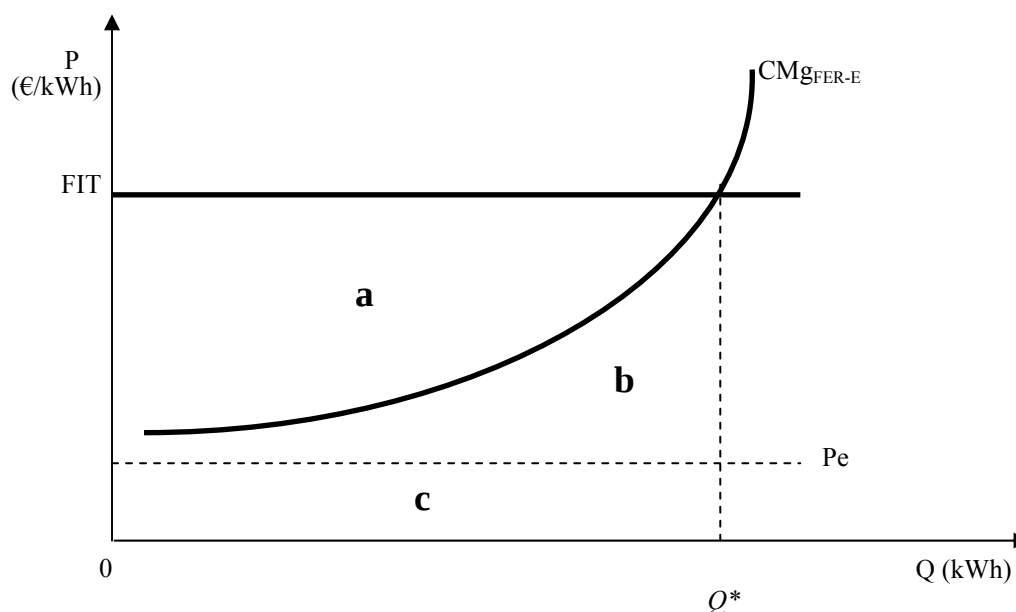
A eficácia depende, essencialmente, de dois factores: o nível de apoio dado aos investidores, e a garantia de remuneração para os investimentos futuros. O nível de apoio dado aos investidores está relacionado com a remuneração adicional por unidade de FER-E produzida. A garantia de remuneração para investimentos futuros é função da relação entre a entidade reguladora, os investidores e os agentes que têm de comprar a FER-E. Estas medidas servem para credibilizar o modelo de apoio junto do investidor, que assim se sente impelido a iniciar novos investimentos nesta área (Finon, 2006).

Eficiência

Este critério de avaliação inclui os conceitos de eficiência estática e de eficiência dinâmica. Eficiência estática refere-se à capacidade que um instrumento de apoio tem para alcançar as metas previamente estabelecidas ao menor custo, com as tecnologias existentes (Finon & Menanteau, 2008). A eficiência dinâmica consiste na capacidade que o instrumento de apoio tem em facilitar a inovação e a redução de custos através da aprendizagem tecnológica (Finon, 2006).

A eficiência dos instrumentos de regulação deve ser analisada recorrendo à relação custos – benefícios que daí advêm. Como existe dificuldade em calcular os benefícios decorrentes do modelo de apoio (e.g. protecção ambiental), na prática a eficiência é alcançada através do controlo quer dos custos para a sociedade (custos de utilização de tecnologia renovável que podem, por exemplo, estar relacionados com o aumento de capacidade instalada e da curva de custos marginais agregada) e dos custos transferidos para os consumidores (Finon, 2006). A figura IV.1 ilustra para um modelo *feed-in* a relação entre os custos para a sociedade e os custos transferidos para os consumidores, associados à promoção de FER-E.

Figura IV.1: Distinção dos custos para a sociedade e dos custos para os consumidores derivados de um modelo FIT.



CMg_{FER-E} – Curva dos custos marginais de produção da FER-E (depende do custo das tecnologias e dos potenciais projectos de FER-E politicamente acessíveis)

FIT – Tarifa *feed-in* fixa

Q^* – Quantidade de FER-E produzida para o nível de FIT aplicado

P_e – Preço da electricidade proveniente de combustíveis fósseis

a – Bónus adicional pago aos produtores de FER-E

b – Custo extra decorrente da produção total de FER-E comparativamente com a electricidade convencional.

c – Custos associados à produção de electricidade convencional

Os custos para os consumidores correspondem à área representada por *a*, e referem-se ao excedente do consumidor quando estes consomem electricidade convencional, que é capturado e transferido como prémio adicional que os produtores recebem por produzir FER-E em alternativa. O valor de *a* é imputado aos consumidores finais através do aumento das tarifas de electricidade cobradas pelos retalhistas, deixando de ser excedente do consumidor para passar a ser considerado um custo para os mesmos (Finon, 2006). Quanto maiores forem os apoios à FER-E, maiores são os encargos para os consumidores. Como os objectivos ambiciosos traçados pela UE e reforçados pelos EM, levam à necessidade de implementar mecanismos de apoio à FER-E, é relevante que tal seja feito ao menor custo possível (Finon & Menanteau, 2008). Tomando o exemplo da figura, quanto menor for a área *a* menores são os custos para os consumidores.

Os custos para a sociedade correspondem à soma das áreas b e c . Como P_e é o preço da electricidade convencional, b é o custo adicional pela produção total de FER-E, ou seja, são os recursos sociais que são utilizados em excesso face ao custo actual. Os custos para a sociedade dependem da curva dos custos marginais e das capacidades que supostamente vão ser instaladas por ordem de mérito (Finon, 2006).

O custo para a sociedade aumenta, ou seja, eficiência estática diminui, quando se pretende diversificar o cenário energético através da inclusão de tecnologias renováveis que se encontram em diferentes estádios de maturidade. Do ponto de vista da eficiência estática, apenas devem utilizar-se as tecnologias renováveis mais maduras. Todavia, ao optar-se pela diversificação, ainda que no curto prazo exista um aumento dos custos para a sociedade, no longo prazo vai haver ganhos de eficiência. A aposta na diversificação permite o desenvolvimento em larga escala de tecnologias renováveis mais imaturas, o que é francamente vantajoso no momento em que a capacidade instalada de tecnologias renováveis maduras se tiver esgotado, pois contribui para controlar o aumento dos custos para a sociedade no futuro.

Os instrumentos de suporte à FER-E devem conseguir incentivar os investidores a optar por tecnologias, dimensões e localizações que levem a uma diminuição dos custos de produção, que se reflecte numa minimização dos custos para os consumidores limitando os lucros dos produtores (Huber et al. 2004). Numa visão de longo prazo, a estas condições de eficiência deve acrescentar-se medidas que contribuam para a eficiência dinâmica.

Equidade

Este conceito é definido como a capacidade que um instrumento de apoio tem para redistribuir equitativamente o excedente total resultante dos apoios aos investidores e dos avanços tecnológicos. Mesmo que seja comprovada a eficiência dos instrumentos de regulação, é importante analisá-los do ponto de vista da distribuição do excedente social entre os consumidores e os produtores.

4.2. Preços versus Quantidade em cenários de incerteza

Para escolher qual o instrumento de apoio mais adequado, a avaliação dos mesmos deve aproximar-se o mais possível do ambiente real, em que não se dispõe de toda a

informação necessária para o processo de decisão. Torna-se então relevante analisar qual o comportamento dos instrumentos de promoção de FER-E num cenário de incerteza.

De acordo com a classificação referida na secção anterior, os instrumentos de regulação de apoio à FER-E podem ser baseados nos preços ou nas quantidades. Segundo Menanteau et al. (2003), como os instrumentos de apoio à FER-E são semelhantes aos utilizados nas políticas ambientais, a comparação de eficiência dos dois tipos de instrumentos, num cenário de incerteza, pode ser fundamentada pelos trabalhos desenvolvidos no âmbito da regulação ambiental, particularmente pelo estudo realizado e publicado por Weitzman em 1974.

No seu estudo, Weitzman (1974) coloca em causa a condição defendida pela teoria de afectação de recursos de que os instrumentos baseados nos preços produzem resultados idênticos aos obtidos pelos instrumentos baseados nas quantidades, não existindo evidências de que se deva optar por um ou outro instrumento. Neste enquadramento, estabelecer preços é uma tarefa que requer a mesma informação do que o estabelecimento de quantidades. Weitzman só reconhece a validade desta condição para contextos de informação perfeita, alegando que a simetria de ambos os instrumentos não se verifica num enquadramento de informação imperfeita. Logo, a questão que se impõe é saber qual o melhor instrumento num cenário de incerteza relativamente às curvas dos benefícios sociais marginais (BMS) e dos custos sociais marginais (CMgS). O autor conclui que num quadro de informação imperfeita, a escolha do instrumento de apoio depende do declive das curvas dos BMS e CMgS.

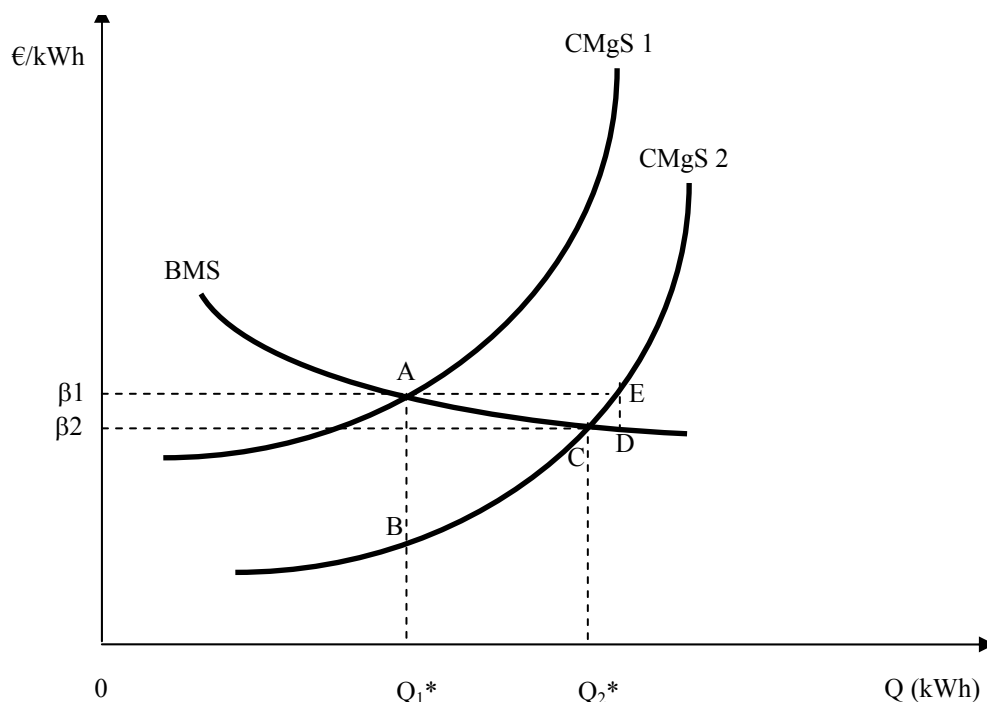
Para aferir qual o tipo de instrumento mais adequado para a promoção da FER-E num cenário de incerteza, Cabré (2007, p. 179-180) transpõe os resultados de Weitzman para o contexto das energias renováveis enquanto resposta às alterações climáticas¹¹.

As conclusões de Cabré assentam no facto dos GEE – principalmente o CO₂ – ser um poluente de *stock*, o que explica o declive pouco acentuado da curva dos BMS. Do total de CO₂ emitido anualmente, apenas 1/3 se deve à produção de electricidade convencional. Mesmo quando produzida em larga escala, a FER-E vai ter um impacto marginal reduzido na concentração total de CO₂ na atmosfera. Admitindo que a função de danos das alterações climáticas é proporcional à concentração de CO₂ na atmosfera, os benefícios sociais marginais

¹¹ Considerando que o maior benefício da utilização de FER-E é a mitigação das emissões de GEE e o impacto nas alterações climáticas.

derivados da redução de emissões daquele gás através da produção de FER-E vão ter um declive quase nulo

A figura IV.2 permite observar as consequências que um cenário de incerteza da curva dos custos marginais sociais pode ter nas perdas de eficiência, quer se adopte pela fixação de preços ou das quantidades. Quando se escolhe um instrumento de apoio à FER-E, tanto os preços como as quantidades são fixados fazendo uma estimativa da curva de custos sociais marginais e da curva dos benefícios sociais marginais para a produção de FER-E, esta situação é assinalada na figura recorrendo à curva de custos marginais sociais estimada CMgS 1 e à curva dos benefícios sociais marginais BMS, da sua intercepção resulta o ponto óptimo *A*, alcançado pela fixação de um dos dois instrumentos. Mas num contexto de incerteza, a curva dos custos sociais marginais real não corresponde a CMgS 1 mas sim CMgS 2. A discrepância das curvas estimada e real altera o ponto óptimo que passa a ser *C*. Para alcançar o ponto *C* o preço fixo devia ser β_2 , e a quantidade fixada devia ser Q_2^* . Como para CMgS 2 a tarifa continua a ser β_1 , em alternativa ao ponto *C* é alcançado o ponto *E*, caso se tenha optado por fixar a quantidade, que continua a ser Q_1^* , em vez de se alcançar o novo ponto óptimo atinge-se o ponto *B*. Para ambas as escolhas existem perdas de eficiência que se traduzem em perdas de bem-estar social. Quando é adoptado o instrumento de preços a perda de bem-estar social corresponde à área [CDE], alternativamente, quando se aplica a fixação da quantidade, então a perda de bem-estar social corresponde à área [ABC]. Como a área [ABC] é superior a [CDE], verifica-se que os instrumentos baseados nos preços, em cenários de incerteza, são os mais eficientes para promover a FER-E. Os mesmos resultados seriam obtidos se CMgS 2 fosse superior a CMgS 1 ou se a curva BMS se movimentasse para cima ou para baixo (Cabré, 2007). Esta conclusão é válida admitindo que o declive da curva dos CMgS é mais acentuado do que o da curva dos BMS.

Figura IV.2: Perdas de bem-estar social para quotas e FIT num cenário de incerteza.

Fonte: Cabré (2007).

CMgS 1 – Curva dos custos marginais sociais estimada

CMgS 2 – Curva dos custos marginais sociais real

BMS – Curva dos benefícios marginais

 $\beta 1$ – Tarifa fixada para CMgS 1 $\beta 2$ – Tarifa para CMgS 2 Q_1^* – Quantidade fixada para CMgS 1 Q_2^* – Quantidade para CMgS 2

A – Perda de bem-estar social associado ao instrumento de quantidade

B – Perda de bem-estar social associado ao instrumento de preços

Conclusão

A literatura tem vindo a debruçar-se sobre a eficácia e a eficiência das várias estratégias de promoção da FER-E. Meyer (2003), autor de um dos primeiros estudos sobre esta temática, concluiu que o grande desafio da economia de mercado é encontrar um compromisso que permita conciliar os lucros de curto prazo dos produtores de FER-E, com soluções sustentáveis de longo prazo que se caracterizam por ser menos dispendiosas. Haas et al. (2008) acrescentam que a ideia predominante é a de que a maximização da eficácia e da eficiência dos modelos de apoio à FER-E não dependem unicamente do instrumento utilizado, sendo tão ou mais importante o design cuidadoso e rigoroso das estratégias a adotar. Os

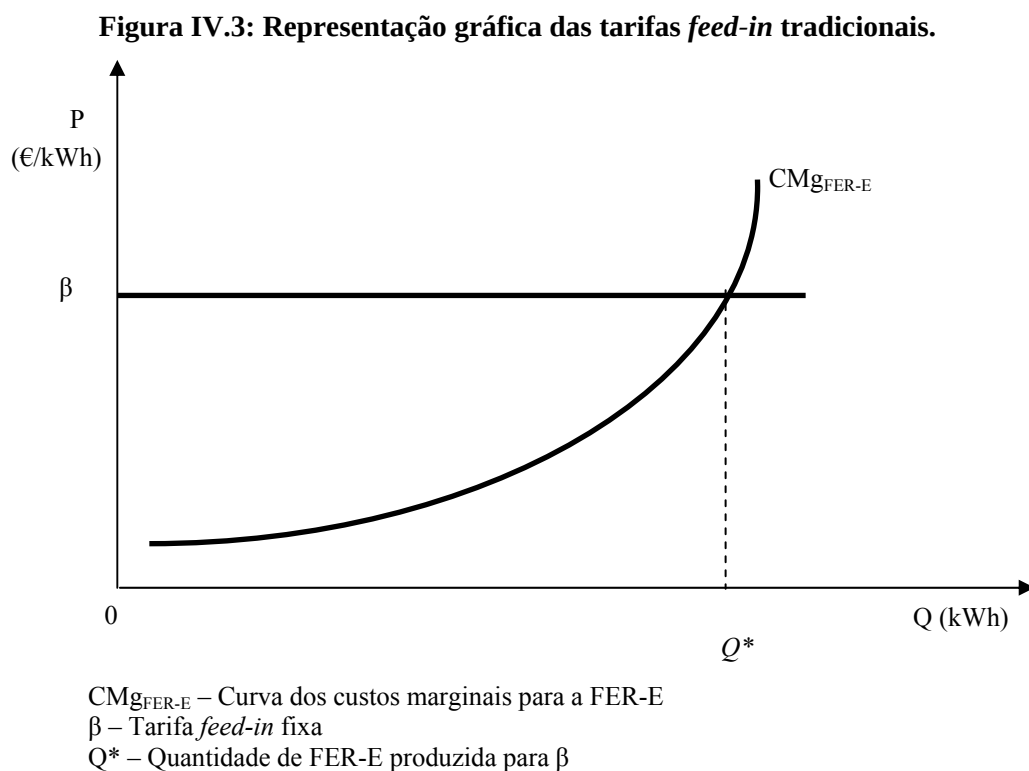
modelos de apoio à FER-E resultam da articulação de vários parâmetros de design, como a obrigatoriedade de compra ou a discriminação horária, que auxiliem e potenciem a acção do instrumento central.

A escolha do instrumento para a promoção de FER-E deve ponderar as perdas de eficiência num contexto de incerteza – o que acontece na realidade. Baseado no trabalho de Weitzman (1974), Cabré (2007) concluiu que, num cenário de incerteza, a adopção dos instrumentos baseados em preços envolve menos perda de eficiência do que os instrumentos baseados nas quantidades. O argumento do autor teve como premissa que o maior benefício social da utilização de FER-E era a redução das emissões de CO₂, no entanto existem outros benefícios como o aumento da segurança do abastecimento energético e a criação de emprego, que também devem ser ponderados no momento da tomada de decisão.

5. O caso particular das tarifas *feed-in*

A adopção das tarifas *feed-in* remonta a finais da década de 80 na Dinamarca, e na Alemanha e em Espanha no início dos anos 90. É actualmente o instrumento mais utilizado na Europa, pois é o mais eficaz para alcançar as metas ambientais elevadas de médio e de longo prazo com que se deparam (Huber et al., 2004).

A figura IV.3 representa as FIT na sua forma mais elementar, ou seja, tendo em conta a curva dos custos marginais estimada¹² CMg_{FER-E} , a entidade reguladora fixa uma tarifa constante – β , da qual resulta determinada quantidade de FER-E – Q^* .



Tradicionalmente, as FIT são diversificadas por FER (para promover a diversidade e porque têm curvas de custos marginais distintas) com uma duração pré-definida, e são acompanhadas pela obrigatoriedade de compra da FER-E. A duração da remuneração e da

¹² Pressupõe-se que a curva de custos marginais é crescente. As primeiras centrais renováveis a serem implantadas são as mais eficientes, logo as que têm menores custos marginais de produção. Mas para que o modelo de apoio seja eficaz, ou seja, para que haja um aumento da capacidade instalada, tem de ser construídas centrais renováveis em locais menos eficientes. E por isso que no seu conjunto o modelo FIT, tem uma curva de custos marginais crescentes.

obrigatoriedade de compra deve estender-se por um período capaz de assegurar que os investidores tenham o retorno do investimento que realizaram.

Dos três critérios de avaliação – eficácia, eficiência e equidade – a eficiência é o que maiores críticas suscita. Este facto levou à necessidade de optimização dos modelos FIT através da introdução de determinados parâmetros de design, como as variantes tarifárias, cujo objectivo é promover a maximização da eficiência sem negligenciar a eficácia e promovendo a equidade.

Paralelamente à análise teórica dos critérios de avaliação, têm surgido ao longo do tempo diversos estudos de avaliação dos instrumentos baseados nos dados observados em vários países. Huber et al., (2004) realizaram um desses estudos comparativos sobre os vários tipos de modelos de apoio à FER-E através da análise empírica à realidade dos países da UE, recorrendo à simulação informática de vários cenários. As simulações dos modelos FIT tinham como pressupostos base: (1) o nível de remuneração é suficiente para garantir a eficácia do modelo (incentivo ao investimento), (2) cada tecnologia renovável tem uma remuneração específica que decresce ao longo do tempo, (3) para a mesma FER, o nível de remuneração diverge atendendo aos custos marginais de produção – assim o prémio atribuído a cada produtor de FER-E tem a mesma magnitude, e (4) a remuneração decresce ao longo do tempo ou pelo menos não sofre actualizações quando for alcançado o objectivo de capacidade instalada para uma determinada tecnologia renovável. Neste contexto, as principais conclusões foram as seguintes:

- Este instrumento é eficaz no desenvolvimento da produção de FER-E em quase todos os países em que foi introduzido. No entanto, a aplicação de um modelo FIT não garante que se atinja os objectivos para a produção de FER-E.
- Um sistema tarifário pode ser aplicado de uma maneira flexível, adaptando o nível tarifário para novos contratos ao longo do tempo (e.g. anualmente). Um modelo FIT é relativamente fácil de instalar e de substituir, o que é importante quando o que se pretende no longo prazo é uma harmonização entre as políticas de todos os Estados Membros.
- Os custos de transacção e administrativos envolvidos num modelo FIT são relativamente reduzidos. Não obstante, devem ser efectuados esforços administrativos no sentido de se identificar os níveis tarifários correctos. Esta razão pode levar a que

no médio prazo os custos administrativos sofram um aumento nos casos em que o modelo FIT é dotado de alguma complexidade.

- Apesar de todas as vantagens que ressaltam da utilização das FIT, este instrumento tem a desvantagem de não promover um ambiente concorrencial entre os investidores, mesmo os modelos FIT mais optimizados, o que de certa forma não força a redução do preço unitário de electricidade.
- Os modelos FIT tendem a promover o desenvolvimento de componentes de elevada qualidade. A explicação reside no facto de num cenário em que existe uma garantia de remuneração por um período relativamente longo, os produtores de FER-E poderem ter a propensão de investir numa melhoria da eficiência técnica dos componentes, para aumentarem a margem de lucro uma vez que as FIT são constantes.
- Admitindo que são aplicadas tarifas específicas para cada FER, os custos globais de produção de FER-E podem não ser minimizados. No curto prazo, se as unidades de produção que utilizem tecnologias renováveis menos desenvolvidas auferirem de uma remuneração por kWh produzido superior à atribuída às tecnologias mais eficientes, são mais atractivas do ponto de vista do investidor. A ocorrência desta situação está dependente do nível fixado de remuneração.
- Os modelos FIT acarretam menores custos para a sociedade, pois o nível tarifário decresce ao longo do tempo para as novas centrais renováveis – para as restantes o nível de remuneração é constante. Por outro lado, as centrais renováveis que utilizem a mesma FER têm remunerações diferentes que acompanham o nível dos custos marginais de produção de FER-E. No seio da mesma tecnologia renovável, as unidades de produção mais eficientes – menores custos de produção – recebem uma tarifa fixa menor para que o excedente do produtor seja controlado e consequentemente haja menores encargos para os consumidores finais de electricidade.
- O apoio diversificado a tecnologias com graus de maturidade diferentes permite que os encargos para os consumidores não sofram acréscimos acentuados no futuro. A promoção de FER-E proveniente de tecnologias renováveis que actualmente estão em fases iniciais de desenvolvimento, permite que estas se desenvolvam e se tornem mais eficientes – devido ao efeito de aprendizagem – no momento em que a capacidade instalada das FER presentemente mais maduras se tiver esgotado. Os encargos com as

tecnologias mais imaturas acabam por ser distribuídos ao longo do tempo, levando a que no longo prazo os custos de produção associados decresçam.

Conclusão

A Alemanha é um dos exemplos positivos da aplicação das FIT, devido à sua introdução, o país teve um forte desenvolvimento da energia eólica nos anos 90, passando a líder mundial de capacidade instalada. O sucesso dos países que detêm a liderança da capacidade instalada de energia eólica, como a Alemanha ou a Espanha, têm em comum a adopção das tarifas *feed-in* como principal instrumento de apoio à FER-E, que têm vindo a ser ajustadas à realidade do mercado e às necessidades que vão surgindo (Blind et al., 2004).

Um outro estudo foi levado a cabo pela CE, que confrontou os resultados das tarifas *feed-in* e das quotas obrigatórias. A Comissão concluiu que as tarifas *feed-in* conseguem alcançar uma maior integração da FER-E, com menores custos para os consumidores (CE, 2008). O mesmo estudo revela que, comparativamente com os resultados obtidos em 2005, houve um aumento significativo do nível de suporte em alguns EM, incluindo Portugal, o que ainda reveste de maior importância a existência de um modelo de apoio eficiente.

Embora esteja em aberto o debate sobre o instrumento que melhor se adapta aos objectivos da UE e de cada EM em matéria de energia renovável, a discussão centra-se entre dois instrumentos – tarifas *feed-in*, e as quotas obrigatórias conjugadas com a negociação de certificados verdes. Este debate insere-se num contexto mais alargado do mercado único de energia preconizado pela UE, pelo que, a prazo, pretende atingir-se a harmonização das políticas das energias renováveis. Actualmente, os resultados obtidos nos membros da UE indiciam as FIT como o mecanismo de suporte que mais se destaca (Klein, Held, Ragwitz, Resch & Faber, 2006). Sendo este instrumento também utilizado em Portugal, é sobre ele que vai incidir o estudo deste trabalho.

6. Principais parâmetros de design dos modelos *feed-in*

Feita a escolha sobre o instrumento central de regulação a aplicar, o Estado tem de actuar no sentido de construir um modelo de apoio integrado, que vá ao encontro das necessidades e das características do país.

No caso concreto das FIT, é possível encontrar uma multiplicidade de modelos de apoio, tal como acontece na UE, muito embora o instrumento central seja comum. Cada regulador para desenhar um modelo FIT tem ao seu dispor uma pluralidade de opções de design para conjugar com o instrumento principal de apoio, e que devem ser escolhidos de acordo com os objectivos que se pretende alcançar. Às diversas opções de design dá-se a designação de parâmetros de design, como por exemplo a metodologia de *price setting*, a adopção de variantes FIT, ou a duração do apoio remuneratório.

Os parâmetros de design não são menos importantes do que a escolha do instrumento principal de apoio. O que actualmente se pretende, mais do que substituir os instrumentos de apoio actuais, é melhorar e desenvolver os existentes através de designs alternativos. O objectivo é conseguir a prossecução das metas nacionais e internacionais ao menor custo e de maneira equitativa.

Não obstante a diversidade de modelos FIT, existem parâmetros comuns que devem estar presentes em todos eles, que são descritos nas secções seguintes em maior detalhe.

6.1. Variantes tarifárias *feed-in*

As entidades reguladoras no momento da construção dos modelos FIT devem possuir informação perfeita sobre os elementos relevantes associados às FER que pretendem promover. Aspectos como os custos marginais de produção de FER-E, os custos marginais sociais, os benefícios marginais sociais, o potencial renovável de cada fonte de energia, ou as preferências do consumidor, devem ser conhecidos à priori e ponderados para os modelos FIT.

Num cenário real em que a informação é assimétrica, acabam por se verificar desvios entre os valores estimados e os reais, que se traduzem em perdas de eficiência do modelo de apoio adoptado.

Para corrigir os possíveis desvios entre valores, os reguladores têm desenvolvido variantes das tarifas *feed-in* tradicionais (remuneração fixa garantida dependendo da FER utilizada). As variantes tarifárias mais importantes são as tarifas *stepped*, as tarifas degressivas e os prémios *feed-in*.

6.1.1. Tarifas *stepped*

Os apoios à FER-E têm como objectivo o aumento da capacidade instalada de unidades de produção renováveis até à meta estipulada legalmente. Para cada tecnologia renovável, os investimentos iniciais incidem em centrais geradoras de FER-E mais eficientes. Mas estas não são suficientes para alcançar os objectivos, sendo por isso necessário implementar centrais renováveis de menor eficiência.

Os custos marginais de produção de FER-E, para além de variarem de acordo com a tecnologia utilizada, variam também utilizando a mesma tecnologia. As variações observadas nos custos de produção para uma mesma tecnologia renovável devem-se principalmente ao potencial renovável onde está instalada a central de produção, à capacidade instalada de cada central renovável e ao tipo de combustível utilizado (Klein et al., 2006).

Se apesar das diferenças nos custos marginais de produção de FER-E, se aplicar uma tarifa fixa para cada fonte de energia renovável, os produtores que tenham custos marginais menores têm mais lucro comparativamente com os produtores cuja FER-E tem custos marginais mais elevados. Inclusive pode dar-se o caso da FIT constante não ter um valor que seja suficiente para garantir o retorno do investimento das centrais menos eficientes.

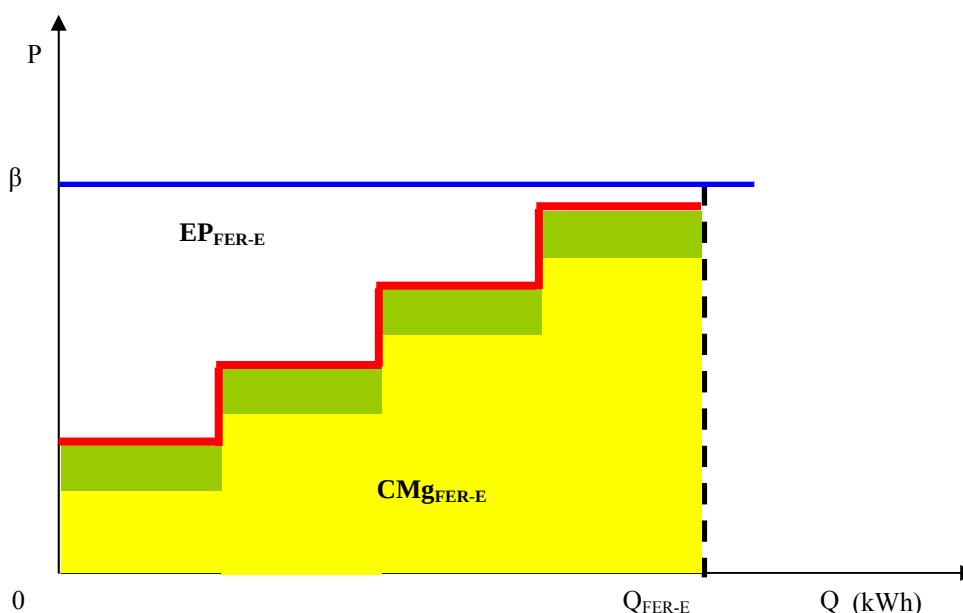
Os inconvenientes associados à disparidade de custos de produção usando a mesma tecnologia podem ser corrigidos através do recurso a uma variante das tarifas *feed-in* tradicionais – as tarifas *stepped*. Esta variante consiste na discriminação tarifária para a mesma tecnologia tendo em conta os custos marginais de produção de FER-E que lhe estão associados (Klein et al., 2006). Com a aplicação das tarifas *stepped* há um decréscimo do nível tarifário à medida que a eficiência das centrais de produção aumenta – de acordo com um *benchmark* bem definido para cada tecnologia (Huber et al., 2004).

As tarifas *stepped* garantem um lucro mínimo para os produtores de FER-E que tenham custos marginais mais elevados e, paralelamente, limitam os lucros permitidos aos produtores que têm custos marginais mais reduzidos, com uma consequente redução de custos para a sociedade. Por exemplo, os parques eólicos localizados em regiões com um potencial

renovável elevado auferem de uma tarifa inferior aos que detêm parques eólicos em locais de menor potencial (Finon & Menanteau, 2008).

A figura IV.4 é elucidativa sobre a vantagem que as tarifas *stepped* têm relativamente às FIT tradicionais, no controlo do excedente do produtor. O primeiro patamar/degrau representa as centrais renováveis com os menores custos de produção (mais eficientes). O segundo patamar/degrau diz respeito às centrais com os custos de produção mais reduzidos imediatamente a seguir ao primeiro patamar, para uma determinada quantidade de FER-E produzida, e assim sucessivamente. Caso se opte pela FIT tradicional (tarifa fixa para cada tecnologia renovável), o excedente do produtor vai corresponder ao somatório das áreas assinaladas a branco e verde. Alternativamente, com a aplicação das tarifas *stepped* (linha encarnada do gráfico), o excedente do produtor sofre uma redução assinalada pela área a branco, passando o excedente do produtor a ser representada pela área a verde (e.g. no primeiro patamar/degrau o excedente do produtor é igual à área do primeiro bloco verde). Independentemente dos custos de produção, cada produtor tem o mesmo excedente.

Figura IV.4: Custos marginais de produção e lucro do produtor por central renovável. Linha verde: Tarifa fixa. Linha encarnada: tarifa *stepped* garantida.



Legenda:

β – FIT tradicional (linha verde)

EP_{FER-E} – Excedente do produtor

CMg_{FER-E} – Custos marginais de produção da FER-E

Linha encarnada – Nível das tarifas *stepped*

A diferenciação das tarifas *stepped* baseia-se nos factores que têm impacto nos custos marginais de produção da FER-E. Os três principais tipos de diferenciação das tarifas *stepped* são: (1) localização da central renovável, (2) capacidade instalada da central, e (3) tipo de combustível utilizado.

O critério da localização está directamente ligado com o potencial renovável de cada região.

A diferenciação tarifária de acordo com a capacidade instalada assenta no conceito de economias de escala. A instalação de centrais renováveis tem custos fixos elevados que se diluem com o aumento da quantidade de FER-E produzida, traduzindo-se numa curva de custos médios decrescentes.

As tarifas *stepped* que dependem do combustível utilizado são aplicadas para as unidades de biomassa e de Biogás, e justificam-se pelo impacto que os diferentes preços dos combustíveis – tipos de biomassa – têm nos custos de produção da FER-E. Por exemplo, a biomassa pode ser vegetal ou animal, de origem florestal, agrícola ou industrial. A diversidade das fontes de biomassa influencia o seu preço.

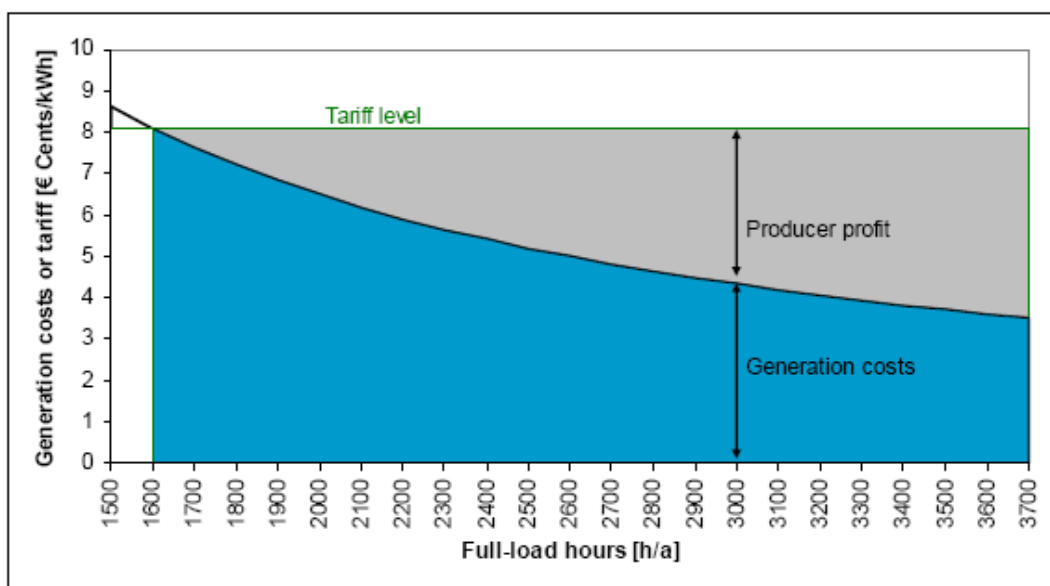
O racional subjacente à adopção das tarifas *stepped* pode ser exemplificado para os parques eólicos. Os custos de produção de electricidade a partir de energia eólica variam consideravelmente com a quantidade de vento. O rendimento energético de uma turbina eólica é medido em *full-load hours* (FLH). Cada turbina tem uma capacidade específica, assim quanto maior for a velocidade do vento e quanto mais longos forem os períodos do vento, maior será o rendimento energético (Klein et al., 2006).

Os custos específicos de produção de electricidade produzida a partir de energia eólica (EEE) decrescem com o aumento do FLH. No caso do regulador optar por recorrer a uma FIT constante para remunerar indiscriminadamente a produção de EEE por kWh, é necessário saber qual o valor que esta deve assumir.

Numa primeira hipótese admita-se que a decisão do regulador incide sobre uma FIT constante de valor elevado próximo dos 0,08 €/kWh, tal como ilustra a figura IV.5 (linha verde do gráfico). Como se pode observar pela área azul os custos de produção da EEE decrescem à medida que aumenta o FLH. Desde que o nível tarifário consiga fazer face aos custos de produção, um local com um FLH reduzido já é lucrativo para o produtor, neste caso em concreto, para produtores com centrais com um FLH a partir de 1600 já compensa a produção de EEE. A grande vantagem desta opção é que vai atrair mais investidores para

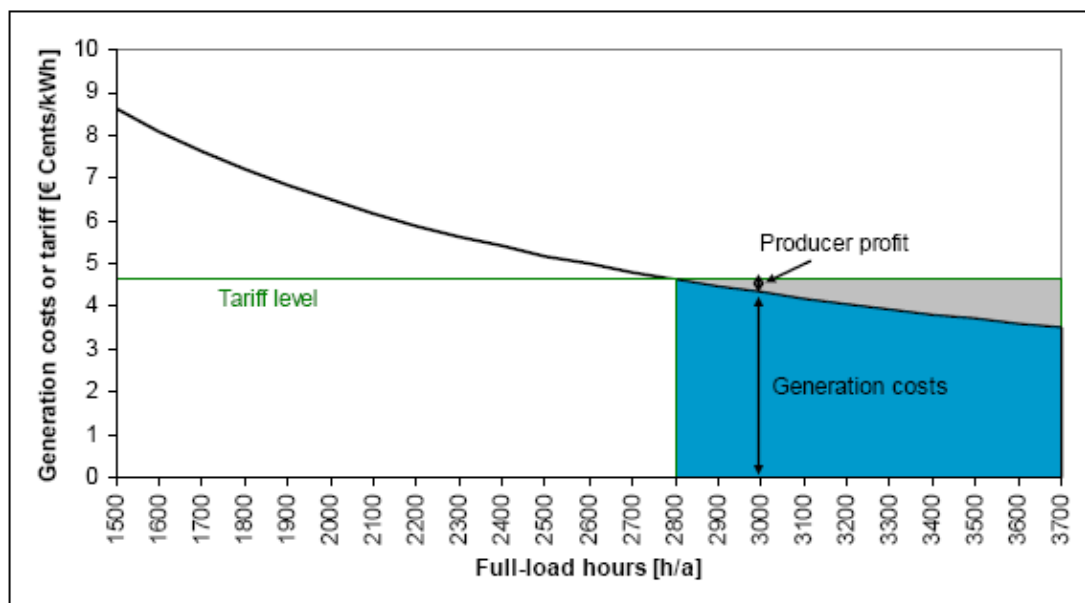
locais não considerados numa primeira instância, contribuindo para o aumento da capacidade instalada. Mas como a FIT é constante, os parques eólicos localizados em regiões de maior potencial renovável – maior FLH – vão estar a ser sobre subsidiados, ou seja, o excedente do produtor acompanha o aumento do FLH, tal como ilustra a área a roxo da figura. Como o lucro é pago pelos consumidores finais, esta hipótese traduz-se num aumento dos custos para os consumidores (Klein et al., 2006).

Figura IV.5: Nível de remuneração elevado por kWh.



Fonte: Klein et al. (2006).

Numa segunda hipótese, exemplificada pela figura IV.6, a opção remuneratória incide numa FIT constante de valor mais reduzido – próximo dos 0,05 €/kWh (linha verde do gráfico). Nesta situação, só os parques eólicos com FLH igual ou superior a 2800 é que têm uma remuneração que permite ter o retorno do investimento, que corresponde à área a roxo. Como o lucro do produtor é inferior ao que se verificaria com a primeira hipótese, há uma redução do encargo para os consumidores finais. O inconveniente associado a esta hipótese é a restrição significativa do uso de turbinas eólicas, pois só passa a fazer sentido implanta-las em locais onde se consegue atingir um determinado nível de FLH, o que limita o aumento da capacidade instalada (Klein et al., 2006).

Figura IV.6: Nível de remuneração reduzido por kWh.

Fonte: Klein et al. (2006).

As características locais têm um forte impacto no rendimento da produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável. Do ponto de vista da racionalidade económica só devem ser construídas centrais renováveis nos locais mais eficientes. Nesta perspectiva, os parques eólicos seriam exclusivamente instalados em países como a Escócia, Dinamarca ou a Irlanda, enquanto locais do interior da Alemanha deveriam ser automaticamente excluídos, pois a produção seria inferior conseguida em localizações costeiras de eleição.

Neste contexto, o modelo FIT com tarifas *stepped* superiores para as centrais renováveis electroprodutoras menos eficientes (localizadas em zonas com baixa intensidade de vento o que leva a custos marginais de produção mais elevados) seria rejeitado, por estar em conflito com a teoria económica (Meyer, 2003).

A implantação apenas das centrais eficientes – de maior potencial renovável – limita a eficácia do modelo de apoio à FER-E na prossecução das metas fixadas legalmente, ao limitar o acréscimo de capacidade instalada. A solução reside em apoiar primeiramente as unidades produtoras localizadas em regiões de maior potencial, que sejam mais eficientes, e que permitam uma maior produção de FER-E para que os custos de produção sejam minimizados.

As hipóteses avançadas para a energia eólica são válidas para as restantes fontes de energia renovável, utilizando qualquer um dos factores de discriminação.

As tarifas *stepped* contribuem positivamente para a eficácia do modelo através do incentivo para aumentar a capacidade instalada. Esta variante tarifária também leva ao aumento da eficiência, que reside na progressividade da diminuição das tarifas consoante os custos marginais de produção. A adequação da remuneração aos custos de produção permite controlar a compensação atribuídas aos produtores de FER-E, o que modera os encargos para os consumidores finais. Não obstante, o regulador deve ter sempre presente que para que os produtores continuem a considerar atractivo o investimento na produção de FER-E, o decréscimo da tarifa deve ser inferior às receitas totais que podem ser ganhas caso se opte por centrais renováveis mais eficientes (Huber et al., 2004).

A introdução das tarifas *stepped* envolve alguma complexidade administrativa, e pode comprometer o clima de estabilidade e de transparência dos investimentos, devido aos diferentes níveis tarifários existentes. Por outro lado, se as tarifas para unidades produtivas com menor capacidade são significativamente superiores às praticadas para unidades de maiores dimensões, pode ser mais viável do ponto de vista do investidor construir várias centrais mais pequenas do que uma unidade com maior capacidade, isto apesar desta última poder ser mais eficiente (Klein et al., 2006).

6.1.2. Tarifas degressivas

Os modelos de apoio à FER-E, incluindo os modelos FIT, devem incluir instrumentos de incentivo ao desenvolvimento tecnológico que leve a soluções mais eficientes que permitam reduzir os custos de produção da FER-E. Para fontes de energia como a eólica ou a geotérmica, os custos de produção de electricidade correspondem essencialmente aos custos da construção dos parques eólicos e aos custos de instalação, pois não existem custos significativos de combustível (Klein et al., 2006). Para estas FER um dos obstáculos à sua propagação é o elevado investimento inicial.

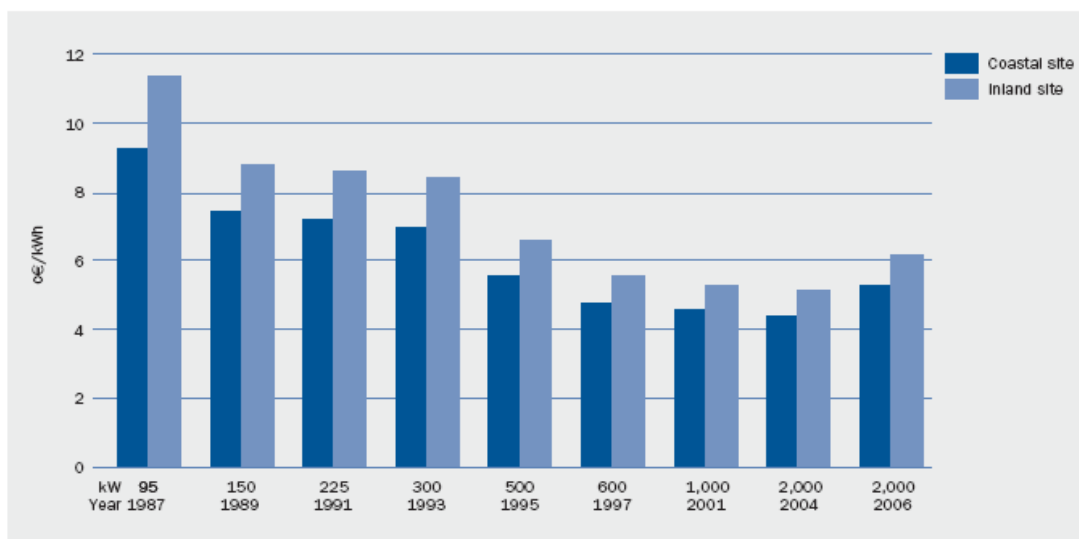
O investimento inicial é reduzido, caso as variáveis que o compõem, como os custos de construção e de instalação das centrais renováveis, diminuam. À medida que o conhecimento tecnológico evolui, os custos de produção da FER-E ficam mais reduzidos devido ao efeito da curva de aprendizagem. As curvas de aprendizagem descrevem a relação entre os custos totais que estão associados a uma tecnologia (e.g. trabalho, capital, custos

administrativos, equipamentos) e o *output* total. Espera-se que, conforme haja avanços tecnológicos, os custos de produção decresçam e a quantidade de *output* aumente, de acordo com a *learning rate*¹³. Os custos de produção após a duplicação dos *outputs* correspondem ao rácio de progresso (Klein et al., 2006).

Recorrendo mais uma vez à energia eólica para exemplificar esta situação, de acordo com estudos divulgados pela *European Wind Energy Association* (EWEA) (2008), o desenvolvimento global da capacidade instalada de parques eólicos teve influência no decréscimo dos custos de produção de EEE nos últimos 20 anos. A figura IV.7, abaixo indicada, elucida o efeito de aprendizagem (que evolui de acordo com o aumento da capacidade instalada) e a redução dos custos de produção. Na figura estão representados os custos de produção para turbinas de diferentes tamanhos e modelos ao longo do tempo (a construção de turbinas eólicas de maior capacidade e mais eficientes deve-se à evolução do conhecimento tecnológico e do efeito de aprendizagem que se foi adquirindo com a difusão da energia eólica). A título exemplificativo, para uma localização costeira (barras azuis escuras), o custo médio diminuiu de 0,092 €/kWh para uma turbina com uma capacidade de 95 kW (equipamento instalado em meados da década de 80), para cerca de 0,053 €/kWh para uma turbina com uma capacidade de 2000 kW (equipamento utilizado em 2006), ou seja, houve uma redução dos custos de produção superior a 40% (preços constantes de 2006) (EWEA, 2008).

¹³ Para determinadas indústrias de cada vez que o *output* total é duplicado, os custos totais por unidade produzida diminuem numa percentagem fixa e previsível, este fenómeno designa-se de *learning rate*.

Figura IV.7: Custos totais de energia eólica por unidade de electricidade produzida, por tamanho de turbina (c€/kWh, preços constantes de 2006 em €), assumindo uma taxa de desconto de 7,5%.



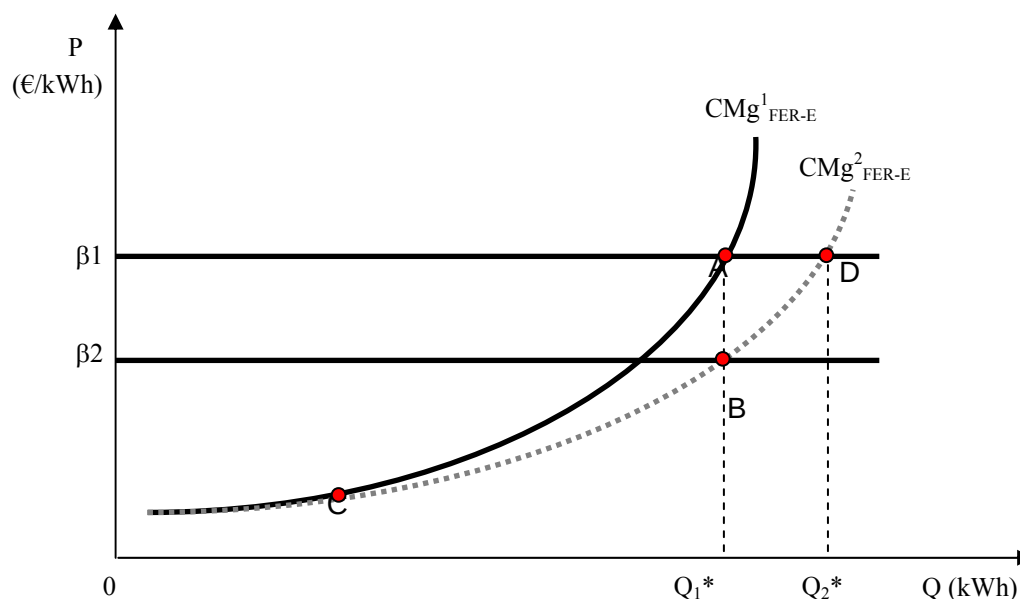
Source: Risø DTU

Fonte: EWEA (2008)

Nota: Devido à limitação de dados disponíveis, o gráfico foi construído com dados disponibilizados pela Dinamarca. No entanto a EWEA acredita que esta informação pode ser extrapolada para os restantes países.

Ainda que não seja intencionalmente, as FIT tradicionais ao garantirem o máximo de excedente do produtor incentivam o desenvolvimento tecnológico, pois os investidores têm mais margem para investir em novas tecnologias. Adicionalmente, como a remuneração é fixa os produtores sabem que adoptando tecnologias que reduzam os custos de produção beneficiam de um lucro maior, pois retêm todo o excedente derivado de mudanças tecnológicas, tal como é possível observar na figura IV.8 (Finon & Menanteau, 2008). Se devido a mudanças tecnológicas houver um decréscimo dos custos marginais a curva CMg^1_{FER-E} é substituída pela curva CMg^2_{FER-E} , e consequentemente há um acréscimo no excedente do produtor correspondente à área [ACD], pois a FIT continua a ser βI .

Figura IV.8: Impacto do progresso tecnológico num modelo de apoio com tarifas *feed-in* constantes.



Legenda:

CMg^1_{FER-E} – Custos marginais de produção de FER-E no momento 1

CMg^2_{FER-E} – Custos marginais de produção de FER-E no momento 2

$\beta 1$ – FIT fixada para CMg^1_{FER-E}

$\beta 2$ – FIT fixada para CMg^2_{FER-E}

Q_1^* – Quantidade de FER-E produzida para $\beta 1$ no momento 1

Q_2^* – Quantidade de FER-E produzida para $\beta 1$ no momento 2

Os custos para os consumidores mantêm-se apesar dos custos de produção decrescerem. Para que o excedente derivado dos avanços tecnológicos não seja exclusivamente revertido num aumento do excedente do produtor, o modelo de apoio à FER-E deve reflectir a redução dos custos de produção nos custos transferidos para os consumidores através da redução tarifária.

Para solucionar este problema, surgiu uma outra variante tarifária designada de tarifas degressivas. As tarifas degressivas resultam da redução do nível da tarifa inicialmente estabelecido por lei. Anualmente, o nível das tarifas para novas unidades renováveis é reduzido segundo uma taxa de degressão (específica para cada FER e em linha com a curva de aprendizagem de cada tecnologia renovável que pode ser construída com indicadores nacionais ou internacionais) pré-estabelecida legalmente para cada FER. Para as centrais renováveis existentes a remuneração não sofre alterações durante o período de tempo estipulado para os apoios ao investimento.

Para uma melhor compreensão tome-se o exemplo de uma central geotérmica. Se a nova lei tiver início em 2009 e contemplar uma remuneração de 0,15 €/kWh de FER-E produzida e uma taxa de degressão anual para esta FER de 1%, as centrais instaladas neste ano têm uma remuneração de 0,15 € por kWh de electricidade produzida. Se o investidor optar por licenciar e instalar a central geotérmica em 2010, a remuneração sofre uma redução de 1% por kWh de FER-E produzida. No caso da central renovável ser licenciada e instalada em 2011, à redução remuneratória de 2010 acresce uma nova redução igual a 1%.

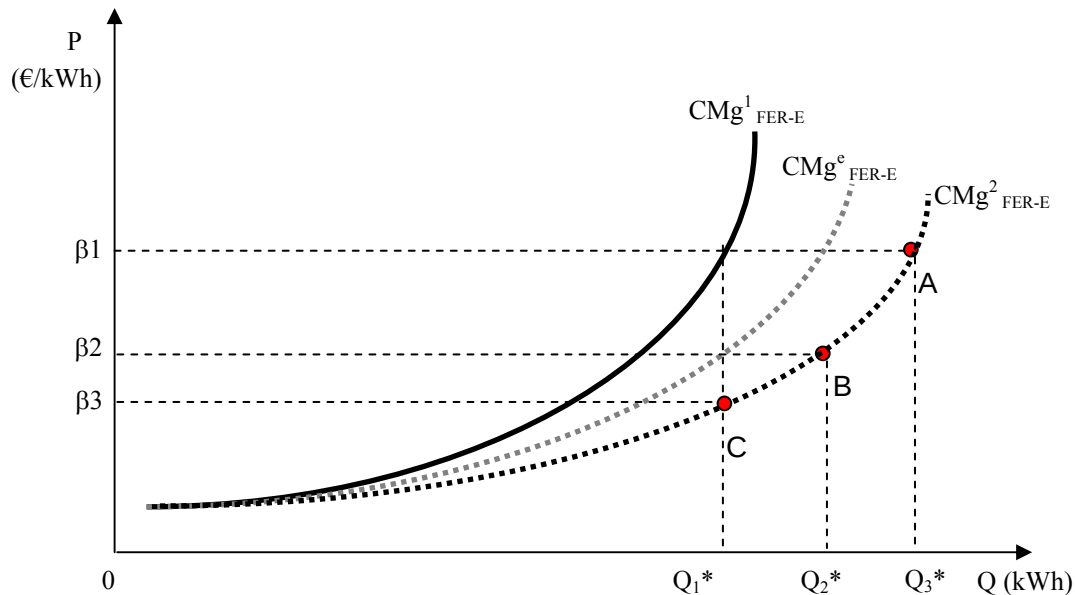
A lógica subjacente às tarifas degressivas é a antecipação de avanços tecnológicos e, consequentemente, às alterações das curvas dos custos marginais (Finon e Menanteau, 2008). As tarifas degressivas são uma alternativa com a qual se pretende controlar os lucros dos produtores de FER-E decorrentes de progressos tecnológicos.

A figura IV.9 ilustra o que acontece no caso das evoluções tecnológicas ocorrerem num contexto de tarifas degressivas, num cenário em que se desconhece a curva de custos marginais de produção. As mudanças tecnológicas levam a uma redução dos custos marginais e verifica-se que, quando existe uma situação de avanços tecnológicos para uma determinada FER surge uma nova curva dos custos marginais CMg^2_{FER-E} , para produzir a mesma quantidade de FER-E Q_1^* . Neste caso a tarifa devia ser reduzida de β_1 para β_3 , contudo, quando o regulador estabelece o nível de decréscimo da tarifa desconhece o desenvolvimento tecnológico que ocorre no futuro, pelo que estabelece uma tarifa β_2 baseada numa estimativa da curva de custos marginais CMg^e_{FER-E} .

Caso os avanços tecnológicos levem a uma redução dos custos marginais superior ao que foi antecipado tem-se uma curva de custos marginais inferior à estimada – CMg^2_{FER-E} e a quantidade de FER-E produzida será de Q_2^* , pois para CMg^2_{FER-E} , para se produzir a quantidade Q_1^* a tarifa tinha de ser fixada em β_3 . Assim, mesmo que haja um desfazamento entre a curva dos custos marginais estimada e a nova curva de custos marginais futura, as tarifas degressivas afiguram-se como uma solução vantajosa face às tarifas fixas, quer ao nível da eficiência quer da equidade. A equidade do modelo FIT aumenta, pois o excedente adicional é redistribuído pelos consumidores num valor correspondente à área $[\beta_1 A \beta_2]$. Por sua vez eficiência estática também aumenta, pois as tarifas degressivas adequam a remuneração da FER-E aos custos de produção (diminuição da probabilidade de compensação excessiva), o que reduz os custos transferidos para a sociedade. Simultaneamente, como

continua a existir lucro para os produtores correspondente à área $[\beta_2 BC \beta_3]$, permanece o incentivo de investir em FER-E (Finon & Menanteau, 2008).

Figura IV.9: Representação gráfica do mecanismo das tarifas degressivas.



Legenda:

CMg^1_{FER-E} – Custos marginais de produção de FER-E no momento 1

CMg^2_{FER-E} – Custos marginais de produção de FER-E no momento 2

CMg^e_{FER-E} – Estimativa dos custos marginais de produção de FER-E derivada do desenvolvimento tecnológico

β_1 – FIT fixada para CMg^1_{FER-E}

β_2 – FIT degressiva fixada para CMg^e_{FER-E} ,

β_3 – FIT que devia ser fixada para CMg^2_{FER-E} ,

Q_1^* – Quantidade de FER-E produzida para β_1 no momento 1

Q_2^* – Quantidade de FER-E produzida para β_2 e CMg^2_{FER-E} ,

Q_3^* – Quantidade de FER-E produzida para a opção da FIT tradicional e CMg^2_{FER-E} ,

Da óptica da eficiência dinâmica, esta opção tarifária revela-se vantajosa, pois a existência de uma taxa de degressão anual para as centrais a instalar constitui um incentivo deliberado ao investimento permanente em tecnologia para que se reduza os custos de produção continuamente. Como as unidades de produção implantadas recebem uma tarifa fixa por kWh de FER-E produzida, cujo valor depende do ano de implantação, permanecendo inalterada durante um longo período de tempo, as melhorias contínuas de eficiência levam a um aumento do lucro.

Do ponto de vista da eficácia, as tarifas degressivas também têm uma acção pró-activa. As taxas degressivas anuais pressionam os investidores a investirem o mais cedo

possível em novas centrais de produção de FER-E, pois assim auferem de remunerações superiores.

A degressão tarifária também tem impactos positivos na transparência do próprio modelo FIT e na segurança do investimento. Ao fixar-se legalmente o valor das taxas de degressão para cada tecnologia, os investidores sabem antecipadamente quando e quais as alterações que a remuneração da FER-E vai sofrer, tomando decisões de investimento mais fundamentadas.

A introdução das tarifas degressivas também comporta alguns inconvenientes. A fixação das tarifas para um longo período de tempo pode tornar o modelo FIT pouco flexível para se adaptar a alterações no preço da tecnologia que ocorrem devido a mudanças estruturais (e.g. o aumento do preço dos componentes dos equipamentos renováveis reflecte-se numa curva de custos marginais superior à estimada). Por outro lado, a determinação correcta das taxas de degressão tem subjacente alguma complexidade decorrente da dificuldade de estimar a aprendizagem tecnológica, havendo o risco de inviabilizar os investimentos caso se apliquem taxas de degressão divergentes da realidade (Klein et al., 2006).

Em última instância, o que se pretende obter é um modelo de apoio à FER-E que seja eficaz, eficiente e equitativo. Este tipo de tarifa caracteriza-se por ter as vantagens das tarifas fixas, mas conseguindo colmatar as desvantagens destas, sobretudo ao nível da eficiência e da equidade.

6.1.3. Prémios *feed-in*

Os prémios *feed-in* consistem num bónus específico para cada FER, garantido por um período estabelecido legalmente, pago aos produtores que optarem pela comercialização no mercado da electricidade convencional (para esta variante deixa de existir obrigatoriedade de compra). A remuneração final dos produtores é igual ao somatório do valor que recebem por venderem a FER-E no mercado *spot* mais o valor do bónus (Klein et al., 2006).

Um modelo FIT que contemple esta estrutura tarifária tem sempre a alternativa da tarifa fixa garantida. Cabe aos produtores decidirem qual o sistema de remuneração que preferem. Se optarem pelo prémio *feed-in* negociam a FER-E no mercado concorrencial, a par da electricidade produzida a partir de fontes energéticas convencionais. Os produtores que escolherem a tarifa fixa garantida, vendem a FER-E no mercado regulado para o efeito.

A interacção entre a FER-E e a electricidade convencional, fruto da aplicação dos prémios *feed-in*, tem efeitos tanto para os produtores de FER-E como para a procura e o preço de mercado da electricidade.

Quanto aos produtores de FER-E, a ausência da obrigatoriedade de compra para a opção do prémio *feed-in* coloca-os mais susceptíveis ao risco devido à oscilação do preço de mercado da electricidade – se a soma do preço de mercado da electricidade mais o prémio *feed-in* não for suficiente para cobrir os custos de produção – e à volatilidade da procura – não têm garantias de que conseguem escoar toda a produção¹⁴.

Por outro lado, a própria implementação dos prémios *feed-in* vai ter efeitos na procura e no preço de mercado da electricidade. Como a FER-E e a electricidade convencional são negociadas no mercado *spot*, tanto a procura como a oferta são mais elevadas para aquele mercado. Este aspecto é especialmente relevante em mercados de energia de menor dimensão, pois a oferta de FER-E pode levar a um aumento significativo do volume de electricidade total negociada. Como a procura independente resulta numa elasticidade preço superior, o aumento da concorrência tende a repercutir-se numa redução do preço de mercado da electricidade (Huber et al., 2004). Como os produtores de FER-E têm uma remuneração composta (preço de mercado + prémio *feed-in*), para assegurarem que escoam a totalidade da sua produção, podem decidir negociar a electricidade a preços inferiores ao custo marginal de produção, pois as perdas em que incorrem são compensadas pelo prémio *feed-in*¹⁵. Os produtores convencionais reagem negociando a electricidade a valores mais reduzidos, pois a procura é menor uma vez que parte dela já foi coberta por uma maioria de oferta de FER-E (Huber et al., 2004).

A variante dos prémios *feed-in* é a que mais se aproxima da óptica de mercado. Embora actue como subsídio, tal como as FIT tradicionais e as restantes variantes, permite que a FER-E seja negociada em clima concorrencial com a electricidade convencional.

A introdução dos prémios *feed-in* nos modelos FIT deve considerar as desvantagens que lhe estão associadas. Primeiro, a incerteza associada à remuneração da FER-E pode tornar o modelo de apoio menos eficaz (há menos incentivos para investir em FER-E o que leva a

¹⁴ Recorde-se que no caso das FIT o risco dos produtores é reduzido pois, desde que a quantidade de FER-E produzida seja inferior à procura total de electricidade, a oferta de FER-E é totalmente absorvida pelo mercado pois existe obrigatoriedade de compra.

¹⁵ Esta estratégia é somente válida quando o valor do prémio *feed-in* é suficientemente elevado para compensar as perdas no mercado *spot*.

uma difusão mais lenta) e menos eficiente (os produtores exigem um prémio de risco superior ao das FIT o que vai aumentar os encargos para os consumidores). Segundo, se o preço de mercado da electricidade aumentar, no caso do prémio ser fixo o excedente do produtor de FER-E aumenta, havendo um custo injustificado suportado pelos consumidores.

A incerteza quer para os produtores de FER-E quer para os consumidores finais pode ser reduzida. Para tal, o modelo de apoio deve substituir os prémios *feed-in* fixos por um valor de referência, e impor valores máximos e mínimos para a remuneração final. A aplicação de um limite mínimo para a remuneração salvaguarda os produtores de FER-E da queda dos preços de mercado da electricidade¹⁶, enquanto que o limite máximo protege os consumidores de incorrerem em custo desnecessários. A adopção dos limites acaba por atenuar as características de mercado dos prémios *feed-in*, nomeadamente o incentivo de orientar a oferta ao padrão da procura (preço médio mais elevado) pois a remuneração final passa a ser limitada (Klein et al., 2006). Mesmo assim, a sua aplicação incute alguma dinâmica de mercado aos modelos FIT.

6.2. Outros parâmetros de design

Para que os modelos FIT funcionem e sejam credíveis é importante que, para além das variantes tarifárias, incluam outros parâmetros de design que contribuam para a eficácia, eficiência e equidade do modelo. As secções seguintes descrevem sumariamente os parâmetros mais significativos e que por isso devem estar presentes nos modelos FIT.

6.2.1. Metodologia de *price setting*

Um dos aspectos mais importantes na construção de modelos FIT é a metodologia em que assenta a determinação do nível. A metodologia pode ser baseada: (1) nos custos de produção da FER-E, ou (2) nos custos externos evitáveis induzidos pela produção de FER-E (Klein et al., 2006).

Independentemente da metodologia de *price setting* utilizada, o nível tarifário deve considerar os diferentes custos de produção mediante a tecnologia utilizada, incluir uma margem de lucro do produto que seja suficiente para incentivar o investimento em FER-E e,

¹⁶ Esta situação actualmente seja bastante improvável devido ao aumento do preço do petróleo.

simultaneamente, ser moderado para que não haja uma transferência excessiva de custos para os consumidores finais (Klein et al., 2006).

6.2.1.1. Metodologia de *price setting* baseada nos custos de produção

Os custos de produção da FER-E são diferentes consoante a tecnologia utilizada e para a mesma tecnologia

A construção de um modelo FIT deve considerar os diferentes custos de produção através da criação de tarifas específicas para cada tecnologia. As variáveis que influenciam os custos de produção devem ser devidamente identificadas e incluídas na formulação das tarifas.

Variáveis como o investimento inicial na central renovável e outros custos do projecto (e.g. licenciamento), custos de operação e de manutenção, custos da energia primária (no caso da biomassa e do biogás), taxa de inflação, taxa de juro (relevantes para o ajuste e revisão das tarifas), e margens de lucro dos investidores, devem ser ponderadas no cálculo das FIT (Klein et al., 2006).

O nível de remuneração é então fixado por kWh, de acordo com a quantidade estimada de FER-E produzida, bem como o período de vida da central produtora (esta variável é necessária para que a FIT tenha um valor que permita que os investidores tenham o retorno do investimento) (Klein et al., 2006).

Por exemplo, no caso das tarifas alemãs são recolhidos dados sobre os custos de produção da FER-E junto dos produtores, os valores são então actualizados à taxa de inflação e são calculados os custos médios de geração de electricidade.

6.2.1.2. Metodologia de *price setting* baseada nos custos externos evitáveis

Aos custos de produção da FER-E acrescem os custos externos evitáveis¹⁷ a ser incluídos no cálculo das FIT. Estes custos externos referem-se, por exemplo, as alterações climáticas, influência da poluição do ar na saúde, perdas de rendimento na agricultura, ou efeitos na segurança do fornecimento de electricidade. Estes custos, para além dos seus efeitos

¹⁷ Os custos evitáveis são aqui considerados como custos evitáveis externos. Não devem ser compreendidos como uma proxy dos custos variáveis.

externos, podem ser considerados como os custos que iriam ocorrer se as centrais renováveis não existissem e a electricidade fosse produzida por centrais eléctricas convencionais (Klein et al., 2006).

A metodologia de *price setting* baseada nos custos externos evitáveis tem a vantagem de incorporar as externalidades negativas derivadas da produção de electricidade convencional, que são evitadas pela produção de FER-E, devendo por isso ser adoptada em detrimento da metodologia baseada nos custos de produção.

6.2.2. Ajuste tarifário e Revisão dos modelos FIT

Os diferentes parâmetros de design, incluindo as tarifas, dos modelos FIT devem ser revistos periodicamente para averiguar se continuam adequados aos objectivos energéticos traçados ou se têm de ser submetidos a alterações. A periodicidade da revisão deve estar prevista legalmente para que não seja perturbado o clima de estabilidade necessário ao investimento. Os prazos de revisão influenciam o retorno de capital pelos ganhos de eficiência. Durante o intervalo de tempo compreendido entre revisões, os produtores mais eficientes têm lucros maiores.

Para além da revisão do modelo, as tarifas devem ser ajustadas com uma periodicidade mais frequente (e.g. em Portugal o ajuste é mensal). O ajuste tarifário é feito com base na taxa de inflação, pois as mudanças nos preços dos *inputs* utilizados na produção têm reflexos nos custos de produção de electricidade (Klein et al. 2006).

As actualizações feitas pelos parâmetros de revisão e de ajuste dotam o modelo FIT de alguma flexibilidade que é necessária para responder a modificações conjunturais que possam surgir no longo prazo (revisão) e no curto/médio prazo (ajuste).

6.2.3. Obrigatoriedade de compra

A inclusão deste item num modelo de apoio à FER-E implica que os operadores de rede, os fornecedores de electricidade, ou os consumidores finais, são obrigados a comprar a FER-E produzida. Alguns designs de mercado aplicam a obrigatoriedade com excepção para o prémio *feed-in*.

O mecanismo de obrigatoriedade de compra reforça a segurança do investimento e atrai mais investidores para a indústria. A complexidade administrativa deste conceito é

reduzida. Porém, este parâmetro tem o inconveniente de não ser coerente com uma óptica de mercado uma vez que a FER-E é adquirida independentemente da procura.

6.2.4. Obrigatoriedade de previsão

Este parâmetro está, sobretudo, associado à adopção dos prémios *feed-in*, com o intuito de facilitar a integração da FER-E no mercado da electricidade, especialmente para algumas fontes de energias renováveis em que a quantidade de electricidade produzida está dependente de condições externas, como é o caso da energia eólica e solar. A integração desta electricidade na rede é simplificada se for possível fazer uma previsão da produção. A energia eólica é a mais difícil de prever, pois as condições do vento tendem a alterar muito rapidamente (Klein et al., 2006).

Uma vez que a promoção da FER-E envolve custos, é essencial que a eficiência dos mercados de promoção da FER-E seja continuamente melhorada, sobretudo quando na maioria das vezes esses custos são transferidos para os consumidores finais (Klein et al., 2006). Este parâmetro é mais um contributo para a optimização dos modelos FIT.

6.2.5. Discriminação horária

A procura de electricidade varia ao longo do dia, e sazonalmente durante o ano. Tipicamente, a procura de electricidade é superior durante o dia, e no período de Inverno. Alguns mercados FIT têm em consideração o perfil da procura de electricidade quando estabelecem a remuneração FIT, como acontece em Portugal.

Um sistema tarifário orientado para a procura de electricidade está mais próximo de uma lógica de mercado, pois a remuneração acompanha a procura. Este facto torna os produtores mais sensíveis à procura, o que se traduz num incentivo para produzirem electricidade quando esta é mais necessária. De salientar que este método tem uma elevada complexidade administrativa comparativamente com uma tarifa única e, por outro lado, os produtores de FER-E podem nem sempre estar informados sobre a procura de electricidade. Para a electricidade proveniente de energia eólica e solar, este sistema de incentivo não é facilmente aplicável uma vez que os produtores não têm como controlar a produção de electricidade (Klein et al., 2006).

6.2.6. Partilha de encargos

Em países onde a FER-E constitui uma parcela significativa do consumo total de electricidade, a distribuição de custos que derivam dos mecanismos de apoio revela-se fulcral para o design dos modelos FIT que se pretendem equitativos.

Na maioria dos países europeus os custos de apoio são distribuídos equitativamente pelos grupos de consumidores. Contudo, pode acontecer que cada grupo de consumidores seja afectado diferenciadamente pelo aumento de preços que resultam dos apoios à FER-E. Nas indústrias que utilizam intensivamente a electricidade (o critério está relacionado com a voltagem de ligação à rede, custos anuais de electricidade comparativamente com outros parâmetros, consumo anual de electricidade), um aumento dos preços podem traduzir-se em perda de competitividade internacional uma vez que os apoios à FER-E vão-se reflectir num aumento do preço final da electricidade. Por esta razão, alguns modelos FIT possuem mecanismos de manutenção de preços moderados para estas indústrias, ou seja, o encargo com a FER-E é distribuído por tipo de consumidores finais (Klein et al., 2006).

Conclusão

Para o objectivo de estudo do presente trabalho os parâmetros de design anteriormente referidos são os mais relevantes. Para que a discussão sobre o design dos modelos de apoio à FER-E não fique incompleta é pertinente referir que o seu sucesso é reforçado por outros instrumentos como os incentivos adicionais (e.g. prémios adicionais para a substituição de equipamentos antigos), a integração na rede e a estabilidade do fornecimento energético (e.g. a ligação à rede eléctrica antecede o início de operação das centrais renováveis), ou a aceitação local da FER-E (e.g. as autoridades locais recebem uma percentagem da remuneração produtores de FER-E) (Klein et al., 2006).

Para que haja uma evolução permanente dos modelos de apoio à FER-E, é fundamental que existam critérios nos quais os reguladores se possam sustentar para elaborar uma avaliação, e proceder a alterações sempre que necessário. Porém, é crucial que exista um contexto de estabilidade de políticas no longo prazo, o que constitui um factor chave para o aumento de investimento e da exploração da FER.

No entanto, o sistema de apoio deve ter flexibilidade suficiente para reagir às alterações dos custos de tecnologia ou nos preços de electricidade. É fundamental que nos

sistemas de promoção de FER-E haja um compromisso entre a estabilidade das medidas de apoio no longo prazo e a flexibilidade necessária para uma adaptação às alterações com que este sector se depara (Klein et al., 2006). Os modelos FIT devem ser transparentes para reduzir o risco de incerteza percebido pelos investidores. Nesta matéria é importante que os períodos de revisão do modelo, os ajustes tarifários e a duração da remuneração estejam estabelecidos legalmente. Mais, a optimização dos modelos de apoio não deve ser sinónimo de instabilidade, pelo que as alterações introduzidas nos períodos de revisão devem ter efeitos unicamente para as centrais renováveis a serem licenciadas após a entrada em vigor da nova legislação.

De salientar que os modelos de apoio à FER-E estão englobados no universo da política energética que cada país delineia, e que tem uma trajectória crescente de liberalização – como está a acontecer no sector da electricidade. Como tal, é impreterível que os modelos de suporte à FER-E sejam o mais compatível possível com a liberalização dos mercados de electricidade (e.g. introdução dos prémios *feed-in*), para facilitar a futura negociação da FER-E nos mesmos.

Por último, é importante que a escolha dos parâmetros de design e da forma como são implementados actuem como foco de equilíbrio entre a estabilidade e a flexibilidade do modelo, e entre o excedente do produtor e a redução dos custos da sociedade.

PARTE V: Proposta de optimização do modelo *feed-in* português

1. Introdução

Para elaborar uma proposta alternativa ao modelo FIT português optou-se por escolher os modelos espanhol e alemão como ponto de partida porque: (1) são os dois países cujas políticas de apoio à FER-E obtiveram as melhores performances, (2) cada um dos modelos tem um parâmetro diferenciador que os distingue, não só entre si, como em relação ao design adoptado em Portugal, (3) no contexto do MIBEL faz sentido analisar a forma como Espanha está a promover a FER-E, e (4) sendo que o objectivo da UE é concretizar uma harmonização dos instrumentos de suporte, o exercício de análise de designs alternativos vigentes na UE, reveste-se de relevância adicional.

2. Harmonização versus Cooperação

Actualmente, os 27 EM têm 27 mecanismos diferentes de apoio à FER-E. Esta multiplicidade de modelos de apoio levanta alguns problemas numa perspectiva de mercado único de energia. Os investidores são confrontados com critérios distintos, níveis de apoio heterogéneos, procedimentos administrativos variados e acesso às redes diferentes, que influenciam as decisões sobre quais os locais a escolher para instalar as centrais renováveis. A harmonização dos modelos de apoio à FER-E podia simplificar o ambiente regulatório, permitir o crescimento industrial e as economias de escala, e promover um enquadramento mais transparente para uma exploração mais eficiente dos recursos em todos os países da UE.

O artigo 4º da Directiva 2001/77/CE, refere que até ao final de 2005 a CE tinha de elaborar um relatório que monitorizasse os modelos de apoio à FER-E dos EM. Adicionalmente, este artigo confere à CE o direito de elaborar “... *uma proposta de quadro comunitário relativo aos regimes de apoio à electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis.*”

Segundo a CE, a motivação subjacente a uma política harmonizada de promoção da FER-E é a potencial redução das disparidades negociais no futuro e o facto de nivelar a produção renovável em linha com o desenvolvimento do mercado único de energia.

Num relatório de 1998, a CE já identificava a necessidade de existência de regras comuns para a promoção de FER-E, justificando que a variedade de sistemas de suporte cria distorções no mercado e no âmbito da concorrência. As distorções serão tanto maiores quanto maior for a ênfase dada às energias renováveis (Connor & Mitchell, 2004).

Para a CE a possibilidade de serem atingidas as metas nacionais e internacionais em matéria de energia renovável, havendo simultaneamente uma minimização dos custos para o consumidor, passa pela diminuição de disparidades nas negociações através de uma harmonização apropriada das políticas de apoio nos EM. A redução dos diferentes modelos de apoio à FER-E pode resultar em economias de escala, na simplificação do ambiente regulatório, no aumento da transparência para os investidores, e numa maior eficiência nos custos (CE, 2008).

Apesar das vantagens da harmonização, existem factores que actuam como barreiras à sua concretização. Os EM têm potenciais renováveis diferentes e estão em fases de desenvolvimentos também diferentes, tornando a harmonização num objectivo difícil de

atingir no curto prazo (Connor & Mitchell, 2004). Alterações no curto prazo podem originar rupturas em alguns mercados e, consequentemente, impedir que os EM consigam alcançar as metas a que se propuseram.

A própria CE, num relatório de 2005 considerou prematura a harmonização dos sistemas de apoio, pois o mercado interno de electricidade ainda não está a funcionar convenientemente, é necessária uma maior capacidade de interligação, os apoios nacionais às fontes de energia convencionais continuam a criar distorções no mercado, e ainda não existe experiência suficiente para se chegar à conclusão de qual o instrumento de apoio mais adequado (CE, 2005).

Com o relatório de 2008, a CE reforça a opinião expressa no relatório de 2005, por quatro ordens de razões: (1) os resultados actuais ainda não permitem concluir qual o instrumento a adoptar num contexto de harmonização, (2) a introdução de um sistema harmonizado pode gerar um ambiente de incerteza e de instabilidade do ponto de vista dos investidores devido à supressão dos modelos de apoio nacionais que estão estabelecidos, (3) num sistema harmonizado poderá ser mais difícil distinguir os custos para cada tecnologia nos diferentes EM, e (4) os modelos de apoio nacionais incluem o desenvolvimento regional. Uma harmonização a nível europeu poderia obrigar os EM a procurar outras formas de apoio ao progresso regional (CE, 2008).

Como alternativa à harmonização, a CE sugere que os EM cooperem mais entre si e optimizem os seus sistemas de suporte. Esta optimização inclui o aumento da estabilidade legal, a redução dos riscos de investimento, a redução das barreiras administrativas que impedem a difusão da FER-E (e.g. criação de regras comuns que sejam transparentes relativamente aos procedimentos de autorização e de atribuição de responsabilidades, adopção de medidas que estejam coordenadas com a legislação ambiental europeia), o acesso às redes e a promoção da diversidade tecnológica.

As recomendações da CE traduziram-se num esforço dos EM em cooperar, como por exemplo a *International Feed-in Cooperation*. Esta entidade teve início com a Alemanha e a Espanha em Junho de 2004 na Conferência para as Energias Renováveis em Bona. O objectivo é promover a troca de experiências para que se possa melhorar o design *feed-in* em cada país. A declaração conjunta foi assinada em Outubro de 2005 em Madrid, e a Eslovénia juntou-se ao grupo em Janeiro de 2007.

A implementação de um modelo de suporte à FER-E europeu constitui assim um grande desafio, qualquer que seja o instrumento escolhido. O compromisso entre os objectivos comunitários e as prioridades nacionais nem sempre é fácil de materializar.

A harmonização ao nível europeu pode ser então precedida por uma solução de cooperação e de convergência entre alguns países, com uma difusão gradual por toda a União Europeia, ou seja, implementar uma harmonização *bottom-up*.

3. Análise comparativa – Portugal, Espanha e Alemanha

A comparação de modelos de apoio é dotada de alguma complexidade, devido sobretudo a dois aspectos. Primeiro, a multiplicidade de designs para o mesmo instrumento principal leva a eficiências e capacidades de correcção de ineficiências distintas. Como cada modelo FIT é o resultado de diversas combinações dos parâmetros de design, a adopção do mesmo instrumento principal não significa que se obtenha resultados iguais. Por exemplo, alguns modelos podem privilegiar a eficácia em detrimento da eficiência, outros há que são mais flexíveis de modo a ajustar as tarifas de acordo com a evolução dos custos de produção.

Segundo, não se pode dissociar o instrumento principal de outros factores que também contribuem para o desenvolvimento da FER-E, como as medidas de apoio complementares (e.g. benefícios fiscais, empréstimos bonificados, integração da FER-E na rede de transmissão e de distribuição, sensibilização dos consumidores finais) e as próprias características renováveis de cada país (um país que esteja sujeito a uma maior incidência de radiação solar tem mais potencialidades para desenvolver a energia solar do que os países com menor exposição solar) (Finon & Perez, 2007).

Apesar da complexidade, o exercício de comparação é essencial para o objectivo deste trabalho. A elaboração de uma proposta funcional de um modelo FIT alternativo para Portugal inspirado nos modelos espanhol e alemão requer uma melhor compreensão da formulação tarifária e dos principais parâmetros de design implementados nos três países.

A identificação e análise dos parâmetros diferenciadores implementados em Espanha e na Alemanha vão permitir avançar com uma proposta de alteração ao modelo actualmente em vigor em Portugal.

3.1. Contexto regulatório espanhol

Espanha é um dos países da UE em que o modelo FIT foi mais bem sucedido. No entanto este sucesso não foi igual para todas as FER, na verdade foi especialmente benéfico para o desenvolvimento da EE. O enquadramento legal tem sido submetido a diversas modificações, evoluindo para um modelo de apoio gradualmente mais próximo do mercado liberalizado, tentando que os investidores participem cada vez mais no mercado concorrencial (Ragwitz & Huber, 2005).

Os apoios às FER em Espanha tiveram início em 1980 com a aprovação da lei 82/80 (*Ley de Conservación de la Energía*). Desde então, este país tem vindo a desenvolver apoios sobretudo através de legislação e de suportes financeiros (Ragwitz & Huber, 2005).

O sistema tarifário FIT foi introduzido inicialmente pelo Real Decreto (RD) 2818/1998, de 23 de Dezembro, que foi posteriormente alterado pelo Real Decreto 436/2004, de 12 de Março, e mais recentemente pelo RD 661/2007, de 25 de Maio. Pretende-se alcançar as metas nacionais de 12% do consumo total de energia em 2010 seja de origem renovável, e que 29% da electricidade para o mesmo ano seja gerada em centrais renováveis. Estas metas estão estabelecidas no *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España* (Ragwitz & Huber, 2005).

De acordo com o RD 436/2004, que contribuiu para a estabilidade e previsibilidade do contexto em que operam os produtores em regime especial, os produtores de FER-E podiam optar por uma de duas estruturas tarifárias: (1) a tarifa fixa (FIT) que era, com as respectivas variações, próxima à praticada em Portugal e na Alemanha, ou (2) o prémio *feed-in* ao qual era acrescido ao valor de mercado da electricidade.

A escolha tinha a validade de um ano, após o qual o produtor decidia se mantinha a estrutura de remuneração ou se optava pela outra alternativa. Os investidores que escolhessem a tarifa fixa, recebiam a mesma remuneração em todos os períodos, calculada como uma percentagem da média anual tarifária definida nos termos do RD 1432/2002.

Ao optar pelo prémio *feed-in*, os investidores vendiam a FER-E quer através da celebração de contratos bilaterais quer através da participação nos mercados organizados *spot* e *forward*, geridos pelo OMEL e pelo OMIP respectivamente.

A remuneração final dos produtores que optassem pelo prémio *feed-in* era o somatório do preço de mercado mais um incentivo (por optarem pela participação no mercado concorrencial), mais o prémio *feed-in* independente do preço de mercado da electricidade.

O objectivo era que a remuneração final permitisse um retorno adequado aos produtores de FER-E, reduzindo a incerteza sobre a viabilidade económica dos investimentos ligados às centrais de produção renovável. Genericamente, a percentagens do incentivo (10%) e do prémio (40%) eram calculados através da média anual tarifária definida no RD 1432/2002. A tarifa de electricidade decrescia após 5, 15, 20 ou 25 anos desde o licenciamento, mas mantinha-se por toda a vida útil da central de produção renovável, excepto para a energia solar (Ragwitz & Huber, 2005).

Actualmente a produção de FER-E em Espanha é legislada pelo Real Decreto 661/2007 de 25 de Maio, que entrou em vigor em Junho de 2007. A principal diferença comparativamente com a legislação anterior é a dissociação entre a remuneração da FER-E e a tarifa anual de electricidade. A actualização do apoio à FER-E passa a estar associada à evolução do índice de preços do consumidor (IPC). O Estado espanhol continua a incentivar a participação dos produtores de FER-E no mercado, todavia com este Real Decreto, inseriu algumas alterações que, em parte, pode desencorajá-los.

Primeiro, extinguiu o incentivo dado aos produtores de FER-E pela sua participação no mercado.

Segundo, estabeleceu limites máximos e mínimos (*cap and floor*) para os valores dos prémios – numa tentativa de minimizar os custos para os consumidores (González, 2008). Os limites máximos e mínimos para os prémios *feed-in*, significam que existe uma tarifa mínima independente do preço de mercado, e uma tarifa máxima que resulta do preço de mercado – depende deste – e do prémio adicional. Esta alteração justifica-se pelos aumentos significativos dos preços da electricidade entre 2004 e 2006, o que resultou em remunerações elevadas para os produtores de FER-E (Klessmann, Nabe & Burges, 2008).

O prazo da opção de remuneração permanece igual ao estabelecido no RD 436/2004 – anualmente o produtor pode decidir se quer continuar ou mudar o seu modelo de remuneração.

Espanha, com o RD 661/2007 vem reforçar o que já havia sido dito pelo RD 436/2004, sobre a importância da participação do mercado no sentido de se reduzir a intervenção administrativa na fixação de preços.

Independentemente da estrutura remuneratória, as fontes de energia renovável estão classificadas em três categorias¹⁸ – *a*, *b* e *c* – que por sua vez se dividem em grupos e em subgrupos. A classificação é fundamentada pelo tipo de FER, pela capacidade instalada e pelo tipo de combustível utilizado.

A entidade reguladora responsável pelas medidas de apoio à FER-E é a *Comisión Nacional de la Energia* (CNE). Esta entidade regula o sector da electricidade, e foi criada pelo Acto 34/1998 de 7 de Outubro, e desenvolvida pelo Real Decreto 1339/1999 de 31 de Julho. Tem como objectivos a objectividade e transparência do funcionamento dos sistemas

¹⁸ Informação detalhada no RD 661/2007, páginas 22848 – 22849.

energéticos. Cabe a esta entidade, por exemplo, preparar propostas de planeamento energético em relação aos sistemas de tarifas, bem como os projectos para a sua implementação, elaboração de relatórios sobre as quantidades negociadas ao abrigo do regime especial, preços e equilíbrios energéticos.

3.2. Contexto regulatório alemão

Desde 1991 que a Alemanha adoptou as tarifas *feed-in* como principal instrumento de apoio à FER-E. Inicialmente, o modelo contemplava uma tarifa *feed-in* única para todas as tecnologias renováveis, o que acabou por privilegiar o desenvolvimento da energia eólica devido aos custos de geração menores (tecnologia de produção mais madura). Em 2000, o modelo de apoio foi reestruturado, resultando no *Erneuerbare Energien Gesetz* (Renewable Energy Sources Act - EEG), que veio proporcionar o enquadramento legal necessário para o desenvolvimento de outras energias renováveis para além da eólica (Klessmann et al., 2008).

A grande inovação, e por isso considerado o parâmetro diferenciador, do design alemão são as tarifas degressivas, que na prática se traduz num decréscimo tarifário anual para as novas centrais a instalar.

O EEG foi revisto em 2004 e posteriormente em 2008, com o objectivo de adequar continuamente as condições das novas centrais renováveis às necessidades do país.

A Entidade alemã que regula o sector da electricidade designa-se de *Bundesnetzagentur* (Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Posts and Railway - BNetzA), e funciona no âmbito da actividade do Ministério Federal da Economia e Tecnologia. Esta entidade foi criada em 2005 e veio substituir a Autoridade Reguladora das Telecomunicações e Correios. O objectivo fundamental desta entidade é assegurar e incentivar um ambiente concorrencial para os mercados que regula. Para tal, a BNetzA garante o acesso não discriminatório de terceiros às redes de transmissão e de distribuição, e supervisiona as tarifas de uso do sistema cobradas aos agentes de mercado. Este enquadramento tem consequências positivas para os consumidores finais, não só porque têm opção de escolha do fornecedor de energia, mas também porque beneficiam de preços de energia mais reduzidos.

No que respeita à electricidade, este organismo para além do clima concorrencial, pretende criar condições para que o fornecimento de electricidade seja seguro, eficiente e compatível com o desenvolvimento ambiental sustentável.

3.3. Formulação tarifária

A remuneração final auferida pelos produtores de FER-E resulta dos parâmetros que vão influenciar a formulação do cálculo tarifário. Os parâmetros com impacto directo no nível tarifário dependem das características do modelo FIT escolhidas pelo regulador.

Nas próximas secções procede-se à análise do cálculo tarifário dos três países em comparação.

3.3.1. Portugal

Em Portugal, o nível tarifário é calculado a partir da fórmula abaixo indicada e constante no DL 225/2007. A metodologia de *price setting* baseada nos custos externos evitáveis que caracteriza a fórmula de cálculo da remuneração da FER-E é o parâmetro diferenciador do modelo FIT português, pois não está presente nos modelos espanhol e alemão. Esta metodologia de *price setting* acrescenta alguma complexidade à fórmula da remuneração. Portugal optou por divulgar legalmente a fórmula de cálculo das FIT, o que possibilita a análise mais detalhada às parcelas que a compõem. Actualmente, a formulação tarifária em Portugal é dada pela seguinte expressão:

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

3.3.1.1. Coeficiente $KMHO_m$

O coeficiente $KMHO_m$ modula a remuneração em função do período horário do fornecimento de energia. Este factor varia consoante se está em horas de ponta e cheias, ou em horas de vazio.

Este factor tem cariz obrigatório no caso de centrais hídricas e opcional para as restantes FER-E, cabendo ao produtor decidir, no acto de licenciamento, se opta ou não por

esta modulação tarifária. Sempre que a escolha não recaia sobre esta modulação tarifária, o coeficiente tem o valor de 1.

Matematicamente o $KMHO_m$ é definido por:

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

Em que:

$KMHO_{pc}$ – Modulação para o período temporal que engloba as horas cheias e de ponta, cujo valor é de 1,25 para todas as centrais renováveis excepto para as centrais hídricas cujo valor é 1,15;

$ECR_{pc,m}$ – FER-E produzida pela unidade de produção, nas horas de ponta e cheias, para o mês m , expressa em kWh;

$KMHO_v$ – Modulação para as horas de vazio, cujo valor é de 0,65 para todas as unidades renováveis excepto as centrais hídricas cujo valor é 0,80;

$ECR_{v,m}$ – FER-E produzida pela unidade de produção, nas horas de vazio, para o mês m , expressa em kWh;

ECR_m – Electricidade total produzida no mês m , expressa em kWh;

A introdução deste coeficiente na fórmula de remuneração da FER-E surge da aplicação do parâmetro de discriminação horária no modelo português. O objectivo é discriminar positivamente a produção de electricidade em horas de ponta e cheias.

3.3.1.2. Parcela fixa

A parcela fixa da fórmula de remuneração é o resultado do produto de três factores: (1) um valor de referência unitário, (2) um coeficiente de potência, e (3) a potência média fornecida à rede num determinado mês:

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

$PF(U)_{ref}$ – Valor mensal do custo unitário de investimento em novas unidades de produção de electricidade cuja construção é evitada por uma central renovável que garanta um nível de potência equivalente ao assegurado pela construção das primeiras. De acordo com o DL 225/2007, o valor mensal toma o valor de 5,44€ por kWh/mês e é homogéneo para todas as centrais renováveis, independentemente da tecnologia utilizada;

$COEF_{pot,m}$ – Coeficiente adimensional que corresponde à contribuição da unidade de produção renovável, no mês m , para a garantia de potência prestada pela rede pública;

$POT_{med,m}$ – Potência média que a rede pública tem ao seu dispor, providenciada pela unidade de produção renovável, para um determinado mês, e expressa em kW.

É pertinente analisar em maior detalhe o coeficiente adimensional $COEF_{pot,m}$, para compreender a sua função. Observando a condição da qual resulta $COEF_{pot,m}$:

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = (ECR_m / POT_{dec}) / (0,8 \times 24 \times NDM_m) = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}}$$

Em que:

$NHP_{ref,m}$ – Número de horas que a unidade de produção de FER-E funcionou à potência de referência no mês m , o qual é avaliado pelo quociente ECR_m/POT_{dec} ;

$NHO_{ref,m}$ – Número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês m , de $COEF_{pot,m}$, o qual é avaliado pelo produto $0,80 \times 24 \times NDM_m$;

POT_{dec} – Potência que o produtor declara aquando do licenciamento da unidade renovável, da central, expressa em kWh;

NDM_m – Número de dias do mês m , o qual, toma o valor de 30;

ECR_m – Electricidade total produzida no mês m , expressa em kWh;

Pela análise das parcelas é possível verificar que com a inclusão de $COEF_{pot,m}$ pretende-se aferir qual a quantidade de FER-E alimentada na rede por uma unidade de produção, num determinado mês, tendo em conta a capacidade instalada da mesma. Portanto, a parcela fixa baseia-se no valor de referência do investimento, bem como pelos resultados de produção da central produtora, num determinado período.

3.3.1.3. Parcela variável

A parcela variável da fórmula de remuneração resulta do produto de dois factores: (1) um valor de referência unitário, e (2) a totalidade de electricidade injectada na rede num determinado mês:

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

$PV(U)_{ref}$ – Custos derivados da operação e da manutenção necessários à exploração dos novos meios de produção convencionais, cuja construção é impedida pela unidade de produção renovável. Esta parcela tem o valor fixo de 0,036 €/kWh, que é válido pelo mesmo período da aplicação da remuneração definida por VDR.

3.3.1.4. Parcela ambiental

A parcela ambiental da remuneração dos produtores de FER-E, é o produto de três factores, tal como se pode constatar pela expressão seguinte:

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

Em que:

$ECE(U)_{ref}$ – Valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela unidade renovável. Este valor representa o valor unitário de CO₂ que seria emitido por uma central de produção convencional e cuja construção é evitada. Assume o valor fixo de 0,00002 €/g para todas as centrais renováveis, e tem a validade igual ao período de aplicação da remuneração definida por VDR.

CCR_{ref} – Montante unitário das emissões de CO₂ da central de referência¹⁹, o qual toma o valor fixo de 370 g/kWh, e tem a validade igual ao período de aplicação da remuneração definida por VDR.

A última fracção da equação foi descrita nas secções anteriores.

3.3.1.5. Factor de actualização

É provido de sentido que as parcelas referidas nas secções anteriores e que constam da fórmula final de remuneração da FER-E sejam actualizadas, pois a realidade é dinâmica e não estática. Por esta razão o parâmetro de design ajuste tarifário consta da formulação tarifária do modelo FIT português.

A actualização da fórmula é obtida através de um quociente que tem por base o Índice de Preços no Consumidor (IPC), o que significa que há uma adequação da remuneração da FER-E ao aumento dos custos de produção.

¹⁹ Assumiu-se como central de referência, uma central de ciclo combinado por ser considerada a mais eficiente em termo energéticos em Portugal.

$$\frac{IPC_{(m-1)}}{IPC_{ref}}$$

Assim:

$IPC_{(m-1)}$ – IPC, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$;

IPC_{ref} – IPC do mês que antecede o início do fornecimento de FER-E pela unidade renovável, sem habitação, no continente;

Para o cálculo da remuneração final, acede-se ao IPC consultando os dados do Instituto Nacional de Estatística (INE).

3.3.1.6. LEV

Habitualmente, as centrais renováveis encontram-se dispersas e instaladas em regiões relativamente próximas dos centros de consumo de electricidade, ao contrário das centrais de produção de electricidade convencional que estão mais centralizadas e distantes. A proximidade das zonas de consumo traduz-se numa minimização das perdas nas redes de transmissão e de distribuição, o que tem a vantagem de não aumentar os custos de produção e de não causar danos para o ambiente.

O coeficiente LEV internaliza os benefícios decorrentes da redução de perdas pelas centrais renováveis ao nível das redes de transmissão e de distribuição. Embora altere o valor final da remuneração, não se trata de um factor de actualização propriamente dito. Não é um parâmetro fixo, assumindo um valor de 0,015 para unidades cuja potência seja igual ou superior a 5MW e um valor de 0,035 caso se trate de centrais produtoras com uma potência inferior a 5MW. Este parâmetro surge na fórmula da remuneração final sob a forma do seguinte quociente:

$$\frac{1}{1 - LEV}$$

3.3.1.7. Coeficiente adimensional Z

Para além das parcelas referidas anteriormente, o nível tarifário auferido pelos produtores de FER-E em Portugal depende ainda do coeficiente adimensional Z. Este coeficiente tem como objectivo ilustrar as especificidades do recurso renovável e da tecnologia utilizada.

Muito embora na legislação apenas estejam fixados os valores de Z, é importante mencionar que é calculado através da análise económica e financeira dos projectos renováveis, com uma taxa interna de rentabilidade de 7 a 8%, de acordo com a tecnologia utilizada. O objectivo é ter um retorno do investimento o mais próximo possível de 25% para todas as centrais independentemente do tipo de renovável (M. Neves, comunicação pessoal, 24 de Setembro de 2009).

3.3.2. Espanha

A formulação tarifária do modelo Espanhol utiliza uma metodologia de *price setting* baseada nos custos de produção, tanto para as FIT como para os prémios *feed-in*. Para efeitos de cálculo das tarifas *feed-in* e dos prémios *feed-in*, as categorias, grupos e subgrupos, são reorganizados nos seguintes conjuntos:

- a.1.1., a.1.2 – A remuneração e actualização (trimestral) é função do IPC e do índice de combustíveis.
- a.1.3., b – A remuneração e actualização (anual) é função do IPC subtraído de 2,5% até 2012, e posteriormente subtraído 5%.
- a.1.4., a.2 – A remuneração e actualização (anual) é função do IPC e do preço do carvão nos mercados internacionais.
- c.1, c.3 – A remuneração e actualização (anual) é função do IPC.
- c.2. – A remuneração e actualização (anual) calcula-se da mesma maneira que uma unidade de produção pertencente ao subgrupo a.1.2. com uma potência entre 10 e 25 MW, cujo combustível principal é o fuelóleo (valores indicados no RD 661/2007).
- c.4. – A remuneração e actualização (anual) é função do IPC, da evolução do mercado de electricidade e do preço do carvão nos mercados internacionais.

Ainda que existam diferentes fórmulas de cálculo para os conjuntos acima referidos, a metodologia de cálculo pode ser descrita pela seguinte expressão genérica:

$$Pv_{(n+1)} = [Pv_n \times (1 + IPC_n)] \times K$$

Em que:

$Pv_{(n+1)}$ – Tarifa em vigor para o ano n+1 por KWh;

Pv_n – Tarifa em vigor para o ano n por KWh;

IPC_n – Índice de preços do consumidor para o ano n;

$K=1,0462$ para as horas cheias, e $0,9670$ para o período do vazio. Válido para as centrais produtoras pertencentes à categoria a, e os grupos b.4, b.5, b.6, b.7 e b.8, que tenham optado pela FIT com discriminação horária;

$K = 1$ para as restantes centrais renováveis;

3.3.2.1. Parâmetro diferenciador – Prémios *feed-in*

Os prémios *feed-in* foram criados no sentido de encorajar a participação gradual dos produtores de FER-E no mercado de electricidade, enquanto, simultaneamente, mitigavam o risco para os investidores ao assegurar um determinado nível de apoio independentemente da evolução dos preços de mercado (González, 2008). Esta variante FIT reduz as distorções no mercado ao favorecer a produção de FER-E orientada para a procura – remuneração superior para períodos *peak*.

Dos três países em análise, o prémio *feed-in* só está disponível no modelo espanhol, constituindo o parâmetro diferenciador da formulação tarifária. Esta opção foi introduzida pelo RD 2818 /1998, e essencialmente, permite aos produtores puderem escolher entre a tarifa fixa e um prémio *feed-in*. A opção tem o prazo de um ano, ao fim do qual o produtor pode decidir alterar a estrutura tarifária. Os produtores recebem um prémio sobre o valor da média do preço de mercado a cada hora.

Desde a sua aplicação que a maioria dos produtores optou pelo prémio *feed-in* devido ao aumento dos preços da electricidade – em Julho de 2006 72% tinham remuneração por prémio *feed-in*. A subida acentuada do preço dos combustíveis traduziu-se num aumento dos lucros dos produtores, o que acarretou um acréscimo superior ao esperado dos custos para os consumidores finais. As FIT também aumentaram, pois a sua actualização era em função da média do preço de mercado de electricidade, mas o excedente dos produtores foi mais

moderado. A principal modificação que o RD 661/2007 introduziu foi um sistema de *cap and floor* da remuneração total a receber pelo produtor (Klein et al., 2008).

A introdução de um sistema *cap and floor*, pode ser visto como um retrocesso às medidas anteriormente implementadas pelo governo espanhol, pois reduz a flexibilidade que existia anteriormente. Contudo, permite controlar o nível de lucro dos produtores, ao mesmo tempo que contribui para a estabilidade do sistema com a introdução de um limite mínimo de remuneração (Klein et al., 2008). É manifesta a preocupação das autoridades espanholas com o aumento dos rendimentos dos produtores e os encargos subsequentes para os consumidores finais (González, 2008).

Para que a remuneração das centrais renováveis que estejam ao abrigo do mecanismo de *cap and floor*, fique compreendida entre os limites máximos e mínimos, o valor do preço de mercado de referência²⁰ influencia o valor do prémio *feed-in*. Assim, o prémio *feed-in* a receber em cada hora está inserido num dos quatro cenários:

- | | |
|-----------------------------------|-------------------------------|
| (1) $Floor < P_M + b_{ref} < Cap$ | $\Rightarrow b = b_{ref}$ |
| (2) $P_M + b_{ref} \leq Floor$ | $\Rightarrow b = Floor - P_M$ |
| (3) $Cap - b_{ref} < P_M < Cap$ | $\Rightarrow b = Floor - P_M$ |
| (4) $P_M + b_{ref} \geq Cap$ | $\Rightarrow b = 0$ |

Em que:

Floor – Limite mínimo de remuneração por KWh;

Cap – Limite máximo de remuneração por KWh;

P_M – Preço de referência de mercado por KWh;

b_{ref} – Prémio *feed-in* de referência por KWh;

b – Prémio *feed-in* em centimos de euros por KWh;

A opção de prémios *feed-in* não está disponível para todas as FER especificadas na legislação espanhola. O subgrupo b.1.1 – energia solar fotovoltaica é remunerado exclusivamente através de FIT. As centrais renováveis pertencentes ao grupo b.3 – energia

²⁰ No caso da venda de electricidade ocorrer no mercado gerido pelo OMEL, ou através de contratos bilaterais, o preço de mercado de referência será o preço horário do mercado diário.

geotérmica, ondas, marés, rochas quentes e secas, oceano-térmica e das correntes marinhas – têm prémio de referência mas não existem limites máximos e mínimos de remuneração.

Apesar das modificações aparentemente desencorajadoras – introdução de limites de remuneração e exclusão dos incentivos adicionais por participação no mercado – a maioria dos produtores de EEE optaram pelo prémio *feed-in*, mesmo depois das alterações de 2007 introduzidas pelo RD 661/2007, neste ano 97% dos parques eólicos optaram por esta remuneração (Klessmann et al., 2008).

3.3.3. Alemanha

A metodologia de *price setting* baseia-se no mesmo pressuposto que a Espanhola – custos de produção da FER-E – o que não implica necessariamente que as variáveis a considerar nos custos de produção sejam as mesmas. O custo marginal (CMg) de produção de FER-E recorrendo à mesma tecnologia, varia de país para país, ou até mesmo de região para região. As variações do CMg devem-se a factores como o potencial renovável, o grau de desenvolvimento tecnológico, as medidas de política energética adoptadas tanto de dimensão nacional como regional, ou as metas internas e internacionais que cada país tem de cumprir.

A metodologia de cálculo dos custos de produção adoptada na Alemanha baseia-se na recolha de dados sobre os custos médios de produção da FER-E. Esta recolha é feita através da realização de inquéritos junto de uma amostra de produtores. Posteriormente os resultados obtidos são confrontados com os resultados empíricos obtidos pelos *project partens* e com os valores teóricos publicados. O objectivo das autoridades alemãs é a determinação de um valor para os custos médios de produção de FER-E adequado a todo o período em que vai vigorar a tarifa até à revisão seguinte. O cálculo do custo médio de produção tem associada uma taxa de juro nominal associada de 8% e uma taxa de inflação de 2% ao ano – o ano de referência é 2006. Os principais custos operacionais são os custos com combustível, os custos de manutenção e de reparação, e os custos financeiros. Só depois de definir o custo médio, é que a tarifa final é diferenciada pelas categorias impostas pelo EEG e imputadas às centrais renováveis pelo período estabelecido legalmente. O modelo alemão tem em conta os custos médios de produção para que haja cobertura dos custos a que acresce um prémio de risco (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU], 2008).

Quando comparada com a espanhola e com a portuguesa, a formulação tarifária alemã, caracteriza-se por ser menos complexa, uma vez que envolve um menor número de variáveis e não está sujeita a ajustamentos (somente revisões de 4 em 4 anos).

Genericamente o cálculo tarifário alemão representa-se pela seguinte expressão (Langniß, Diekmann & Lehr, 2009):

$$R_{Tn} = R_{Tb} \times (1 - d_T)^{i-b} + K_T$$

Em que:

R: Remuneração específica por kWh

n: Ano actual de remuneração

b: Ano base em que o EEG foi estabelecido

i: Ano de início de operação

T: Categoria tecnológica

K: Prémios adicionais para tecnologias inovadoras

d: Taxa de degressão

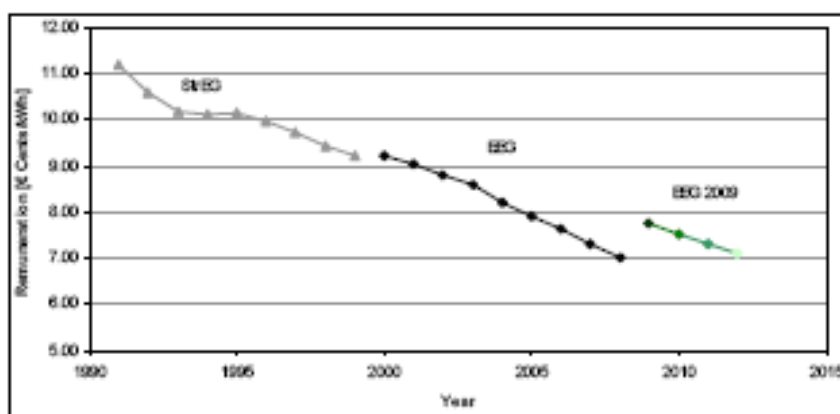
A taxa de degressão está referida no EEG e é diferente dependendo da tecnologia utilizada, no mesmo diploma também se define para cada tecnologia o valor concreto da tarifa a aplicar. Este valor depende da quantidade de *output* em relação ao patamar de referência a ser aplicado em cada caso – varia de acordo com a FER utilizada e com a capacidade instalada para a mesma FER. Nem todas as tecnologias renováveis são remuneradas considerando o *output* de produção, como no caso da energia eólica – *onshore* e *offshore* – em que se entra em linha de conta com o rendimento de referência calculado através das indicações constantes no EEG.

3.3.3.1. Parâmetro diferenciador – Tarifas degressivas

As tarifas degressivas foram introduzidas na Alemanha na revisão de 2000 do modelo de apoio à FER-E. Esta alteração no design das FIT consiste numa pré-fixação percentual do decréscimo da remuneração ao longo dos anos para cada FER. A determinação do valor percentual do decréscimo, também designado de taxa de degressão, baseia-se na curva de experiência estimada específica para cada tecnologia renovável.

De acordo com o EEG, as tarifas da FER-E sofrem uma redução anual, específica por tecnologia e pré-definida em legislação. A monitorização do desempenho da FER-E, serve de suporte ao governo alemão para rever a taxa de degressão para instalações futuras. Desta forma a redução dos custos associados ao efeito da curva de experiência estão incluídos no sistema de apoio à FER-E funcionam como um incentivo a melhorias tecnológicas e redução de custos. Pela observação da figura V.1 é possível verificar que as FIT, após correcção à taxa de inflação de 2005, decresceram em cerca de 23% na remuneração desde 1991 a 2005 (Klein et al., 2008).

Figura V.1: Evolução da remuneração da EEE onshore na Alemanha (inflação ajustada para valores de 2005).



Fonte: Klein et al. (2006).

As tarifas fixadas pelo EEG não são ajustadas em função da inflação, o que leva a uma redução real das tarifas. A implementação das tarifas degressivas para novas instalações, tem resultados semelhantes às tarifas *stepped*, numa vertente de adequar o nível de apoio aos custos de produção (Klein et al., 2008).

De salientar que as tarifas degressivas devem ter a capacidade de acompanhar a evolução do mercado.

A produção de FER-E a partir de energia fotovoltaica na Alemanha ilustra bem a importância da flexibilidade e da revisão tarifária. Em 2004, o crescimento acentuado do mercado fotovoltaico levou a uma escassez no fornecimento de silício que é utilizado na produção dos painéis fotovoltaicos, o que duplicou o preço por kg desta matéria-prima. Cerca de 10% do preço dos módulos fotovoltaicos baseia-se no preço do silício, assim o preço das centrais fotovoltaicas teve um aumento significativo em 2004 e 2005. Para solucionar o problema da escassez de silicone, os produtores aumentaram a sua capacidade global de

produção de 14000 para 30000 toneladas por ano. Estas medidas reflectiram-se na redução dos preços dos módulos fotovoltaicos no mercado grossista no final de 2005 (Körnig, 2006 citado por Klein et al., 2008).

Em 2007 o mercado fotovoltaico já tinha recuperado e encontrava-se em franca expansão. Baseado neste pressuposto, a revisão de 2008 do EEG aumentou a taxa de degressão de 5% para 8 a 10% dependendo do tipo de central de produção. Mas para poder responder a cenários futuros idênticos ao que ocorreu entre 2004 e 2005, a taxa de degressão foi flexibilizada. Se para um determinado ano a nova capacidade instalada global exceder um determinado valor a taxa de degressão aumenta 1%, se o inverso acontecer regista-se uma diminuição da taxa de degressão em 1%. Por exemplo, se para o ano de 2009 a capacidade instalada for superior a 1500 MW a taxa de degressão aumenta 1%. Se em 2009 a capacidade instalada global ficar abaixo dos 1000 MW, há um decréscimo da taxa de degressão em 1%. Esta opção mais flexível é duplamente vantajosa, pois para além de ajustar as tarifas à taxa aprendizagem da tecnologia, permite responder aos desafios colocados pelos desenvolvimentos do mercado.

Do ponto de vista do investidor, as tarifas degressivas proporcionam mais certezas do que as revisões periódicas, uma vez que sabem antecipadamente qual a taxa de degressão. Esta abordagem acaba por proporcionar um certo grau de certeza no planeamento de desenvolvimento e de novos investimentos, ao mesmo tempo que pressiona os preços da FER-E a descer (KEMA, 2008).

A eficiência do modelo FIT é promovida pelas tarifas degressivas, pois traduzem-se em menores encargos para os consumidores sem prejudicar o aumento de investimento em FER-E (Klein et al., 2008). As taxas de degressão permitem reduzir os custos para consumidores, pois as tarifas vão diminuindo ao longo do tempo, nos períodos de revisão, para acompanhar os avanços tecnológicos decorrentes dos efeitos de aprendizagem. Os investidores têm tendência a investir mais cedo para beneficiar de remunerações mais elevadas, o que leva a que os objectivos para a FER-E sejam alcançados mais rapidamente.

Conclusão

A formulação tarifária portuguesa tem uma metodologia de *price setting* baseada nos custos externos evitáveis, sendo por isso a que mais se aproxima do que deve ser adoptado em qualquer modelo. Os membros que representam os custos externos evitáveis estão incluídos na parcela ambiental e na parcela variável da fórmula de cálculo. Na parcela variável a inclusão dos custos evitáveis faz-se pelo valor dos custos das emissões de CO₂ que não existiram devido à produção de FER-E e do valor do coeficiente Z que caracteriza o tipo de recurso renovável utilizado. Saliente-se que a parcela Z está directamente associada à diferenciação tarifária por energia renovável e também às tarifas *stepped*. Por exemplo, para as centrais eólicas o valor de Z fixado legalmente é de 4,6 (diferenciação por recurso renovável). Para as centrais hídricas estão estabelecidos diferentes valores de Z, de acordo com a capacidade instalada (tarifas *stepped*). Na parcela variável os custos evitáveis estão presentes através da parcela variável unitária de referência que corresponde aos custos operacionais e de manutenção associados a centrais de produção convencionais cuja construção é evitada pela existência da central renovável.

Tanto na metodologia de *price setting* baseada nos custos de produção como nos custos evitáveis, existe a preocupação de fixar um preço próximo dos custos de produção da FER-E. O estabelecimento de preços baseado nos custos evitáveis apresenta vantagens uma vez que quantifica as externalidades negativas evitáveis pela produção de FER-E. Porém, é importante frisar que o cálculo dos custos evitáveis é difícil de determinar, o que pode levar a um aumento da complexidade administrativa e diminuição da transparência do modelo FIT. Como o nível tarifário depende de diversos parâmetros, pode ser difícil prever qual a remuneração, o que transmite alguma incerteza aos investidores (Klein et al., 2008). As entidades responsáveis pelo estabelecimento dos preços, caso optem pelos custos evitados, devem estar atentas para que os inconvenientes associados a esta metodologia não se manifestem.

Tanto no caso espanhol como no alemão, a legislação apresenta os valores das tarifas em absoluto que servem de base para as remunerações futuras. Os respectivos reguladores não disponibilizam ao mercado informação específica sobre a fórmula de cálculo subjacente aos valores constantes na legislação. Todavia, através das expressões gerais é possível identificar os parâmetros que têm impacto directo no valor da tarifa que o produtor recebe.

No caso espanhol é possível identificar a presença dos parâmetros de ajuste tarifário e de discriminação horária. Enquanto no caso alemão, a formulação tarifária depende directamente da taxa de degressão.

Dada a sua relevância, alguns dos parâmetros de design aqui identificados e outros não passíveis de detecção através da formulação tarifária são objecto de estudo nas próximas secções.

3.4. Outros parâmetros de design

Ao longo deste trabalho tem vindo a ser reforçada a ideia de que a par da importância do principal instrumento de apoio está a construção do modelo FIT como um todo. Existem certos parâmetros de design (opções de design que o regulador tem ao seu dispor para contruir o modelo FIT) que por serem considerados críticos devem estar presentes em qualquer modelo. A diversidade de modelos FIT emerge da conjugação desses mesmos parâmetros, não havendo uma solução única que possa ser aplicada transversalmente. Porém, é possível constatar que na sua maioria os parâmetros de design são utilizados nos três países em análise ainda que implementados de maneira distinta. A tabela V.1 ilustra as principais diferenças e semelhanças dos modelos em análise na implementação dos principais parâmetros de design.

Tabela V.1: Comparação dos parâmetros gerais de design das tarifas *feed-in*.

Parâmetros	Portugal	Espanha	Alemanha
Metodologia de <i>price-setting</i>	Custos externos evitáveis	Custos de produção	Custos de produção
Estrutura tarifária	Tarifa fixa	Tarifa fixa ou prémio <i>feed-in</i>	Tarifa fixa
Tarifas <i>stepped</i>	Sim	Sim	Sim
Tarifas degressivas	Não	Não	Sim
Duração	15 anos	Vida útil do projecto	20 anos (Hidro: 15 anos para grandes hídricas remodeladas e 30 anos para pequenas)
Ajuste da remuneração	Mensal em função do IPC	Anual em função do IPC Pagamento revisto periodicamente pelo governo No prémio <i>feed-in</i> , a remuneração total tem um <i>cap and floor</i>	Durante 20 anos o nível tarifário é o mesmo, dependendo do ano de início de produção (ao longo deste tempo aplica-se a taxa de degressão anual correspondente).
Revisão tarifária	Revisão periódica	4 anos	4 anos
Obrigatoriedade de compra	Sim	Apenas para a tarifa fixa	Sim
Discriminação horária	Sim Apenas obrigatória para as centrais hídricas	Voluntária Opção disponível apenas para alguns grupos	Não
Obrigatoriedade de previsão	Não	Sim	Não
Encargos iguais para os consumidores finais	Sim	Sim	Sim, com excepções
Fontes de energia renovável com tarifas específicas	Energia eólica Hídrica Solar Biomassa Valorização energética de biogás Valorização energética de RSU	Energia eólica Hídrica Solar Biomassa Oceânica (e.g. marés, ondas) Valorização energética de RSU	Energia eólica Hídrica Solar Biomassa Geotérmica Valorização energética de biogás

Pela importância que têm no desempenho final dos modelos FIT, alguns dos parâmetros mencionados na tabela são descritos mais detalhadamente nas próximas secções.

3.4.1. Tarifas *stepped*

Esta variante FIT está presente nos três países em comparação, que assim pretendem reflectir no nível de remuneração da FER-E as diferenças dos custos de produção que existem para a mesma fonte de energia renovável. As tarifas *stepped* podem ser baseadas em critérios de localização, de tipo de combustível, de capacidade instalada e quantidade de *output*.

No modelo português as tarifas *stepped* são fundamentadas pela localização, capacidade instalada e por tipo de combustível.

O critério da localização está implícito. A quantidade de produção de FER-E por MW de capacidade instalada depende do potencial renovável do local onde a central de produção está instalada. Quando a central renovável atinge a produção máxima de FER-E fixada por lei antes de terminar o período legal da duração dos apoios (através da atribuição de uma FIT), é excluída categoria de produção em regime especial. Por exemplo, para os parques eólicos a garantia da remuneração fixa estende-se por 15 anos ou durante os primeiros 33 GWh entregues à rede por MW de potência de injeção na rede.

Portugal também remunera a FER-E em função da capacidade instalada da unidade de produção. Por exemplo, para as centrais hídricas com uma capacidade instalada até 10 MW o coeficiente Z^{21} toma o valor de 4,5. Para centrais hídricas cuja capacidade instalada se situa entre os 10 MW e os 30 MW, o valor de Z vai ser igual a 4,5 subtraído de 0,075 por cada por cada MW de FER-E produzida a mais face aos 10 MW.

As tarifas *stepped* são aplicadas nestas situações para acompanhar os custos de produção. O estabelecimento de limites máximos de produção de FER-E e a redução do valor de Z em função da capacidade instalada têm subjacente o conceito de economias de escala. Como os custos fixos das centrais renováveis são mais significativos que os custos variáveis e são independentes da quantidade de *output* produzido, quanto mais MW de FER-E for produzida mais se reduzem os custos médios. Como a quantidade de FER-E produzida depende da localização e da capacidade instalada na própria central, influenciando a sua estrutura de custos, a aplicação das tarifas *stepped* têm estes aspectos em consideração no momento de fixar o nível tarifário.

Nem todas as tecnologias renováveis contemplam a atribuição de remuneração fixa baseada na localização da central, como é o caso da biomassa, das centrais de valorização energética dos RSU, ou centrais de valorização energética de biogás.

No modelo português, para a diferenciação tarifária por tipo de combustível também se recorre ao coeficiente Z . Quando o combustível é biomassa animal, Z é igual a 7,5, quando a biomassa vegetal é utilizada o valor de Z toma o valor de 8,2.

²¹ Coeficiente adimensional presente na fórmula de cálculo da remuneração em Portugal. Ilustra as especificidades do recurso renovável e da tecnologia utilizada.

No caso espanhol, as tarifas *stepped* são válidas para as duas estruturas tarifárias disponíveis, havendo diferenciação pela capacidade instalada e pelo tipo de combustível utilizado. Um exemplo de diferenciação pela capacidade instalada é a distinção entre os grupos b.4 e b.5, ambos se referem a centrais hidroeléctricas, mas b.4 engloba centrais com uma capacidade instalada que não exceda os 10 MW, enquanto que o grupo b.5 comporta as centrais hidroeléctricas com capacidades superiores a 10 MW e inferiores a 50 MW. Quanto à diferenciação por tipo de combustível, as tarifas para a FER-E produzida através de biomassa derivada de actividades agrícolas e florestais são superiores às que recorrem a biomassa proveniente de actividades industriais do sector agrícola e florestal.

O modelo de apoio alemão é o que inclui o maior número de critérios para as tarifas *stepped* – localização, capacidade instalada, tipo de combustível e quantidade de *output* produzido. A diferenciação por localização é aplicada para a EEE, utilizando-se o conceito de rendimento de referência. Esta metodologia revela-se bastante eficaz no aumento de capacidade instalada de parques eólicos em todo o país, pois os investidores têm o nível de remuneração adequado às especificidades da localização. Os investidores são atraídos a investir em zonas de menor potencial renovável, o que contribui para uma maior eficácia do aumento de FER-E. Para além disso, esta medida permite controlar o excedente dos produtores – os que estão em locais onde a produção é superior recebem uma remuneração menor, ou seja, os custos para os consumidores são mantidos a um nível moderado.

A diferenciação por capacidade instalada e por tipo de combustível está próxima da lógica praticada em Portugal e Espanha. Por exemplo, o nível de remuneração da electricidade produzida a partir de biomassa varia não só com o tipo de combustível, mas também da capacidade instalada da central de renovável. As tarifas *stepped* baseadas na quantidade de *output* são aplicadas, por exemplo para as centrais hidroeléctricas. Centrais hidroeléctricas com uma capacidade instalada até 5 MW que produzam um *output* até 500 kW têm uma remuneração de 0,12 €/kWh, mas caso o *output* seja superior a 500kW mas inferior a 2 MW, então a remuneração passa a ser de 0,0865 €/kWh.

Conclusão

A diferenciação tarifária no seio da mesma FER permite que os produtores que optem por investir em centrais de produção localizadas em locais de menor potencial renovável tenham a garantia que o nível da remuneração acompanha os custos de produção de

FER-E. Esta medida contraria o ponto de vista da eficiência económica, que defende a instalação de centrais nos locais mais eficientes (com maior potencial renovável) (Klein et al., 2008). Resch (2005, citado por Klein et al., 2008) refere mesmo, que os modelos FIT devem incentivar a instalação das unidades de produção mais eficientes, com a criação de condições para que o retorno de investimento seja ligeiramente superior para locais onde há uma maior eficiência de custos, sob pena de haver um decréscimo generalizado na eficiência do modelo de apoio.

Todavia, caso os modelos de apoio à FER-E tivessem somente em consideração a eficiência económica, estariam a desperdiçar oportunidades de desenvolvimento da FER-E ao não incentivarem o investimento em locais de menor potencial renovável (González, 2008). É evidente que a implantação de centrais renováveis em locais com um menor potencial renovável envolve o conflito entre os conceitos de eficiência e eficácia do próprio modelo. Ao apoiar aquelas centrais, o modelo FIT negligencia a eficiência e dá prioridade ao aumento da capacidade instalada – eficácia. No sentido de atenuar esta situação, os reguladores podem garantir a eficiência da intervenção se promoverem em primeiro lugar os investimentos mais eficientes.

Na realidade a diferenciação de remuneração entre centrais produtoras de acordo com a sua eficiência deve ser encarada como positiva para a FER-E.

As tarifas *stepped*, sempre que possível, devem ser implementadas para reduzir os lucros dos produtores e assim aumentar o excedente dos consumidores, sem comprometer o desenvolvimento da FER-E (Ragwitz et al., 2005; Sawin, 2004).

3.4.2. Duração

A duração do apoio em Portugal é de 15 anos para todas as FER. Adicionalmente, o apoio para uma determinada tecnologia cessa quando as metas estabelecidas legalmente são atingidas tal como referido na secção anterior. Uma duração de 15 anos é considerada suficientemente longa para contribuir para a estabilidade das condições de investimento.

A Espanha optou por apoiar as centrais renováveis durante a sua vida útil, todavia, ao longo do tempo o nível de remuneração vai decrescendo. Este decréscimo não é igual para todas as FER, podendo ser de 15, 20 ou 25 anos. Por exemplo, no caso da EE *onshore* e *offshore*, a tarifa fixa permanece igual nos 20 primeiros anos, sofrendo um decréscimo a partir desta altura. No que se refere à equidade, esta solução não é a melhor, pois os detentores das

unidades de produção vão continuar a receber apoios mesmo depois de terem o retorno do capital investido, o que significa custos injustificados a serem pagos pelos consumidores. Do ponto de vista da eficiência dinâmica, a garantia de remuneração durante o ciclo de vida das unidades renováveis, vai actuar como um incentivo para que os produtores procurem ser mais eficientes de forma a maximizar o seu lucro.

Caso se opte pelo prémio *feed-in*, nos primeiros 20 anos existe o prémio de referência e limites superiores e inferiores. Dos 20 anos em diante o produtor vende a sua energia no mercado sem estar sujeito a limitações, pois cessam os prémios de referência e os respectivos limites. A análise do ponto de vista da eficiência dinâmica para a remuneração garantida pode ser aplicada para a opção dos prémios *feed-in*.

Esta medida tem bastante aceitação por parte dos investidores, quer optem pela FIT ou pelo prémio *feed-in*, pois contribui em larga medida para a estabilidade e segurança, o que se traduz em eficácia, pois propicia o aumento de investimento e consequentemente um acréscimo da capacidade instalada.

Como o apoio é garantido por toda a vida da central renovável, ainda que vá decrescendo ao longo do tempo, quando o investidor já tiver 100% do retorno do investimento vai continuar a receber apoios, ou seja, há encargos desnecessários para os consumidores. Esta condição de estabilidade contrasta com um certo grau de incerteza patente no modelo espanhol, pois os níveis de apoio ainda dependem de decisão governamental e a fórmula de cálculo não é amplamente divulgada, aparecendo os valores absolutos na legislação (estes valores estão mencionados no RD 661/2007).

Na Alemanha a duração dos apoios é limitada, sendo igual para todas a FER – 20 anos. A duração de 20 anos pode levar a encargos desnecessários para os consumidores, em situações em que as centrais renováveis têm o retorno do investimento num período inferior a 20 anos. Esta opção cria condições de segurança necessárias ao investimento de novas explorações de FER, ou seja é eficaz, e em termos de equidade, apresenta-se como uma alternativa ao modelo espanhol, pois comparativamente protege os consumidores de encargos injustificados. Dos três países, a Alemanha é o que mais segurança transmite aos investidores, pois para além da longa duração das tarifas, tal como em Portugal ou Espanha – o que minimiza o risco de projectos individuais – o modelo FIT alemão cria um contexto de maior certeza ao nível dos preços e da própria política. Não só porque não tem actualizações mensais ou anuais, mas também devido à ausência de revisões sempre que se atinge uma

determinada capacidade, como acontece em Espanha onde as regras para essa revisão nem sequer são claras (KEMA, 2008). A fixação das tarifas durante 20 anos, sem actualizações, promove a eficiência dinâmica, pois os produtores de FER-E são induzidos a, permanentemente, investir em tecnologias mais produtivas que compensem a tendência de subida dos custos de produção provocada pelo aumento da inflação.

Conclusão

A duração do apoio é considerada decisiva para o sucesso do modelo adoptado e está interligada com a estabilidade do mesmo. É fundamental que a duração tarifária seja por um período de tempo capaz de garantir o retorno do investimento, traduzindo-se num clima de maior estabilidade, sem, contudo, acarretar custos injustificados para os consumidores. Nesta óptica, o modelo alemão destaca-se pela positividade dos modelos português e espanhol.

3.4.3. Ajuste tarifário

O ajuste do nível tarifário visa dois objectivos fundamentais: (1) o aumento de eficácia garantindo o acompanhamento dos custos de produção, e (2) a redução dos custos para os consumidores/aumento da eficiência através do ajuste abaixo da inflação. Para conciliar estes objectivos é crucial o acompanhamento permanente das oscilações dos preços dos *inputs* utilizados na produção de FER-E.

Este parâmetro é comum aos modelos português e espanhol com formas diferentes de implementação, não tendo sido implementado na Alemanha.

Portugal ajusta as tarifas mensalmente em função do IPC. Quando se verifica um aumento da inflação, ou seja, há um aumento do preço dos *inputs*, a actualização evita que os produtores incorram em perdas ao aumentar o valor das FIT para que estas acompanhem a tendência de crescimento dos custos de produção. Do ponto de vista dos consumidores, o ajuste mensal tem a vantagem de controlar o valor tarifário o que mantém os custos para os consumidores em níveis moderados, pois permite que ganhos de eficiência das centrais renováveis se traduzam em custos menores para os consumidores. A moderação dos custos para os consumidores acaba por ser uma questão de equidade, pois o aumento da eficiência só se traduz em menores custos para os consumidores caso haja transferência de excedente do produtor para o consumidor.

A metodologia de ajuste da remuneração da FER-E em Espanha foi alterada pelo RD 661/2007, e surge de uma tentativa de conciliar os interesses de todos os agentes envolvidos, particularmente o governo cuja preocupação é o impacto do aumento da produção de FER-E nos consumidores finais. O ajuste das estruturas tarifárias contempladas na legislação espanhola – FIT e prémios *feed-in* - deixou de ser uma percentagem da tarifa média de electricidade publicada anualmente para ser função do IPC anual. A remuneração ao acompanhar a tendência anual do IPC não sofre um decréscimo real, logo os produtores não têm incentivos adicionais para reduzir os custos de produção. O incentivo dado às empresas só é intencional se a remuneração estiver sujeita a um decréscimo fixado por lei.

Saliente-se que o ajuste dos valores de remuneração não deve comprometer a estabilidade do modelo de apoio. González (2008) aponta a continuidade e estabilidade dos modelos de suporte como um dos factores de sustentação do sucesso da FER-E em Espanha, nomeadamente ao nível da eficácia e da eficiência. As reformas introduzidas com o RD 661/2007 em nada alteram o regime económico das centrais renováveis já existentes. Este facto tem especial importância, pois quer o nível de remuneração quer a estabilidade para o investidor são críticos para assegurar um determinado lucro. A continuidade dos níveis de apoio e do modelo em si tornam mais fácil a obtenção de empréstimos a taxas de juro mais moderadas, enquanto que a incerteza traduz-se num prémio de risco superior, desencorajando os investimentos em FER-E ou pelo menos tornando-os mais dispendiosos (González, 2008). Apesar da pretensão em conservar o clima de estabilidade, a actualização tarifária em função do IPC pode fomentar alguma incerteza, tanto em contextos de descida como de subida. Por norma os ajustes são mais frequentes que as revisões, ou seja, os produtores no espaço temporal delimitado por revisões sabem que as remunerações vão ser ajustadas.

Para limitar a não cobertura dos custos operacionais e dos encargos excessivos para os consumidores, e para incentivar a eficiência, Espanha adoptou o mecanismo de *cap and floor* para a opção dos prémios *feed-in*. A adopção deste mecanismo permite que os produtores espanhóis tenham a garantia que a política de remuneração adoptada pelo país segue o padrão de preços do sector em que operam, o que lhes confere a estabilidade necessária para investirem em FER-E. Mas, como uma parte significativa dos custos de produção estão associados aos custos fixos – por norma elevados – o modelo espanhol aplica o mecanismo *floor* que funciona como um incentivo real ao investimento, ao garantir que a remuneração dos produtores não desce abaixo de um determinado nível.

O valor dos limites máximos dos prémios *feed-in* está indexado ao IPC descontado de um valor atribuído aos ganhos esperados de produtividade. Por esta razão este mecanismo vai ter um impacto efeito positivo na eficiência do modelo FIT. Os produtores de FER-E são incentivados a ser mais eficientes, pois se o seu desempenho for superior aos ganhos de produtividade estimados pelo regulador, absorvem a diferença como lucro económico. Só no ajuste seguinte – um ano depois – é que os ganhos decorrentes do incremento da eficiência são partilhados com os consumidores. Estes por sua vez, vêm os seus encargos com a FER-E reduzidos, pois os ajustes incorporam o aumento de eficiência – o valor a descontar ao IPC é maior. Do ponto de vista do produtor, estes ajustes são necessários para corrigir eventuais desvios no mercado que possam ameaçar a sua capacidade de investimento, ou seja, é necessário assegurar que os custos operacionais são cobertos.

Conclusão

Os modelos de apoio à FER-E devem impulsionar um clima de estabilidade, sem no entanto negligenciar a importância da flexibilidade necessária para dar uma resposta de forma suficientemente rápida à evolução do mercado (Klein et al., 2008). A flexibilidade dos modelos português e espanhol materializa-se, em parte, pelos ajustes tarifários. Na prática, o ajuste da remuneração permite que os preços sejam alterados ao longo do tempo de maneira a estimular um padrão de mercado concorrencial, assegurar o acompanhamento dos custos operacionais e aumentar a eficiência do modelo. Os ajustes têm também um efeito positivo na equidade, ao partilhar os potenciais ganhos de eficiência da indústria com os consumidores finais.

3.4.4. Revisão do modelo

A revisão permite aferir se os modelos FIT continuam em consonância com os objectivos traçados pela política energética. Alguns autores entendem que revisão tarifária tem o mesmo significado que ajuste tarifário. Por exemplo, no relatório da KEMA (2008) os dois conceitos são entendidos como parâmetros de design distintos. Para Klein et al. (2008) só existe um parâmetro de design designado de revisão tarifária que engloba dois grupos – revisão periódica e ajuste da remuneração. Para efeitos do presente trabalho os conceitos de ajuste tarifário e de revisão são considerados dois parâmetros diferentes.

A revisão tem uma óptica de longo prazo, pois ocorre mais espaçadamente do que o ajuste tarifário para não colocar em causa a segurança do modelo de apoio, e é um conceito mais abrangente, pois engloba uma revisão de todos os parâmetros que compõem o modelo FIT, inclusive o nível tarifário. Por exemplo, nos períodos de revisão pode ser necessário alterar a fórmula de cálculo da remuneração, o índice de preços a que está agregada, ou pode rever-se a duração do apoio. O objectivo é melhorar o modelo FIT e adapta-lo à nova realidade.

No que se refere às tarifas, tal como o ajuste, a revisão assegura que os consumidores beneficiam dos ganhos de eficiência entretanto alcançados pelos avanços tecnológicos. O benefício advém da transferência de parte do excedente do produtor para o consumidor, promovendo-se assim a equidade. Mas a revisão tarifária nem sempre favorece os consumidores, pode dar-se o caso da revisão beneficiar os produtores de FER-E, basta que estes estejam a incorrer em perdas devido a factores externos não controláveis por si. Nesta situação a revisão resulta num aumento do valor das tarifas. Na prática, com a revisão, o que se pretende é que, à semelhança do que acontece numa estrutura de mercado concorrencial, os preços reflectam os custos de produção.

Em Portugal, ainda que esteja prevista, não está pré-estabelecido o momento em que se procede à revisão do modelo de apoio – incluindo o nível tarifário.

No caso espanhol é pertinente salientar que os valores legais de referência para os *cap and floor* dos prémios *feed-in* também estão sujeitos a revisão.

Em Espanha e na Alemanha a revisão ocorre a cada quatro anos. Em 2010, Espanha vai rever o seu nível tarifário, para que seja adaptado às metas que o país ainda tem de cumprir, e que estão traçadas no Plano de energias renováveis 2005 – 2010 (*Plan de Energias Renovables 2005 – 2010*), pela *Estratégia de Ahorro y Eficiencia energética en España*, bem como novos objectivos que sejam incluídos no Plano de energias renováveis para o período 2011 – 2020.

A Alemanha reviu o EEG em 2004 e mais recentemente em 2008, com entrada em vigor em 2009.

Conclusão

A existência de um prazo definido para rever as tarifas ajuda a criar um ambiente de estabilidade perante os investidores, contribuindo para a eficácia da promoção de FER-E, pois há tendência para aumentar a exploração das FER (Klein et al, 2008). Para além do contributo positivo para a equidade do modelo ao redistribuir os potenciais ganhos de eficiência pelos consumidores.

Convém ter sempre presente que, ao contrário do parâmetro de ajuste que incide unicamente nas tarifas, a revisão engloba todos os parâmetros de design do modelo FIT.

3.4.5. Obrigatoriedade de compra

Este parâmetro é frequentemente alvo de críticas, pois afasta-se totalmente de estrutura de mercado concorrencial. Contudo, continua a ser incluído nos modelos FIT, uma vez que a sua aplicação é essencial para o sucesso da difusão da FER-E.

O carácter não exclusivo e não rival das externalidades positivas provocadas pela produção e utilização da FER-E, como a qualidade do ar e a estabilidade climática, é percepcionado pelo sector privado como um desincentivo ao investimento nesta área. Como a sociedade tende a não afectar os recursos necessários à produção de FER-E devido à impossibilidade de estabelecer um preço pela sua utilização, a obrigatoriedade de compra a um preço definido administrativamente é a solução.

Este parâmetro é comum aos três modelos, com excepção para a opção espanhola dos prémios *feed-in*. A garantia de compra contribui substancialmente para o clima de estabilidade necessário ao investimento em FER-E.

As entidades que são legalmente incumbidas por lei a adquirir a FER-E variam nos países comparados. Em Portugal, de acordo com o estabelecido no DL 29/2006, cabe à figura de comercializador de último recurso a compra da FER-E produzida no país. O CUR deve informar a ERSE da quantidade de FER-E que adquiriu, para estes valores entrarem em linha de conta nas tarifas de electricidade (ERSE b, 2008).

Em Espanha, o distribuidor de electricidade tem a obrigação de comprar a electricidade produzida em regime especial – no qual se inclui a FER-E, cabendo à CNE realizar o ajustamento dos custos associados ao regime especial, reembolsando os distribuidores que pagaram os preços estabelecidos pela lei.

Na Alemanha o produtor de electricidade entrega a FER-E ao operador da rede de distribuição que por sua vez a vende ao operador do sistema de transmissão, que passa os custos para os retalhistas que integram os custos no preço de electricidade cobrado aos consumidores finais. Este esquema é mais complexo do que ressaltava à primeira vista. As FER com flutuações – EE e da energia solar – representam quase 50% da FER-E injectada na rede. Como a oferta de electricidade tem de fazer face à procura, é necessário um mecanismo que permita a recuperação de custos deste serviço. Por outro lado, a rede de transmissão alemã divide-se em quatro regiões, cada uma gerida por um operador diferente. Isto requer um mecanismo de equilíbrio específico entre os operadores do sistema de transmissão para assegurar que a FER-E remunerada anualmente, bem como os encargos daí decorrentes, sejam igualmente distribuídos de acordo com o consumo de electricidade nas quatro redes de transmissão (Langniß et al., 2009).

Conclusão

A obrigatoriedade de compra é um parâmetro de design dotado de uma complexidade administrativa reduzida para os benefícios que acarreta em termos de eficácia. É um incentivo claro ao investimento, pois os investidores têm a garantia de que escoam a totalidade da sua produção, exigindo um prémio de risco menor. Esta medida tem como inconveniente o facto da FER-E ser comprada independentemente da procura, o que gera ineficiências para o sistema. Por esta razão, a obrigatoriedade de compra deve ser conjugada com outros parâmetros de design (e.g. discriminação horária) que possa atenuar os inconvenientes.

Os preços finais da electricidade ficam inflacionados devido à obrigatoriedade de compra, pois não resultam do equilíbrio de mercado entre a procura e a oferta.

3.4.6. Discriminação horária

Este parâmetro é aplicado unicamente em Portugal e Espanha e em ambos tem carácter voluntário. Os dois países pretendem incentivar os produtores de FER-E a produzir mais quando a procura é mais elevada, ou seja, existe uma orientação para a procura.

Em Portugal, somente as centrais hídricas são obrigatoriamente remuneradas com discriminação horária, para os produtores das restantes tecnologias renováveis é de carácter voluntário.

Tabela V.2: Discriminação horária em Portugal.

Inverno		Verão	
Cheias	Vazio	Cheias	Vazio
8 – 22h	0 – 8h e 22 – 24h	9 – 23h	0 – 9h e 23 – 24h

Espanha, introduziu este parâmetro no seu modelo de apoio com o RD 661/2007. Contrariamente ao que se verifica em Portugal, somente os detentores de centrais hidroeléctricas e de biomassa é que podem decidir se querem uma remuneração dependente do período horário.

Tabela V.3: Discriminação horária em Espanha.

Inverno		Verão	
Cheias	Vazio	Cheias	Vazio
11-21h	0 – 11h e 21-24h	12-22h	0-12h e 22-24h

Tanto em Portugal como em Espanha a discriminação baseia-se no período diurno e nocturno. O período diurno corresponde às horas *peak* enquanto o nocturno diz respeito às horas *off-peak*. De acordo com a informação das tabelas V.2 e V.3, as horas cheias e vazias são distintas nos dois países, o que indicia que os perfis de procura têm diferenças entre si.

Conclusão

A adopção do parâmetro da discriminação horária pelos modelos FIT permite que estes se aproximem das práticas de mercado ao adequar a produção de FER-E ao perfil da procura de electricidade, contribuindo para o aumento da eficiência do modelo.

3.4.7. Obrigatoriedade de previsão

Este parâmetro está somente implementado em Espanha, comparativamente com os países em análise.

Para os produtores que optem pela FIT, apenas as unidades de produção com uma capacidade instalada superior a 10 MW são abrangidas pela obrigatoriedade de previsão.

Estes produtores têm de reportar ao operador de rede a quantidade de FER-E que planeiam injectar no sistema, para cada hora do dia, com pelo menos 30 horas de antecedência do dia começar. Até uma hora antes tem início um intervalo horário, para possíveis correcções nas quantidades previstas. Caso a diferença entre a quantidade de energia injectada e a prevista seja superior a 20% no caso de centrais eólicas e fotovoltaicas e mais de 5% para os restantes casos, os operadores têm de pagar uma quantia correspondente a 10% do preço de referência de mercado por cada KWh de desvio.

Para os produtores que escolham a opção do prémio *feed-in*, são aplicadas as regras de mercado. Ou seja, todas estão obrigadas a prever a quantidade de FER-E, independentemente da capacidade instalada. Os desvios são penalizados da mesma forma do que é válido para os produtores remunerados pelas FIT.

Esta legislação facilita a integração de electricidade na rede, e incentiva a melhorar a qualidade das previsões devido à penalização. O RD 661/2007, veio acrescentar a estas medidas o conceito de centro de controlo de produção. As instalações com mais de 10 MW de capacidade estão obrigadas a conectar-se a um destes centros, que funcionam como um interface entre os produtores de FER-E e o operador do sistema. O centro de controlo de produção envia informação sobre as centrais renováveis, em tempo real, para o operador do sistema, de forma a contribuir para a estabilidade do mesmo.

Apesar desta medida parecer inapropriada para fontes de energia renovável intermitentes (e.g. EEE), os produtores podem compensar a FER-E que falta para cobrir os valores da previsão, com o excesso de energia produzida noutras centrais renováveis (Klein et al., 2008).

Conclusão

A obrigatoriedade de previsão é um dos parâmetros de design que, ao facilitar a integração da FER-E na rede, tem a capacidade de tornar os modelos FIT mais conformes com as regras dos mercados de electricidade. A introdução de penalizações para os erros de previsão funciona como uma medida de coacção para que os produtores invistam na qualidade das previsões, o que reforça a acção deste parâmetro. As previsões contribuem para diminuir a incerteza o que tem um efeito positivo em termos de eficiência dinâmica.

3.4.8. Encargos para os consumidores finais

É importante que esteja estabelecido legalmente que os apoios à produção de FER-E são pagos de igual modo pelos consumidores finais de electricidade.

Com a inclusão deste parâmetro de design, os consumidores finais não podem optar se querem ou não consumir FER-E. Neste cenário, a obrigatoriedade de compra da FER-E produzida contribui para o aumento dos preços finais de electricidade paga pelo consumidor. Mas, como todos os consumidores beneficiam das externalidades positivas inerentes à produção de FER-E é justo que todos paguem da mesma maneira. Caso pudessem optar, os consumidores não pagavam, pois, mesmo sem pagar, tinham à mesma o proveito das externalidades positivas decorrentes da produção e da utilização da FER-E uma vez que é impossível serem excluídos de usufruir dos benefícios. Apesar dos benefícios potenciais da FER-E para a sociedade serem superiores aos benefícios individuais, o consumidor não toma este facto em consideração quando toma decisões de consumo.

A introdução cuidadosa deste parâmetro é essencial, sobretudo porque a FER-E tem cada vez mais peso no consumo total de electricidade, como é o caso de Portugal, Espanha e Alemanha. Nos três países os custos associados à promoção da FER-E são distribuídos igualmente por todos os consumidores.

Em Portugal e Espanha, os custos dos apoios à produção de electricidade em regime especial são tidos em consideração no cálculo anual da tarifa de electricidade, em conjunto com outros custos: custos de produção de electricidade no sistema ordinário, custos permanentes, custos associados à transição para a competição, transporte e distribuição, gestão comercial, e a diversificação e segurança do fornecimento. Os custos associados quer às tarifas *feed-in* quer aos prémios *feed-in* (válido apenas para o modelo espanhol) são imputados aos consumidores finais de electricidade proporcionalmente ao consumo individual (Klessmann et al., 2008).

O processo de distribuição dos custos pelos consumidores finais na Alemanha é mais complexo, pois há uma dispersão geográfica. A Alemanha tem mais do que um sistema eléctrico – está dividida em quatro regiões – e tem a preocupação acrescida de distribuir equitativamente os custos associados à promoção de FER-E, independentemente das zonas em que é produzida. Se assim não fosse para a EE, cuja produção é maior no norte da Alemanha pois é a região com maior potencial, os consumidores desta região ficavam com a

maior parte dos custos da política nacional em matéria de energia renovável. Actualmente, os custos são distribuídos equitativamente de acordo com o consumo de electricidade em cada sistema.

O modelo alemão inclui a possibilidade de haver uma redução dos custos para as indústrias que utilizam intensivamente a electricidade. Para beneficiarem desta possibilidade, as indústrias têm de ter um consumo anual superior a 10 GWh e os seus custos de electricidade têm de estar acima de 15% do valor acrescentado bruto, os operadores ferroviários também estão abrangidos pela redução de custos sem ter de cumprir com estes critérios. Para os consumidores que cumpram estes critérios o aumento do preço da electricidade derivado do apoio à FER-E está limitado a 0,0005 €/KWh. O montante reduzido é distribuído pelos restantes consumidores. Com esta medida, a Alemanha está a salvaguardar a competitividade destas empresas e a fiabilidade dos planeamentos das mesmas (BMU, 2004).

Conclusão

A partilha de encargos decorrentes dos apoios à produção de electricidade utilizando as energias renováveis como fonte primária de energia, permite que os custos sejam repartidos equitativamente pelos consumidores finais. Porém, a competitividade de empresas que utilizam intensivamente a electricidade na sua actividade operacional não deve ser posta em causa. Como tal, é importante que os modelos FIT tenham em consideração este facto e que estabeleçam critérios de classificação que permitam identificar as indústrias que devem ser abrangidas por uma contenção no aumento dos custos decorrentes do apoio à FER-E.

Um outro aspecto a considerar é o facto de os encargos serem impostos ao consumidor, não tendo este possibilidade de escolha quando à electricidade que pretende adquirir. Esta imposição pretende ultrapassar a barreira de difusão da FER-E relacionada com a pouca sensibilização dos consumidores, e que levaria a maioria a optar pela electricidade convencional. O problema é que na prática as fontes de energia convencionais são subsidiadas através da não inclusão do verdadeiro custo de utilização para a sociedade no preços, pelo que o consumidor não tem informação correcta quando decide.

3.5. Discussão

A Espanha e a Alemanha são reveladores de como um modelo FIT adequado pode traduzir-se numa política de apoio à FER-E bem sucedida.

A Espanha alcançou as maiores taxas médias em termos de eficácia entre 1998 e 2005, o que só foi possível com a adequação dos lucros para os produtores. De salientar que os lucros dos produtores espanhóis, que são superiores à maioria dos restantes países, não se devem ao elevado nível de suporte, mas sim aos custos de produção de EEE relativamente reduzidos, o que por um lado se deve aos bons recursos ambientais do país e por outro aos baixos custos de investimento por outro. Tudo isto resultou em baixos custos para a sociedade por kWh de nova FER-E produzida (Held, Haas & Ragwitz, 2006).

Sublinhe-se que os países que optem por um sistema FIT que contemple a possibilidade de atribuição de um prémio *feed-in*, devem ter em atenção que no caso deste ser fixo pode induzir as várias tecnologias renováveis, que se encontrem em diferentes níveis de maturidade, a competir entre si. Para que esta opção seja um processo dinâmico, as tarifas prémio devem ser ajustadas periodicamente para ter em consideração o desenvolvimento tecnológico (Meyer, 2003). A introdução dos prémios *feed-in*, a par com a discriminação horária e a obrigatoriedade de previsão reflectem a intenção de dotar o modelo FIT espanhol de características que o tornem próximo de uma abordagem de mercado, traduzindo-se em ganhos de eficiência.

A Alemanha tem a média de eficácia mais elevada em termos de apoios aos parques eólicos *onshore*, apesar do mercado das eólicas já estar numa fase madura, em que as potenciais reduções de custos já foram parcialmente explorados. O sucesso dos parques eólicos *onshore* na Alemanha é atribuído, em parte, às tarifas *feed-in* atractivas, assim como ao enquadramento estável e contínuo o que transmite segurança aos potenciais investidores (Held et al., 2006). A aplicação das tarifas degressivas revela a preocupação da Alemanha em implementar um modelo de apoio à FER-E que, sem comprometer a sua eficácia, seja eficiente e que se traduza em encargos para os consumidores finais cada vez mais reduzidos.

De notar que a eficácia, eficiência e equidade dos modelos *feed-in* são o resultado da conjugação dos diversos parâmetros de design, que podem ou não identificados directamente na formulação tarifária.

A comparação efectuada neste capítulo aos três modelos FIT, sugere que a introdução de alguns parâmetros de design aplicados pela Espanha e pela Alemanha, no modelo Português traduzir-se-ia sobretudo num aumento da eficiência e da equidade.

4. Proposta de optimização

A partilha de experiências entre países com modelos de apoio à FER-E distintos, é por excelência um veículo de optimização dos modelos FIT existentes. Só depois de identificados os parâmetros de design críticos para o sucesso dos vários modelos, é que é possível avaliar quais os aspectos em que deve incidir a optimização, e em que moldes (cada país tem características específicas como os custos de produção ou sistema fiscal).

Da análise efectuada no capítulo anterior, propõe-se que Portugal adopte os parâmetros diferenciadores implementados em Espanha e na Alemanha, pela performance demonstrada.

O modelo aqui proposto visa ser um contributo para a convergência do modelo português com as melhores práticas identificadas nos dois principais exemplos de sucesso na UE, mantendo a matriz do modelo FIT actual. O grande destaque é dado à inclusão das variantes tarifárias no cálculo da remuneração final. Porém, com a proposta de um modelo alternativo de apoio à FER-E pretende ir-se para além das variantes tarifárias, pois a pretensão é de dar resposta aos desafios com os quais Portugal se depara, e para os quais o actual modelo de apoio se revela insuficiente. Neste sentido, o modelo proposto estaria incompleto se não focasse uma série de outros parâmetros críticos que complementam e sustentam a adopção das novas variantes tarifárias.

4.1. Formulação tarifária

Sugere-se para Portugal uma formulação tarifária que continue baseada nos custos externos evitáveis, e que inclua os parâmetros diferenciadores dos modelos FIT espanhol e alemão – prémios *feed-in* e tarifas degressivas.

Com esta proposta os produtores iam ter a possibilidade de optar por uma das duas estruturas disponíveis – tarifa fixa ou prémio *feed-in*, sendo que ambas ficam sujeitas a taxas de degressão. A formulação tarifária proposta para a remuneração da FER-E pela opção FIT é descrita pela seguinte expressão:

$$R_{Tn} = \left[R_{Tb} \times (1 - d_T)^{i-b} \right] \times (1 + IPC_n) \times K$$

Para a opção dos prémios *feed-in* a remuneração da FER-E é descrita pela expressão:

$$R_{Tn} = P_M + \left[\sigma_{Ti} \times (1 - d_T)^{i-b} \right] \times (1 + IPC_n)$$

Em que:

R_{Tn} : Remuneração actual por KWh para cada fonte de energia renovável

R_{Tb} : Remuneração fixada legalmente no ano base da legislação em vigor, por KWh para cada fonte de energia renovável

n: Ano actual da remuneração

IPC_n : Índice de preços do consumidor para o ano n

K: Discriminação horária

P_M : Preço de mercado

σ : Prémio adicional

b: Ano base da legislação em vigor

i: Data de início da operação

T: Categoria tecnológica

d: Taxa de degressão

A expressão alternativa para a formulação das FIT, implica que tal como acontece em Espanha e na Alemanha, sejam fixados em legislação os valores absolutos das tarifas para o ano de entrada em vigor do modelo optimizado. Contudo para não prejudicar a transparência do modelo, a entidade reguladora portuguesa, à semelhança do que acontece actualmente, deve divulgar a fórmula de cálculo e os valores atribuídos a cada uma das parcelas que deram origem aos valores fixados.

Para cada recurso renovável, o valor da FIT vai depender da taxa de degressão respectiva, que é ajustada anualmente em função do IPC, e da hora em que a FER-E é injectada na rede – K.

No caso do prémio *feed-in*, a formulação de cálculo da remuneração da FER-E, passa a estar dependente do preço de mercado da electricidade convencional ao qual é acrescido um prémio adicional – σ – sujeito a uma taxa de degressão específica para cada recurso renovável, ajustado em função do IPC anual.

A alteração da formulação tarifária iria colocar Portugal numa abordagem próxima de mercado, privilegiando simultaneamente o desenvolvimento tecnológico e a aprendizagem, através da introdução de taxas de degressão.

4.1.1. Prémios *feed-in*

Tal como Kemfert e Diekmann (2006, citados por Langniß et al., 2009) referem, é necessária mais concorrência nos mercados energéticos europeus. Portugal ao incluir a opção dos prémios *feed-in* vai ao encontro dessa necessidade, através uma maior proximidade com os princípios dos mercados liberalizados de electricidade. Para além disso, os custos sociais e os benefícios ambientais passam a ser directamente medidos, o que pode causar um efeito positivo na aceitação social do sistema tarifário. Para evitar os inconvenientes desta variante tarifária – que se verificaram em Espanha com a legislação anterior – Portugal deve adoptar o sistema de *cap and floor* para a remuneração como protecção à variação dos custos de produção que o mercado possa enfrentar. O aumento dos custos é aceitável somente quando daí advêm benefícios económicos e ambientais (os prémios *feed-in* não podem significar custos excessivos e injustificados para os consumidores). O mecanismo de *cap and floor* reduz a exposição dos investidores ao risco pois têm sempre uma remuneração mínima, e por outro lado protege os consumidores, pois limita a remuneração final a um máximo estabelecido por lei, colocando a referida pressão sobre eficiência.

As variáveis a considerar na determinação dos prémios de referência e nos valores máximos e mínimos devem ser adequadas à realidade portuguesa, ser compatíveis com as prioridades nacionais e devem atender aos custos externos evitados, incorporando os benefícios sociais, ambientais, e outras externalidades, tal como é feito para o actual modelo implementado. Os valores, tanto dos prémios de referência como dos *cap and floor*, devem ser ajustados e revistos periodicamente para que estejam em linha com a taxa de inflação.

Uma outra variável a ter em consideração, é a quantificação da vontade política em promover a FER-E. Esta variável pode ser a mesma para as várias tecnologias renováveis ou pode variar no caso do Estado pretender desenvolver uma tecnologia em particular.

Espera-se que uma integração de mercado, pela venda de FER-E no mercado de electricidade *spot*, favoreça o ambiente concorrencial e consequentemente os custos associados à sua promoção. A introdução dos prémios *feed-in* deve ser devidamente estruturada. Tal como Mitchell (2008, citado por Langniß et al. 2009) refere, há que escolher quais as tecnologias e em que condições são abrangidas por esta opção remuneratória, caso contrário esta opção só é viável para tecnologias mais maduras – caso da energia eólica *onshore*.

Tal como em Espanha, no modelo proposto a opção dos prémios *feed-in* coexiste com as FIT, pois é dada liberdade de escolha aos produtores para decidirem qual a estrutura tarifária com que querem ser remunerados. Mais, a opção da estrutura tarifária é crucial, uma vez que nem sempre estão reunidas as condições ideais para um ambiente competitivo, e para além disso é uma maneira de manter o risco em níveis moderados.

Por último, a tarifa prémio dá ênfase ao valor da electricidade produzida, enquanto que a FIT tradicional baseia-se nos custos de produção e nos custos evitáveis. Considerando a tendência crescente em optar por uma solução integrada no mercado, estabelecer uma tarifa prémio, que ainda garanta estabilidade suficiente aos investidores, é um passo importante nessa direcção. O fornecimento de FER-E passa a ser mais eficiente, ou seja, acompanhando o padrão da procura de electricidade. Porém, qualquer mecanismo que tenha a remuneração da FER-E em função dos preços de mercado corre o risco dos produtores de FER-E excederem substancialmente os seus custos devido ao aumento de preços convencionais de energia. Para evitar esta situação é crucial haver mecanismos de curto e médio prazo para que se adaptem as regras de remuneração quando necessário.

4.1.2. Tarifas degressivas

Um modelo FIT de sucesso deve aplicar tarifas degressivas, o que também é válido para o caso português.

A introdução das taxas degressivas para ambas as estruturas tarifárias no modelo proposto semelhantes às aplicadas na Alemanha visa promover uma contínua redução nos custos de produção e redistribuir o excedente derivado do efeito de aprendizagem pelos produtores e pelos consumidores. Quanto mais recente for a central renovável menos remuneração recebe. A pré-definição das taxas de degressão vai incutir uma pressão adicional ao mercado. O objectivo é encorajar os investidores a anteciparem a construção de centrais renováveis, e incentivar melhorias de eficiência e de redução de custos para as novas unidades de produção. Esta variante FIT vai permitir que Portugal tenha em consideração as inovações tecnológicas e os efeitos de aprendizagem, o que não se verifica com o modelo actual.

As taxas de degressão são aplicadas anualmente tanto para as FIT como para os prémios *feed-in*, mas contrariamente ao modelo alemão, a tarifa sujeita à taxa de degressão é ajustada anualmente. Pretende-se com esta alteração tornar o mecanismo das tarifas mais flexível, de forma a adaptarem-se melhor a possíveis alterações que possam ocorrer.

Portugal tem assim a possibilidade de reduzir o risco de haver um aumento acentuado dos lucros do produtor, e de evitar que haja um excesso de remuneração para as instalações que têm mais viabilidade financeira devido à contínua redução de custos.

De acordo com Huber et al. (2001), as tarifas degressivas constituem um dos factores críticos para que um modelo de apoio seja eficiente. Deve ter-se em atenção a determinação da taxa de degressão, esta deve acompanhar a curva de conhecimento tecnológico. Caso a taxa de degressão seja excessivamente acentuada, pode levar a que a remuneração decresça exageradamente. A percentagem de degressão deve ser adequada à realidade nacional e à fase de desenvolvimento das tecnologias renováveis.

Do ponto de vista dos investidores, a introdução das tarifas degressivas podem não ser, aparentemente, muito atractiva devido à taxa de degressão. Todavia, a aplicação daquelas vai contribuir para o aumento do clima de estabilidade e segurança que é essencial para o sucesso dos investimentos. A taxa de degressão vai incidir exclusivamente sobre as centrais renováveis a licenciar no futuro, pelo que para aquelas que se encontram instaladas ou em fase de licenciamento as FIT mantêm-se inalteradas por um período de tempo suficiente para que haja o retorno do investimento (deixa de existir ajustes mensais). Os investidores vão passar a saber exactamente quando recebem por kWh de FER-E produzida, o que lhes dá garantias para planear futuros investimentos, pois os riscos financeiros são menores e usufruem de custos de financiamento mais baixos.

Ao incluir este parâmetro no modelo de apoio, Portugal reforça as probabilidades de concretização das metas de FER-E a que se propôs num menor período temporal – aumentando a eficácia, e com uma maior eficiência dinâmica.

4.2. Outros parâmetros de design

O modelo alternativo estaria incompleto se não se focassem uma série de outros parâmetros críticos, que complementam e sustentam a nova formulação de cálculo tarifário.

O modelo proposto insere novos parâmetros, modifica outros, e mantém os que estão suficientemente optimizados. A tabela V.4. as principais alterações e objectivos do modelo proposto que derivaram do exercício de comparação do capítulo anterior.

Tabela V.4: Comparação dos modelos FIT actual e proposto.

Parâmetros	Modelo actual	Modelo proposto	Objectivo do modelo proposto
Metodologia de <i>price-setting</i>	Custos externos evitáveis	Custos externos evitáveis	Incorporação de externalidades
Ajuste da remuneração	Mensal em função do IPC	Ajuste anual em função do IPC No prémio <i>feed-in</i> , a remuneração total tem um <i>cap and floor</i> indexado ao IPC e ajustado anualmente.	Estabilidade e segurança para os investidores. Partilha do excedente entre consumidores e produtores. Eficácia, eficiência e equidade.
Tarifas <i>stepped</i>	Sim	Sim	Promoção de locais com menor potencial renovável e de energias renováveis em fases iniciais de desenvolvimento. Eficiência dinâmica e equidade.
Tarifas degressivas	Não	Sim	Alcançar os objectivos em matéria de FER-E o mais rapidamente possível. Redução real dos custos associados à promoção de FER-E. Partilha do excedente entre consumidores e produtores. Eficiência dinâmica e equidade.
Duração	15 anos	15 anos	Estabilidade e segurança para os investidores. Eficácia.
Estrutura tarifária	Tarifa fixa	Tarifa fixa ou prémio <i>feed-in</i>	Exposição ao mercado. Eficiências estática e dinâmica, e equidade.
Discriminação horária	Sim Apenas obrigatória para as centrais hídricas	Sim Apenas obrigatória para as centrais hídricas	Compatibilidade com o regime de mercado. Eficiência estática.
Obrigatoriedade de compra	Sim	Apenas para a tarifa fixa	Estabilidade e segurança para os investidores. Eficácia
Obrigatoriedade de previsão	Não	Sim	Compatibilidade com o regime de mercado. Eficiência.
Revisão do modelo	Revisão periódica	Revisão periódica pré-estabelecida legalmente	Estabilidade e segurança para os investidores. Correção de ineficiências. Transparência. Partilha do excedente entre consumidores e produtores. Eficácia, eficiência e equidade.
Encargos iguais para os consumidores finais	Sim	Sim, com excepções	Garantir simultaneamente a equidade e a competitividade de indústrias intensivas

Pelo papel destacado que alguns destes parâmetros assumem, são descritos em maior detalhe nas secções seguintes.

4.2.1. Tarifas diferenciadas por tecnologia renovável

As tarifas diferenciadas por fonte de energia renovável são uma medida universalmente aceite e, por isso, presente em todos os modelos FIT. Sabe-se que as tecnologias renováveis se encontram em fases distintas de maturidade o que contribui para que os custos de produção de FER-E sejam distintos, portanto a remuneração deve ter este aspecto em consideração.

As FIT quando comparadas com instrumentos alternativos levam a uma minimização dos custos para a sociedade no longo prazo, mas não necessariamente uma redução dos custos de geração no curto prazo – dependendo do portfólio tecnológico que está ao abrigo do sistema *feed-in*.

As tarifas diferenciadas por tecnologia, podem levar a uma homogeneização dos custos para a sociedade ao longo do tempo, pois tecnologias que têm actualmente maiores custos de produção – encontram-se em fases iniciais de desenvolvimento e por isso são menos eficientes – podem ser integradas no modelo de apoio desde o início induzindo o conhecimento tecnológico em estádios iniciais de desenvolvimento, o que ajuda a uma redução dos custos no longo prazo quando as tecnologias mais maduras já tiverem atingido o seu limite (Held et al., 2007).

Para se alcançar uma maximização do bem-estar social, o desenvolvimento da FER-E deve ocorrer até ao ponto em que o custo marginal da FER-E é igual à utilidade social marginal, ou seja, o ponto da eficiência estática. Este nível de FER-E é desenvolvido ao menor custo utilizando as melhores tecnologias renováveis nos melhores locais. Contudo se se considerar a eficiência dinâmica, existe vantagem em diferenciar o apoio entre tecnologias. No longo prazo, se se utilizar um único preço – FIT única – para todas as tecnologias, as FER em fases iniciais de desenvolvimento não vão conseguir ter o progresso necessário para quando o potencial das tecnologias renováveis maduras já estiverem explorados e as imaturas tiverem de tomar o lugar destas, consequentemente, os custos marginais nessa altura vão aumentar acentuadamente.

As FIT diferenciadas por tecnologia renovável permitem a criação de um portfólio diversificado e o desenvolvimento das tecnologias renováveis mais imaturas. Neste aspecto o modelo de apoio implementado em Portugal está a correcto ao explorar tecnologias renováveis que se encontram em fases iniciais de desenvolvimento como as ondas e marés, ao

mesmo tempo que promove o investimento de centrais renováveis que utilizam tecnologias mais maduras, pelo que o modelo FIT proposto não altera o modelo actual.

4.2.2. Tarifas *stepped*

Esta variante tarifária já está implementada em Portugal e mantém-se no modelo proposto. A decisão de manutenção prende-se com o facto de Portugal ter objectivos ambiciosos a cumprir em matéria ambiental razão pela qual no modelo proposto se reconhece a importância do critério da eficácia. É fundamental que nos próximos anos Portugal continue a verificar um aumento da capacidade instalada, e tal só é possível investindo em unidades de produção de FER-E de menor eficiência.

Ainda que não contribuam para a eficiência estática do modelo de apoio, esta variante tarifária têm um impacto positivo na eficiência dinâmica caso se opte por licenciar em primeiro lugar as centrais renováveis mais eficientes.

As tarifas *stepped* controlam os encargos para os consumidores finais de electricidade, pois estabelece o nível tarifário de acordo com os custos de produção das unidades renováveis. Esta variante tarifária funciona sob a lógica do método de regulação por taxa de retorno garantido. Para que seja bem aplicada, é importante que o regulador tenha informação suficiente sobre os custos de produção da FER-E para que possa definir os níveis tarifários adequados.

4.2.3. Obrigatoriedade de previsão

A principal crítica aos modelos FIT consiste na sua inadequação ao regime de mercado concorrencial. Portugal através do coeficiente $KMHO_m$, aplica a discriminação horária para promover a orientação da produção de acordo com a procura de electricidade, numa tentativa de aproximação ao mercado de electricidade.

O modelo proposto, para compatibilizar o sistema de apoio à FER-E com o mercado concorrencial, acrescenta à discriminação horária a obrigatoriedade de previsão de produção de FER-E a partir de FER intermitentes ou que tenham uma volatilidade elevada.

Sublinhe-se que a obrigatoriedade de previsão deve ser implementada faseadamente para que os produtores tenham tempo para adaptar as unidades de produção a este novo

requisito. Este parâmetro permite uma melhor integração da FER-E no sistema de electricidade.

4.2.4. Ajuste tarifário

No modelo proposto este parâmetro continua a existir tanto para a opção de FIT fixas como para o prémio *feed-in* e os respectivos *cap and floor*. A periodicidade do ajuste passa a ser anual e permanece indexa ao IPC. A alteração do período de ajuste mensal para anual visa aumentar a segurança e estabilidade do modelo.

4.2.5. Revisão do modelo

Para além dos ajustes periódicos, no modelo proposto passa a existir revisões periódicas, pré-estabelecidas legalmente, de todos os parâmetros. A periodicidade das revisões não está definida para o modelo proposto, pois deve ser baseada em critérios técnicos cada um com uma ponderação adequada. Tanto em Espanha como na Alemanha, as revisões ocorrem de 4 em 4 anos mas tal não significa que esta frequência seja a indicada para Portugal. Por agora o importante é compreender que os períodos de revisão devem ser espaçados para não perturbar a estabilidade do modelo mas tem de ocorrer com uma periodicidade que permita acompanhar os custos de produção de FER-E. Este parâmetro vai contribuir para a estabilidade e segurança do modelo de apoio, pois os níveis de remuneração são estáveis.

Por outro lado as revisões permitem corrigir ineficiências, como por exemplo através da alteração tarifária ou mesmo cessação dos apoios quando se alcança uma determinada meta de capacidade instalada ou após um determinado período de tempo. As revisões periódicas devem manter os lucros dos produtores em níveis moderados, pois se a remuneração for elevada os incentivos para que os investidores reduzam os custos de produção vão ser menores.

4.2.6. Encargos para os consumidores finais

Porque o modelo de promoção da FER-E tem consequências em diversas vertentes da economia, a distribuição equitativa dos custos associados à FER-E pelos consumidores finais deve manter-se, mas à semelhança do que acontece na Alemanha, as indústrias que

utilizem intensivamente a energia eléctrica passam a gozar de um estatuto especial. Este estatuto consiste em limitar o aumento dos encargos com os apoios à FER-E para as indústrias elegíveis.

No modelo proposto o parâmetro dos encargos iguais para os consumidores mantém-se, mas passa a atribuir-se um limite máximo para o aumento dos custos derivados da promoção e desenvolvimento da FER-E.

4.3. Discussão

A proposta alternativa ao actual modelo de apoio nacional, apesar de ser inspirada nos modelos alemão e espanhol, ao ser implementada deve ter em conta as especificidades próprias do país. A cópia integral de um destes modelos por parte de Portugal não é garantia da obtenção dos mesmos resultados, devido à negligenciação das características e objectivos nacionais.

As singularidades de cada país torna complexa a tarefa de optimização de modelos FIT por comparação com outros países, essencialmente devido aos cenários de incerteza relativamente aos custos marginais e benefícios marginais da FER-E. Este facto impede que tanto o modelo alemão como o espanhol, possam ser plenamente aplicados em Portugal.

A recuperação do investimento é diferente consoante o país, pois depende de variáveis como a disponibilidade de biomassa ou o potencial eólico. A tentativa de optimização de modelos por comparação tem associada uma componente de risco, se se menosprezar que os custos, para além de estarem relacionados com a tecnologia renovável específica, estão sobretudo interligados com o contexto em que cada uma destas tecnologias é aplicada (Söderholm, 2008).

Ainda que em primeira instância os benefícios da FER-E sejam transversais, a percepção dos mesmos podem divergir substancialmente de país para país, o que implica que o nível de apoio à FER-E deve seguir o mesmo padrão (Söderholm, 2008).

Os prazos de revisão e o valor da remuneração dependem sempre da posição e da forma das curvas dos custos marginais. Daqui facilmente se depreende que embora no modelo proposto para Portugal se sugiram revisões tarifárias pré-estabelecidas e taxas de degressão, é imprudente afirmar que estes parâmetros devem ter valores iguais aos da Alemanha ou de Espanha.

Apesar da impossibilidade de sugerir valores concretos para determinados parâmetros na proposta de optimização do modelo FIT português, acredita-se que a introdução das tarifas degressivas e dos prémios *feed-in*, acompanhadas de outras alterações – fixação do período de revisão e obrigatoriedade de previsão – pode contribuir positivamente para a eficácia, eficiência e equidade do modelo.

CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O sector energético é dotado de características que o colocam nos lugares cimeiros das decisões estratégicas de qualquer país. O aumento global da procura de petróleo liderado pela China e pela Índia, o aumento do preço do crude nos mercados internacionais, as ameaças à segurança do abastecimento e as crescentes preocupações ambientais, são factores condicionantes para as economias que têm nos combustíveis fósseis o seu principal motor de desenvolvimento.

O facto de Portugal não possuir recursos fósseis, aliado à elevada dependência energética face ao exterior, e à tendência crescente da intensidade energética, torna o país ainda mais vulnerável aos condicionamentos energéticos. A susceptibilidade do sector energético português reflecte-se no desequilíbrio da balança comercial, na segurança do abastecimento, e pode levar ao incumprimento das metas acordadas no Protocolo de Quioto.

O panorama energético – internacional e interno – coloca a Portugal a necessidade de proceder a alterações estruturais que resultem num novo paradigma energético, que passa invariavelmente pelo sector da electricidade. Recorde-se que cerca de 45% da produção de electricidade em território nacional utiliza fontes primárias de energia de origem fóssil. Esta predominância dos combustíveis fósseis para a produção de electricidade contribui para o acentuar da dependência das importações e das emissões de GEE.

Perante este cenário, a orientação estratégica nacional tem passado, a par do aumento da eficiência energética, por reforçar o investimento em recursos endógenos principalmente para a produção de electricidade.

Contrariamente ao que acontece com os combustíveis fósseis, Portugal tem um elevado potencial renovável, sobretudo energia eólica, solar, geotérmica e das marés. Porém, não obstante os fortes investimentos verificados nos últimos anos, intensificados a partir 2004, a utilização das FER para a produção de electricidade ainda está sub explorada.

A electricidade produzida a partir de recursos renováveis tem impactos positivos em vários domínios. Ao reduzir a dependência das importações de combustíveis fósseis, vai contribuir para o equilíbrio da balança comercial, para o aumento da segurança do abastecimento, e para o cumprimento das metas do Quioto. Paralelamente, pode gerar emprego e impulsionar o desenvolvimento regional.

O investimento que Portugal tem realizado na FER-E, levou a que em 2008 43,3% da electricidade consumida no país fosse de origem renovável, ultrapassando-se assim os 39% indicados na directiva 2001/77/CE. Este valor deve-se principalmente aos contributos das centrais hídricas que se têm mantido mais ou menos estável, e do aumento acentuado dos parques eólicos.

Devido ao investimento direccionado para a produção de electricidade a partir de energia eólica, Portugal é o décimo país do mundo com maior capacidade instalada de parques eólicos, representando cerca de 2,4% da capacidade instalada a nível global dos parques eólicos.

Apesar dos benefícios inequívocos da utilização da FER-E, para que a sua produção em escala seja viável, têm de estar reunidas as condições para que tal aconteça. Isto porque existem barreiras que podem ser classificadas em quatro tipos que impedem a difusão da FER-E em ambiente concorrencial.

As distorções existentes no mercado provocadas pela atribuição de subsídios directos e indirectos às várias fontes de energia e que afectam a decisão quanto ao investimento a fazer. Os danos sociais que advêm da utilização dos combustíveis fósseis não estão incorporados no preço. Como consequência, os benefícios sociais gerados pelas externalidades positivas que decorrem da utilização da FER-E não são reconhecidos. O mecanismo de formação de preços tem erros, pois não incorpora as externalidades positivas da FER-E nem as externalidades negativas dos combustíveis fósseis.

A ausência do enquadramento legal e regulatório adequado cria um clima de instabilidade pouco atractivo para os investidores, pois não lhes são dadas garantias de que vão ter o retorno do seu investimento. Por outro lado, o acesso discriminado às redes de transporte e de distribuição inviabilizam o consumo de FER-E.

O acesso ao mercado de financiamento também condiciona a difusão da FER-E. O investimento inicial das centrais electroprodutoras é elevado. As diferentes fases de maturidade das tecnologias renováveis, a incerteza regulatória e tecnológica associada, e os subsídios directos e indirectos atribuídos aos combustíveis fósseis, são factores que dificultam a capacidade dos investidores em se financiar.

A somar a estas barreiras, está a falta de sensibilização dos consumidores, consequência, da pouca informação energética que detêm quanto aos benefícios da FER-E para a sociedade e quanto aos danos sociais derivados da utilização dos combustíveis fósseis.

A pouca sensibilização leva a que, no caso de opção, a maioria dos consumidores não esteja disponível a pagar mais para consumir FER-E.

O Estado, legitimado pela existência de barreiras à FER-E, intervém no mercado com o objectivo de restaurar o ambiente concorrencial entre as energias renováveis e os combustíveis de origem fóssil. A actuação do Estado passa por recorrer a instrumentos de apoio que, por um lado, permitam a incorporação das externalidades ambientais no preço da electricidade, por outro, que incentivem o desenvolvimento tecnológico das energias renováveis.

As entidades de regulação devem actuar no sentido de proporcionar condições para que o mercado detenha informação clara sobre os benefícios e custos sociais tanto das fontes de energia renovável como dos combustíveis fósseis.

Os principais instrumentos de apoio à FER-E classificam-se como regulatórios directos, nomeadamente as tarifas *feed-in*, os certificados verdes negociáveis e os concursos públicos. As tarifas *feed-in* baseiam-se no preço de produção, enquanto que os certificados verdes se baseiam em quotas obrigatórias fixadas legalmente. Os concursos públicos, tal como os certificados verdes assentam na quantidade fixada por lei, mas têm em comum com as FIT a garantia de remuneração por kWh de FER-E produzida.

Mas, o apoio à difusão da FER-E vai além do instrumento principal. O que cada país implementa é um modelo de apoio integrado, composto por um instrumento principal e por outros parâmetros de design como a duração do apoio ou a obrigatoriedade de previsão, e que é sustentado por instrumentos secundários como os incentivos fiscais. Este aspecto tem especial relevância, pois o design do modelo de apoio, ou seja a sua forma de implantação, a par da escolha do instrumento principal é considerado um factor crítico de sucesso para a promoção da FER-E.

Os critérios fundamentais de avaliação dos instrumentos de apoio, e consequentemente dos modelos de apoio, são a eficácia, eficiência e a equidade. Como os custos ambientais e os benefícios da utilização da FER-E são difíceis de quantificar, primeiramente a ênfase de avaliação dos instrumentos incidiu na eficácia. Ou seja, na capacidade que o instrumento tem para incentivar os investidores a investir em FER-E. A FER-E contribui para a preservação de bens públicos como a qualidade do ar e a estabilidade do clima. O problema é que a não exclusividade e não egoísmo no consumo destes bens,

incentiva um comportamento de *free riding*, logo os agentes económicos não vêm razão para investir em algo que depois todos vão beneficiar.

Por esta razão, é importante que numa primeira fase o modelo de apoio contemple um instrumento que promova e incentive o aumento do investimento em FER-E que se traduz num aumento da capacidade instalada. Quanto mais eficaz for um modelo de apoio mais rapidamente se atinge os objectivos propostos.

A eficácia depende do nível de apoio dados aos produtores e da garantia de remuneração para investimentos futuros.

Para além da eficácia, o modelo deve valorizar a eficiência tanto estática como dinâmica, adoptando o instrumento que se revele mais eficiente. Mais uma vez coloca-se a dificuldade em quantificar os benefícios sociais da FER-E, esta complexidade pode ser contornada recorrendo ao controlo dos custos para a sociedade decorrentes da utilização da FER-E. Os custos para a sociedade incluem os custos de utilização das tecnologias renováveis e os custos para os consumidores, o instrumento mais eficiente é o que tem a capacidade de os reduzir.

Um outro critério a considerar é a equidade. O modelo de apoio deve ter a capacidade de partilhar o excedente social decorrente dos progressos de eficiência entre consumidores e produtores.

As entidades reguladoras devem ainda avaliar os instrumentos principais em cenários de incerteza, pois no mundo real a informação é imperfeita. A questão que se coloca é saber, de entre os instrumentos baseados no preço ou na quantidade quais os que são mais eficientes no que respeita à FER-E.

Segundo Cabré, em cenários de incerteza, os instrumentos baseados nos preços revelam-se mais eficientes. Este argumento baseia-se nos estudos desenvolvidos por Weitzman, que concluiu que a semelhança de resultados obtidos quer se opte por instrumentos baseados nos preços ou nas quantidades, apenas se verifica na presença de informação perfeita. Cabré demonstrou que num cenário de incerteza os instrumentos baseados nos preços resultam em perdas de eficiência menores, pois o principal benefício social da utilização de FER-E é a redução de emissões de GEE e o consequente impacto nas alterações climáticas. Mas, como os GEE são um poluente de *stock* e redução de emissões provocas pela FER-E vai ter um impacto marginal na concentração daqueles na atmosfera, a

curva dos benefícios marginais terá sempre um menor declive do que a curva de danos causados pela emissão de GEE.

A importância de apoio à FER-E, originou que diversas instituições europeias – CE e universidades – elaborassem diversos estudos sobre os instrumentos principais utilizados nos países da EU e o êxito dos modelos como um todo. Chegou-se à conclusão que as FIT se revelaram mais eficazes e eficientes, comparativamente aos certificados verdes e aos concursos públicos, desde que inseridas num modelo de apoio com o design conveniente.

A opção pelas FIT não é condição por si só suficiente para garantir o sucesso do modelo de apoio. No que respeita às FIT, no sentido de colmatar alguns inconvenientes no âmbito da eficiência e equidade, surgiram as variantes tarifárias *feed-in*, que no fundo consistem numa optimização das FIT tradicionais, mais concretamente, as tarifas *stepped*, as tarifas degressivas e os prémios *feed-in*. Para além das variantes tarifárias existem outros parâmetros de design a ter em conta aquando da construção do modelo FIT, e que afectam os critérios de eficácia, eficiência e equidade do modelo, como por exemplo a duração do apoio, a obrigatoriedade de compra, e os encargos para o consumidor.

A União Europeia pretende, a prazo, a instauração de um mercado único de energia do qual faça parte a FER-E. Para que esta intenção se torne realidade é necessário proceder à uniformização dos modelos de apoio à FER-E entre todos os EM. A harmonização do quadro regulatório para a FER-E permitiria a sua simplificação, bem como o crescimento industrial e as economias de escala, para além de promover um enquadramento mais transparente para uma exploração mais eficiente dos recursos em todos os países da UE. No contexto do mercado único de energia, a uniformização regulatória é fundamental para que se estabeleça a igualdade negocial entre EM.

Mas, como revelam alguns relatórios da CE, esta tarefa é complexa, desde já porque os EM encontram-se em patamares diferentes de desenvolvimento de FER-E. Como alternativa à Harmonização, a CE sugere a cooperação entre países com vista a optimização dos seus modelos de apoio. A chave passa por sugerir uma solução de convergência e de cooperação que comece com alguns países e se difunda progressivamente a todos os países da UE.

Seguindo as recomendações da CE, a presente tese apresenta uma proposta de optimização do actual modelo FIT português com recurso à comparação do modelo nacional

com os modelos que obtiveram melhores performances ao nível da UE – Espanha e Alemanha.

Com a análise comparativa identificou-se os parâmetros diferenciadores dos modelos espanhol e alemão. O parâmetro diferenciador que caracteriza o modelo espanhol é a opção tarifária prémios *feed-in*, o parâmetro diferenciador do modelo alemão é as tarifas degressivas. Estes parâmetros diferenciadores podem contribuir para justificar a performance de sucesso. Para além dos parâmetros diferenciadores, identificaram-se outros que embora já estejam presentes no modelo português, são susceptíveis de optimização.

A comparação permitiu avançar com uma proposta teórica de optimização do modelo actual. As alterações são principalmente ao nível das variantes tarifárias, com a introdução da opção de prémio *feed-in*, e da taxa de degressão tanto para as FIT como para os prémios *feed-in*.

A introdução do prémio *feed-in*, a par de outros parâmetros como a discriminação horária vai aproximar o modelo de uma estrutura concorrencial e promover a eficiência.

Quanto às tarifas degressivas, sugere-se que sejam aplicadas às duas opções de remuneração, pois vai contribuir para aumentar a eficiência dinâmica do modelo português. Simultaneamente a equidade do modelo sai reforçada, pois os ganhos de eficiência são partilhados entre produtores e consumidores.

Relativamente aos restantes parâmetros de design, sugere-se a introdução do parâmetro de obrigatoriedade de previsão para reforçar a óptica de mercado e ao diminuir a incerteza contribui para aumentar a eficiência do modelo. Este parâmetro contribui para que a FER-E deixe de ser encarada como um suplemento da electricidade convencional para passar a ser encarada como substituta.

No sentido de aumentar a transparência do modelo, reduzindo a susceptibilidade a interesses políticos e *lobbies*, sugere-se que os prazos de revisão do modelo sejam conhecidos *à priori* e fixados legalmente. Esta medida tem um impacto positivo no clima de estabilidade de investimento ao mesmo, levando a uma maior capacidade instalada, ao mesmo tempo que promove a eficiência do modelo.

Os resultados obtidos em Espanha e na Alemanha evidenciam que a adopção das alterações propostas pode levar a ganhos de eficácia, eficiência estática e dinâmica e de equidade. Assim, é possível optimizar o modelo português, continuando este a ser atractivo do

ponto de vista dos investidores que assim passam a ter a possibilidade de escolher a opção tarifária que pretendem – FIT fixa ou prémio *feed-in*, bem como a fixação da periodicidade de revisão o que torna o ambiente dos investimentos mais estável. Do lado dos consumidores, estes vão ter os encargos com a promoção de FER-E reduzidos, através da introdução das tarifas degressivas.

Estas e outras alterações sugeridas no capítulo anterior não devem ser descontextualizadas. É crucial ter em consideração que as especificidades de cada país também contribuem para o sucesso da difusão da FER-E e devem tidos em consideração aquando da elaboração das alterações, só assim se pode alcançar uma verdadeira optimização.

Este trabalho constitui o pilar de outros trabalhos a realizar no futuro:

- Adequar o modelo proposto às especificidades portuguesas, com dados reais e comparar com o actual modelo em termos de eficácia, eficiência e equidade.
- Avaliar o impacto da promoção da FER-E tem no agravamento do défice tarifário nacional.
- Construir uma solução regulatória inovadora que consiga conciliar a necessidade continua de promover a FER-E com a redução do défice tarifário português.

A forte aposta global na FER-E, justifica a importância de avaliar a sua regulação de diferentes perspectivas – consumidores, produtores, ambiente, competitividade, segurança do abastecimento e impacto no défice tarifário.

BIBLIOGRAFIA

Agência Portuguesa do Ambiente [APA]. (2008). *Relatório do Estado do Ambiente –2007 Portugal*. Amadora: Agência Portuguesa do Ambiente.

Agência Portuguesa do Ambiente [APA]. (2009). *Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990 – 2007*. Amadora: Agência Portuguesa do Ambiente.

Averch, H., & Jonhson, L. (1962). Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *The American Economic Review*, 52(5), 1052-1069.

Baumol, W. J., & Klevorick, A. K. (1970). Input Choices and Rate of Return Regulation: An Overview of the Discussion. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 1(2), 162-190.

Baumol, W. J. & Oates, W. E. (1971). The use of standards and prices for protection of the environment. *The Swedish Journal of Economics*, 73, 42-54.

Beesley, M. E., & Littlechild, S. C. (1989). The Regulation Of Privatized Monopolies in the United Kingdom. *The RAND Journal of Economics*, 20(3), 454-472.

Blind, K., Bührlen, B., Menrad, K., Hafner, S., Walz, R., & Kotz, C. (2004). *New Products and Services: Analysis of Regulations Shaping New Markets*. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research. Acedido em 1 de Março de 2009 em ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/innovation-policy/studies/studies_new_products_and_services_analysis_regulations_final.pdf

Braeutigam, R. (1989). Optimal Policies for natural monopolies. In: Schmalensee, R., & Willing, R. (eds.) *Handbook of Industrial Organization (Vol. 2)*. (1st ed., chapter 3, pp. 1290-1346). Amsterdam: North Holland.

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU]. (2004). *Die wichtigsten Merkmale des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz) vom Juli 2004*. [The main features of the Act on granting priority to renewable energy sources (Renewable Energy Sources Act) of July 2004]. Acedido em 12 de Junho de 2009 em http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/eeg_gesetz_merkmale_en.pdf

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). (2008). *Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz*. [Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007]. Acedido em Junho, 12, 2009, de <http://www.feed-in-cooperation.org>

Cabré, M. M. (2007). Renewable electricity policies: An analysis of quotas, *feed-in* laws and a proposal for EU harmonization of *feed-in* laws. Tese apresentada ao Departamento de Economia e de História Económica da Universidade Autónoma de Barcelona para a obtenção do grau de doutor, orientada por Josep Enric Rabagliati e Joan Martínéz Aliet, Barcelona. Acedido em 22 de Julho de 2009 em http://www.tesisenxarxa.net/TDX-0523108-171129/index_an.html

Chao, H-P., Oren, S., & Wilson, R. (2005). *Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling*. Harvard Electricity Policy Group. Disponível da Internet: Acedido em 14 de Fevereiro de 2009 em [Universidade Lusófona de Humanidades e Tecnologias
Departamento de Economia e Gestão](http://faculty-</p></div><div data-bbox=)

gsb.stanford.edu/wilson/PDF/Electricity%20Markets/Vertical%20integration%20vs%20unbundling%20070105.pdf

Comissão Europeia [CE]. (1997). *Energia para o futuro: Fontes de energia renováveis – Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Acção Comunitários*. COM(97) 559 final. Bruxelas: Comissão Europeia.

Comissão Europeia [CE]. (2001). Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, de 27 de Setembro de 2001. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. L283/33.

Comissão Europeia [CE]. (2006). *Green Paper: A European Strategy for Sustainable, Competitive, and Secure Energy*. SEC(2006)317. Brussels: European Commission.

Comissão Europeia [CE]. (2005). *The support for electricity from renewable energy sources*. SEC (2005) 1571. Brussels: European Commission. Acedido em 9 de Novembro de 2008 em http://ec.europa.eu/energy/res/biomass_action_plan/doc/2005_12_07_comm_biomass_electricity_en.pdf

Comissão Europeia [CE]. (2008). *The Support of Electricity from Renewable Energy Sources Accompanying Document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources*. SEC (2008) 57. Brussels: European Commission. Acedido em 24 de Maio de 2009 em http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf

Connor, P. & Mitchell, C. (2004). *Identification of Barriers to Convergence of Support for Renewable Energy within the European Union*. Warwick Business School. Acedido em 8 de Junho de 2009 em http://favores.die.unipd.it/Downloads/finalReports/wp5/WP5_1_Barriers_to_Convergence.pdf

Courville, L. (1974). Regulation and efficiency in the electric utility industry. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 5, 53-74.

Crew, M., Fernando, C., & Kleindorfer, P. (1995). The theory of peak-load pricing: A survey. *Journal of Regulatory Economics*, 8(3), 215-248.

Direcção Geral de Energia e Geologia [DGEGa]. (2009). *Estatísticas rápidas Janeiro 2009* (Nº 47). Lisboa: DGEG. Acedido em 10 de Fevereiro de 2009 em <http://www.dgge.pt/aaaDefault.aspx?back=1&f=1&lws=1&mcna=0&lnc=689171077108AAAAAAA&codigono=6891700271487149AAAAAAA>

Direcção Geral de Energia e Geologia [DGEGb]. (2009). *Estatísticas rápidas Março 2009* (Nº 49). Lisboa: DGEG. Acedido em 30 Maio de 2009 em [www.dgge.pt
http://www.dgge.pt/aaaDefault.aspx?back=1&f=1&lws=1&mcna=0&lnc=689171077108AAAAAAA&codigono=6891700271487149AAAAAAA](http://www.dgge.pt/aaaDefault.aspx?back=1&f=1&lws=1&mcna=0&lnc=689171077108AAAAAAA&codigono=6891700271487149AAAAAAA)

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSE]. (2004). *A regulação em Portugal – arte nova, arte degenerada ou arte pobre?*. Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Acedido em 11 de Abril de 2009 em www.erse.pt

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSEa]. (2008). *A regulação da Energia em Portugal: 1997 – 2007*. Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Acedido em 3 de Março de 2009 em <http://www.erse.pt/pt/academiadeformacao/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPapersBoletins/KB/Attachments/176/resA2D47B2AF4A64FF4807F719374327B99.pdf>

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSEb]. (2008). Regulamento Tarifário do Sector eléctrico. Lisboa: ERSE. Acedido em 12 de Junho de 2009 em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/RTSEArticuladoFINALDez08.pdf>

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [ERSE]. (2009). Resumo Informativo do Mercado Liberalizado para Abril de 2009. Lisboa: ERSE. Acedido em 3 de Julho de 2009 em http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/Documents/200904_ResInf.pdf

European Wind Energy Association [EWEA]. (2008). *The economics of wind energy – A report by the European wind energy association*. Brussels: EWEA. Acedido em 26 de Abril de 2009 em http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-Ir.pdf

Eurostat. (2009). *Panorama of energy – Energy statistics to support EU policies and solutions*. Brussels: Eurostat. Acedido em 13 de Julho de 2009 em http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-GH-09-001/EN/KS-GH-09-001-EN.PDF

Finon, D. (2006). The social efficiency of instruments for the promotion of renewable energies in the liberalized power industry. *Annals of Public and Cooperative Economics*, 77(3), 309-343.

Finon, D., & Menanteau, P. (2008). The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewables. *Energy Studies Review*, 12(1), 53-83.

Finon, D., & D., Perez, Y. (2007). The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective. *Ecological economics*, 62, 77-92.

Green, R., Lorenzoni, A., Perez, Y., Pollitt, M. (2005). *Policy assessment and good practices*. Discussion paper of the European Union research project SESSA – Sustainable Energy Specific Support Assessment. Acedido em 14 de Fevereiro de 2009 em http://www.sessa.eu.com/documents/final/SESSA_report_wp2.pdf

Global Wind Energy Council [GWEC]. (2009). Acedido em 25 de Abril de 2009 em http://www.gwec.net/fileadmin/documents/PressReleases/PR_stats_annex_table_2nd_feb_final_final.pdf

González, P. (2008). Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive *feed-in* tariff reforms. *Energy Policy*, 36(8), 2917 – 2929.

Haas, R., Meyer, N., Held, A., Finon, D., Lorenzoni, A., Wiser, R., et al. (2008). *Promoting electricity from renewable energy sources – lessons learned from the EU, U.S. and Japan* (Paper LBNL-218E). Lawrence Berkeley National Laboratory. Acedido em 3 de Março de 2009 em <http://escholarship.org/uc/item/17k9d82p>

Held, A., Haas, R., & Ragwitz, M. (2006). On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU. *Energy & Environment*, 17(6), 849-868.

Held, A., Ragwitz, M., Huber, C., Resch, G., Faber, T., & Vertin, K. (2007). *Feed-in systems in Germany, Spain and Slovenia - Updated comparison*. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Vienna University of Technology Energy Economics Group, Agencija

za prestrukturiranje energetike d.o.o.. Acedido em 14 de Junho de 2009 em http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/ific_comparison_of_fit-systems_de_es_sl.pdf

Huber, C., Faber, T., Haas, R., Resch, G., (2001). *Promoting renewables: Feed-in Tariffs or Certificates*. Vienna University of Technology Energy Economics Group. Acedido em 18 de Janeiro de 2009 em www.green-x.at

Huber, C., Faber, T., Haas, R., Resch, G., Green, J., Ölz, S., et al. (2004). *Green-X: Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market*. Vienna University of Technology Energy Economics Group. Acedido em 18 de Janeiro de 2009 em www.green-x.at

Johansson, T., McCormick, K., Neij, L., & Turkenburg, W. (2004). *The potentials of renewable energy*. Conference for Renewable Energies, In Nature and Poverty, Acedido em 27 de Abril de 2009 em [http://np-net.pbworks.com/f/Johansson+et+al+\(2004\)+Potentials+for+renewable+energy+-+renewables+2004+background+paper.pdf](http://np-net.pbworks.com/f/Johansson+et+al+(2004)+Potentials+for+renewable+energy+-+renewables+2004+background+paper.pdf)

Joskow, P. (2008). Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. *Review of Network Economics*, 7(4), 547-560.

KEMA, Inc. (2008). *California feed-in tariff design and policy options (CEC-300-2008-009D)*. Acedido em 6 de Junho de 2009 em <http://www.energy.ca.gov/2008publications/CEC-300-2008-009/CEC-300-2008-009-D.PDF>

Klein, A., Held, A., Ragwitz, M., Resch, G. & Faber, T. (2006). *Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-in Cooperation*. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Vienna University of Technology Energy Economics Group. Acedido em 15 de Abril de 2003 em http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/best_practice_paper_final.pdf

Klein, A., Pfluger, B., Held, A., Ragwitz, M., Resch, G., & Faber, T. (2008). *Evaluation of different feed-in tariff design options - Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation* (2nd ed.). Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Vienna University of Technology Energy Economics Group. Acedido em 6 de Junho de 2009 em http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/best_practice_paper_2nd_edition_final.pdf

Klessmann, C., Nabe, C., & Burges, K. (2008). Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, 36(10), 3646 – 3661.

Langniß, O., Diekmann, J., & Lehr, U. (2009). Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy - Models for the future evolution of the German Renewable Energy Act. *Energy Policy*, 37(4), 1289 – 1297.

Lovinfosse, I., Varone, F. (2002). Renewable electricity policies in Europe: patterns of change in a liberalised market: Contribution of the tradable green certificates to the development of the renewable electricity in a liberalised market. Univeristé Catholique de Louvain. Acedido em 11 de Fevereiro de 2009 em <http://sites.uclouvain.be/term/recherche/TRACTEBEL/WP1-AURAP.pdf>

Lyon, T. (1996). A Model of Sliding-Scale Regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 9(3), 227-247.

Marques, V. (2003). *Poder de Mercado e regulação nas indústrias de rede*. Lisboa: Gabinete de estudos e prospectiva económica (GEPE).

- Mateus, A., & Mateus, M.. (2002). *Microeconomia – Teoria e Aplicações* (Vol. 2). Lisboa: Editorial Verbo.
- Mayer, C., & Vickers, J. (1996). Profit-Sharing Regulation: An Economic Appraisal. *Fiscal Studies*, 17, 1-18.
- Menanteau, P., Finon, D., & Lamy, M.. L. (2003). Prices versus quantities: Environmental policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31(8), 799-812.
- Mendonça, M. (2007). *Feed-in tariffs – Accelerating the Deployment of Renewable Energy*. Word Future Council. London: Earthscan.
- Meyer, N. (2003). European schemes for promoting renewables in liberalised markets. *Energy policy*, 31(7), 665-676.
- Miera, G. S., González, P., & Vizcaíno, I. (2008). Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy*, 36(9), 3345 – 3359.
- Newbery, D. (1998). *Rate-of return regulation versus price regulation for public utilities*. University of Cambridge. Acedido em 5 de Fevereiro de 2009 de <http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/newbery/files/palgrave.pdf>
- Pérez-Arriaga, I., & Linares, P. (2008) Markets vs Regulation: A role for indicative energy planning. *The Energy Journal*. International Association of Energy Economics, 29, Special issue nº2, 149-164.
- Pollitt, M. (2007). *Liberalisation and Regulation in Electricity Systems: How can we get the balance right?*. Judge Business School, University of Cambridge Electricity Policy Research Group University of Cambridge. Acedido em 12 de Fevereiro de 2009 em <http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/wp/eprg0724.pdf>
- Protocolo de Quioto. Acedido a 23 de Fevereiro de 2009 em <https://infoeuropa.euroid.pt/>
- Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T., Huber, C., & Haas, R. (2005). *Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU member states*. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Vienna University of Technology Energy Economics Group. Acedido em 2 de Junho de 2009 em http://www.feedincooperation.org/images/files/final%20report%20bmu_mon_res_eu.pdf
- Ragwitz, M. & Huber, C. (2005). *Feed-in systems in Germany and Spain and a comparison*. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Vienna University of Technology Energy Economics Group. Acedido em 10 de Fevereiro de 2009 em http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/langfassung_ei_nspeisesysteme_en.pdf
- Redes Energéticas Nacionais [REN]. (2009). *Informação mensal do sistema electroprodutor*. Lisboa: REN. Acedido em 20 de Julho de 2009 em www.ren.pt
- Sawin, J. (2004). *National policy instruments: Policy lessons for advancement and diffusion of renewable energy technologies around the world*. International Conference for Renewable Energies, In Wind-works.org. Acedido em 12 de Fevereiro de 2009 em <http://www.wind-works.org/FeedLaws/SawinWorldWatchTBP03-policies.pdf>
- Shleifer, A. (1985). A theory of the yardstick competition. *Rand Journal of Economics*, 16(3), 319-327.

Söderholm, P. (2008). Harmonization of renewable electricity *feed-in* laws: A comment. *Energy Policy*, 36(3), 946-953.

Steiner, P. O. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. *Quarterly Journal of Economics*, 71(4), 585-610.

Stigler, G. J., & Friedland, C. (1962). What Can Regulators Regulate? The Case of Electricity. *Journal of Law and Economics*, 5, 1-16.

Viscusi, W., Vernon, J., & Harrington, J. (2005). *Economics of regulation and antitrust* (4th ed.). Cambridge: MIT Press. (Original publicado em 1992)

Vogelsang, I. (1983). Effort Rewarding Incentive Mechanisms for Public Enterprise Managers. *International Journal of Industrial Organization*, 1, 253-273.

Vogelsang, I. (2002). Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20 Year Perspective. *Journal of Regulatory Economics*, 22(1), 5-27.

Weitzman, M. (1974). Prices vs. Quantities. *The Review of the Economic Studies*, 41(4), 477-491.

Legislação Portuguesa

Decreto-lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro de 2006. Diário da República. Série I – A. Nº 33.

Decreto-lei nº 189/88, de 27 de Maio de 1988. Diário da República. Série I. Nº 123.

Decreto-lei nº 168/99, de 18 de Maio de 1999. Diário da República. Série I – A. Nº 115.

Decreto-lei nº 339 C/2001, de 29 de Dezembro de 2001. Diário da República. Série I – A. Nº 300.

Decreto-lei nº 33 A/2005, de 16 de Fevereiro de 2005. Diário da República. Série I – A. Nº33.

Decreto-lei nº 225/2007, de 31 de Maio de 2007. Diário da República. Série I. Nº105.

Decreto-lei nº 165/2008, de 21 de Agosto. Diário da República. Série I. Nº161.

Resolução de Conselho de Ministros nº 63/2003, de 28 de Abril de 2003. Diário da República. Série I – B. Nº 98.

Resolução de Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de Outubro de 2005. Diário da República. Série I – B. Nº 204.

Legislação Espanhola

Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo de 2004. Boletín Oficial del Estado. Nº75.

Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo de 2007. Boletín Oficial del Estado. Nº126.

Real Decreto 1432/2002, de 27 de Diciembre de 2002. Boletín Oficial del Estado. Nº313.

Legislação Alemã

Erneuerbare Energien Gesetz, 2004. [Renewable Energy Sources Act - EEG].

Bundesgesetzblatt [Federal Law Gazette]. 31 of July 2004 I Nº40.

Erneuerbare Energien Gesetz, 2008 [Renewable Energy Sources Act - EEG]. Bundesgesetzblatt [Federal Law Gazette]. 31 October 2008 I N°49.

Sites

EDP – Serviço Universal. Pesquisa sobre o funcionamento do mercado de electricidade. Acedido em 30 de Março de 2009 em www.edpsu.pt

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Acedido em 12 de Maio de 2009 em www.erse.pt

International Renewable Energy. Pesquisa sobre o potencial dos recursos renováveis em Portugal. Acedido em 5 de Junho de 2009 em www.internationalrenewablesenergy.com

Quercus – Associação Nacional de Conservação da Natureza. Pesquisa sobre o potencial dos recursos renováveis em Portugal. Acedido em 5 de Junho de 2009 em www.quercus.pt

Redes Energéticas Nacionais. Pesquisa sobre a organização do sector da electricidade português. Acedido em 30 de Março de 2009 em www.ren.pt

Índice Remissivo

A

Ajuste tarifário - 128, 145, 154, 161, 163, 164, 181

B

Barreiras - 3, 17, 20, 39, 71, 82, 92, 93, 94, 95, 96, 134, 135, 185, 186

C

Certificados verdes - 18, 98, 99, 111, 186
Comercializador de Último Recurso - 29, 32, 33, 98, 165

Concursos públicos - 30, 98, 99, 186

Custos - 13, 15, 16, 19, 32, 40, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 58, 59, 60, 61, 63, 65, 70, 80, 83, 93, 94, 95, 96, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 134, 135, 137, 139, 140, 141, 145, 146, 147, 148, 150, 152, 153, 154, 156, 157, 158, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 169, 170, 171, 173, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 186, 187

D

Discriminação horária - 129, 156, 166, 167, 174, 178

E

Eficácia - 3, 19, 20, 30, 58, 100, 101, 106, 109, 117, 118, 123, 126, 137, 158, 159, 160, 161, 162, 165, 166, 171, 177, 178, 180, 183, 186, 187, 188, 189, 190
Eficiência - 3, 19, 20, 27, 33, 37, 39, 40, 41, 43, 44, 52, 54, 55, 56, 57, 58, 63, 67, 69, 76, 77, 82, 100, 101, 103, 104, 105, 106, 107, 109, 110, 112, 113, 118, 122, 123, 124, 126, 128, 129, 134, 137, 153, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 167, 168, 171, 172, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 183, 184, 186, 187, 188, 189, 190

Encargos - 32, 81, 102, 110, 118, 126, 130, 149, 153, 156, 160, 162, 163, 166, 169, 170, 171, 178, 180, 181, 182, 188, 190

Enquadramento legal - 42, 73, 94, 137, 140, 185

Entidade reguladora - 16, 49, 50, 51, 53, 55, 57, 66, 67, 101, 108, 139, 174

Equidade - 3, 20, 40, 57, 100, 103, 109, 122, 124, 126, 159, 160, 161, 163, 164, 165, 172, 183, 186, 187, 188, 189, 190

Excedente - 3, 62, 82, 102, 103, 110, 114, 116, 120, 121, 122, 126, 131, 148, 158, 159, 161, 164, 176, 187

F

FER-E - 3, 5, 16, 17, 18, 19, 20, 29, 34, 37, 69, 73, 75, 76, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 85, 86, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 117, 118, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 150, 151, 152, 153, 154, 156, 157, 158, 159, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 185, 186, 187, 188, 189, 190

Formulação tarifária - 141, 145, 147, 148, 153, 154, 155, 173, 174

H

Harmonização - 27, 109, 111, 133, 134, 135, 136, 188

L

Liberalização - 12, 15, 16, 19, 37, 42, 44, 46, 91, 131

M

Metodologia de *price setting* - 112, 126, 128, 141, 147, 150, 153, 154

Modelo *feed-in* (ou Modelo FIT) - 18, 19, 101, 109, 110, 112, 117, 118, 122, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132,

133, 137, 141, 145, 153, 154, 155, 156,
159, 160, 163, 164, 165, 167, 168, 170,
171, 172, 173, 176, 178, 179, 180, 182,
183, 188
Monopólio - 15, 19, 31, 40, 41, 43, 44, 46,
49, 50, 53

O

Obrigatoriedade de compra - 18, 80, 98,
107, 108, 124, 125, 128, 156, 165, 166,
169, 178, 188
Obrigatoriedade de previsão - 129, 156,
167, 178, 180

P

Parâmetros de design - 3, 19, 20, 107, 109,
112, 126, 128, 130, 131, 137, 155, 163,
165, 166, 168, 172, 173, 177, 186, 188,
189
Peak load pricing - 48, 59, 61, 65
Prémios *feed-in* - 18, 19, 113, 124, 125,
126, 128, 129, 130, 131, 138, 139, 147,
148, 149, 150, 156, 160, 162, 163, 164,
165, 168, 169, 171, 173, 174, 175, 176,
178, 181, 183, 188, 189, 190
Proposta de optimização - 132, 173

R

Regulação - 14, 15, 16, 19, 20, 27, 32, 33,
34, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 45, 46, 48,

49, 50, 51, 52, 53, 54, 56, 59, 66, 67, 90,
96, 103, 104, 112, 180, 186, 190
Regulação por comparação - 16, 57, 58, 59
Regulação em escala deslizante - 16, 56,
57
Regulação por preços máximos - 16, 19,
46, 54, 55, 56, 57, 59
Regulador - 12, 16, 18, 34, 41, 42, 44, 51,
52, 53, 55, 58, 112, 115, 118, 122, 141,
155, 163, 180
Revisão - 18, 55, 127, 128, 131, 150, 151,
152, 153, 156, 161, 163, 164, 165, 178,
181, 182, 183, 189, 190

T

Tarifas degressivas - 18, 19, 113, 121, 122,
123, 124, 140, 151, 152, 153, 171, 173,
176, 177, 183, 188, 189, 190
Tarifas *feed-in* - 3, 5, 18, 20, 34, 98, 108,
111, 113, 121, 140, 147, 169, 171, 186
Tarifas *stepped* - 18, 113, 114, 115, 117,
118, 152, 154, 156, 157, 158, 159, 180,
188
Taxa de retorno garantida - 15, 16, 48, 49,
50, 51, 52, 54, 55, 56

V

Variantes tarifárias - 109, 113, 126, 173,
188, 189

ANEXOS

ANEXO I

Tabela 1: Potência instalada de FER em Portugal continental em Março de 2009

Distrito	Produção de FER-E (MW)
Viana do Castelo	1060
Bragança	1006
Viseu	967
Coimbra	853
Vila Real	687
Braga	643
Castelo Branco	600

Fonte: DGEGb (2009)

ANEXO II

Tabela 1: *Ranking* dos 10 países com mais potência instalada de EE.

País	Capacidade instalada (MW)
EUA	25170
Alemanha	23903
Espanha	16754
China	12210
Índia	9645
Itália	3736
França	3404
Reino Unido	3241
Dinamarca	3180
Portugal	2862
Resto do mundo	16686

Fonte: GWEC (2009)

Tabela 2: *Ranking* dos 10 países com nova capacidade instalada em 2008.

País	Nova capacidade instalada (MW)
EUA	30
China	23
Índia	7
Alemanha	6
Espanha	6
Itália	4
França	4
Reino Unido	3
Portugal	3
Canadá	2
Resto do mundo	12

Fonte: GWEC (2009)

Tabela 3: *Ranking* dos 10 países europeus com mais potência instalada de EE.

País	Nova capacidade instalada (MW)
Alemanha	23903
Espanha	16754
Itália	3736
França	3404
Reino Unido	3241
Dinamarca	3180
Portugal	2862
Holanda	2225
Suécia	1021
Irlanda	1002

Fonte: GWEC (2009)

Tabela 4: *Ranking* dos 10 países europeus com nova capacidade instalada em 2008.

País	Nova capacidade instalada (MW)
------	--------------------------------

Alemanha	1665
Espanha	1609
Itália	1010
França	950
Reino Unido	836
Portugal	712
Holanda	500
Turquia	286
Suécia	236
Irlanda	208
Resto da Europa	865