



Universidade Católica Portuguesa

Faculdade de Direito

Mestrado em Direito Administrativo: Vertente Contratação Pública

A importância do desenvolvimento das Energias Renováveis através das Tarifas Feed-In

Orientador: Prof. Doutor Lino Torgal

Sandra Fernandez
Aluno n.º 142712136

26/05/2014

1. Introdução	4
1.1. Descrição.....	4
1.2. Objectivos	5
1.3. Escopo	5
1.3.1. Delimitação Positiva	5
1.3.2. Delimitação Negativa.....	5
2. Enquadramento das Energias Renováveis.....	5
2.1. Introdução	5
2.2. O que são “Energias Renováveis”?	7
2.3. Enquadramento legal das Energias Renováveis.....	9
2.3.1. Enquadramento internacional.....	9
i) Livro Branco:.....	9
ii) Protocolo de Quioto:.....	10
iii) Directiva 2001/77/CE:	10
iv) Directiva 2009/28/CE:	11
v) Livro Verde:.....	11
2.3.2. Enquadramento Nacional	12
i) Decreto-Lei n.º189/88, de 27 de Maio:.....	12
ii) Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio:.....	12
iii) Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro:	13
iv) Programa Nacional para as Alterações Climáticas:	13
v) Resolução do Conselho de Ministros 154/2001, de 27 de Setembro:.....	13
vi) Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro:.....	14
vii) Resolução do Conselho de Ministros nº. 63/2003, de 28 Abril:	14
viii) Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005 de 24 de Outubro:	14
ix) Decreto-Lei n.º33-A/2005, de 16 de Fevereiro.....	14
x) Decreto-Lei n.º 225/ 2007, de 31 de Maio:	15
xi) Decreto-Lei n.º 165/ 2008, de 21 de Agosto:.....	15
xii) Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de Maio:.....	15
xiii) Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro:.....	15
xiv) Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro:	15
3. Enquadramento das Feed-In Tariffs	15
3.1. Introdução	15
3.2. O que são as Feed-In Tariffs?.....	16

3.2.1. Principais modelos de Feed-in Tariff	17
i) Nível de apoio e duração da FIT:.....	18
ii) Revisão das tarifas:	19
iii) Obrigatoriedade de compra da electricidade:	19
iv) Tarifas Stepped:	20
v) Tarifas Degressivas	21
vi) Prémios Feed-in:	21
3.3. Feed-in Tariff: Abordagem Nacional e além-fronteiras	22
3.3.1. O caso de Portugal.....	22
i) Decreto-Lei n.º 215-B/2012:.....	23
ii) Regimes remuneratórios transitórios introduzidos pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012:	25
iii) Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro:.....	25
3.3.2. Regimes remuneratórios em especial	26
i) Centrais eólicas:	26
ii) Energia das ondas:	28
iii) Centrais fotovoltaicas:	28
iv) Centrais mini-hídricas:.....	29
v) Centrais biomassa:	29
3.3.3. Características da Feed-in Portuguesa.....	30
i) Nível de apoio e duração da FIT:.....	30
ii) Revisão tarifária:.....	32
iii) Obrigatoriedade de compra:	32
3.3.4. O caso da Alemanha e Espanha	32
3.3.4.1. Alemanha	32
3.3.4.2. Espanha	33
3.3.4.3. Semelhanças e diferenças entre os regimes.....	35
4. Feed-in Tariff: O melhor modelo de suporte às Energias Renováveis?.....	36
4.1. Direito Existente.....	36
4.2. Perspectivas para o futuro: Direito a constituir	37
i) Prémios Feed-In:.....	38
ii) Tarifas degressivas:	39
iii) Orientações sobre os auxílios de estado para a protecção ambiental e energética:2014-2020:.....	39
5. Desenvolvimento das Energias Renováveis através das Feed In Tariff.....	42

5.1. Introdução	42
5.2. Desenvolvimento nacional e Internacional	42
5.2.1. Nacional	42
5.2.2. Internacional.....	45
6. Conclusão.....	47
7. Abreviaturas	49
8. Bibliografia	51
8.1. Sites	54
8.2. Legislação e Documentação Europeia	54
8.3. Legislação Portuguesa.....	55
8.4. Legislação Espanhola.....	56
8.5. Legislação Alemã.....	56

1. Introdução

1.1. Descrição

O tema desta tese liga-se com uma realidade, que apesar de não ser nova, não deixa de ganhar o seu interesse e actualidade, cremos que com a crise social e económica que vivemos aliada a uma crise ambiental que teima em não abrandar, torna-se imperativo rever e analisar determinados instrumentos que nos poderão auxiliar nestes tempos conturbados.

O tema que nos propomos a apresentar nesta tese consiste na importância das Tarifas *Feed-In* (FIT) para o desenvolvimento das Energias Renováveis (ER). Países como a Alemanha e Espanha encontram-se na linha da frente no que toca às energias renováveis na Europa, Portugal nos últimos anos tem vindo a destacar-se nesta área, nomeadamente na energia eólica e o que impulsionou tudo isto foi a escolha de um modelo de apoio às ER, o modelo FIT.

Sem este modelo particular as ER não se teriam desenvolvido de forma tão rápida nos últimos anos, contudo nos dias que correm, devido a factores económicos, este modelo de suporte parece estar a ser posto em causa. Na Alemanha e Espanha discute-se a possibilidade de acabar com esta tarifa e em Portugal, com o Decreto-Lei n.º215-B/2012, de 8 de Outubro pretende-se diminuir a utilização do regime de remuneração em regime especial para os produtores de FER. Continuamos a achar que a utilização desta tarifa é crucial para o desenvolvimento de uma política energética sustentável e a sua extinção traria mais desvantagens que o contrário.

Para percebermos a importância que as FIT têm para o desenvolvimento das ER, começaremos por expor o enquadramento das ER, como é que surgiram e em que contexto (ponto 2.), passaremos para uma explicação mais concreta do que são as ER e as suas barreiras (ponto 2.2.). No ponto seguinte (2.3.), veremos qual o contexto legislativo das ER primeiro a nível internacional e depois nacional.

Depois de analisado o enquadramento histórico e legislativo das ER passaremos para o ponto 3. Onde trataremos do regime das FIT em concreto. A partir deste ponto vamos explicar em que consiste esta tarifa, analisaremos os principais modelos de FIT nomeadamente o nível de apoio e duração, revisão tarifária, as tarifas *stepped*, tarifas degressivas e os prémios *feed-in*.

No ponto 3.4. veremos o enquadramento legislativo das FIT em Portugal, com especial atenção para os Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro e n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, na medida em que mudaram drasticamente o nosso regime remuneratório para as ER. Também veremos sucintamente os regimes remuneratórios das ER em concreto para percebermos que cada tecnologia tem um regime remuneratório próprio.

No ponto seguinte analisaremos os modelos de FIT que mais sucesso tiveram na UE, os modelo alemão e espanhol e faremos uma breve comparação com o regime português

dando especial atenção às tarifas degressivas e prémios *feed-in*. No ponto 4. veremos se a FIT continua a ser o melhor modelo de suporte às ER e analisaremos o direito existente e quais as perspectivas para o futuro. No ponto 5. veremos em concreto como as ER se desenvolveram a nível nacional e internacional seguido da respectiva conclusão do trabalho.

1.2. Objectivos

Os objectivos que queremos alcançar são simples, primeiro vamos compreender o papel das Feed In Tariff no desenvolvimento das Energias Renováveis, ver como estas cresceram e evoluíram tão rápido nos últimos tempos graças a esse sistema e por último concluir se o actual “*framework*” das Feed in Tariff continua ajustado aos fins por elas prosseguidos, visto que algumas fontes de energia renovável estão a atingir, ou já atingiram a sua maturidade (eólica e fotovoltaica) e estamos a passar por um momento crítico devido à crise da “*factura da electricidade*” que nos leva a pensar se não existem outros modelos mais adequados aos tempos que correm.

1.3. Escopo

1.3.1. Delimitação Positiva

O que iremos tratar com esta tese será o regime das Energias Renováveis e o Regime das *Feed-In Tariff*. Utilizaremos legislação nacional e internacional para nos auxiliar nesta tarefa. Veremos a *Feed-In Tariff* noutros países da União Europeia como a Espanha e Alemanha e se este modelo continua a fazer sentido nos dias de hoje.

1.3.2. Delimitação Negativa

Não abordaremos com esta tese outras formas de remuneração da produção em regime especial tais como: o regime de certificados verdes, o regime de concursos e o regime de incentivos fiscais quando combinado com uma destas modalidades. Apenas nos interessa o regime das Feed In que já por si constitui um sistema complexo. Não olharemos para outros sistemas de apoio como o *Quota Model* e o *Net Metering*.

2. Enquadramento das Energias Renováveis

2.1. Introdução

O aparecimento das energias renováveis foi marcado por eventos de nível político e ambiental, em 1960 é criada a OPEP com o intuito de coordenar de maneira centralizada a política petrolífera dos seus países membros, centralizando a administração da actividade, o que incluiu um controle de preços e do volume de produção, estabelecendo distorções no mercado. Com o conflito Israelo-Árabe em 1967, os membros árabes da OPEP¹ fundaram a Organização dos Países Árabes Exportadores

¹ Iraque, Kuwait, Irão, Arábia Saudita e Venezuela

de Petróleo com o intuito de centralizar a política de actuação e exercer pressão no Ocidente, que apoiava Israel.

Esta cadeia de eventos provocou uma crise petrolífera quando os membros da OPEP pararam de exportar petróleo para o Ocidente. Durante 10 anos os Estados Unidos da América sofreram com a falta de petróleo, e alguns Estados tiveram que racionar o uso de energia existente. Para fazer face a esta crise os E.U.A reorganizaram a sua política de energia durante os anos 70 e estabeleceram comissões para desenvolver outras energias alternativas.

Em 1990 com a invasão do Iraque no Kuwait os preços do petróleo subiram novamente fazendo com que os E.U.A e outros países intervissem militarmente neste conflito.

A organização da Conferência Internacional para as Energias Renováveis em 2004 em Bona, Alemanha (Renewables 2004), foi importante no que toca à expansão das energias renováveis a nível mundial, numa altura em que muitos países estavam abertos às oportunidades e potencialidades que as energias renováveis podiam trazer a curto e longo prazo. Os temas abordados na Conferência prenderam-se sobretudo com a criação de políticas que sustentassem uma criação de um mercado para as energias renováveis; o aumento de financiamento público e privado para assegurar a procura das energias renováveis e um aumento de instituições, de coordenação e de investigação nesta área.

Em 2008 dá-se uma mudança de atitude das companhias petrolíferas, devido a um abrandamento no sector. Grandes companhias como a ExxonMobil e a BP fazem campanhas aos seus consumidores para terem uma atitude mais responsável no que toca ao consumo do chamado “ouro negro”. Estamos num passado muito recente em que se começa a prever o “*peak oil*”² e com 80% das reservas de petróleo sob a alçada da OPEP e com o crescimento drástico de países como a China e Índia, a segurança energética global começa a ser posta em causa. Aliado a estes eventos políticos, o problema do aquecimento global e da escassez dos recursos apelam a uma maior consciência ambiental.

Todos estes factores fizeram desencadear a consciencialização dos países da necessidade e importância de serem independentes a nível energético e de terem capacidade de se sustentar, de modo a não sofrerem com a insegurança que advém de explorar outros recursos em países que nem sempre são os mais seguros para tal (exemplo da Argélia). Aliado a isto tudo a preocupação ambiental e consequente busca por formas de produção de energia limpa é mais um factor a juntar aos anteriormente mencionados para o desenvolvimento das ER.

² Teoria desenvolvida por Hubbert, que proclamava um inevitável declínio da produção de petróleo em qualquer área geográfica em questão.

2.2. O que são “Energias Renováveis”?

Designa-se de energia renovável, toda aquela que é proveniente de fontes naturais com capacidade de renovação³. A definição de ER compreende as seguintes fontes de energia: Hidroelétrica (produção em barragens); Biomassa (energia que se obtém durante a transformação de produtos de origem animal e vegetal para a produção de energia calorífica e elétrica); Solar (energia obtida pela luz solar que pode ser transformada em energia térmica através de colectores solares térmicos⁴, ou em energia elétrica através de painéis fotovoltaicos); Eólica (energia obtida pelo movimento do vento); Geotérmica (energia que provém do calor contido no interior da Terra); Ondas (energia que se obtém através do movimento das ondas, das marés ou da diferença de temperatura entre os níveis da água do mar).

A criação de energias de fonte renovável prende-se com factores de cariz social e ambiental, com o desenvolvimento destas visa-se um aumento da segurança global da energia; redução das emissões de carbono; criação de emprego e criação de acesso à energia. Contudo, existem muitas barreiras para a sua disseminação, como principais barreiras temos:

- Custos:
 - As energias renováveis necessitam de um investimento inicial superior do que as energias convencionais. Isto significa que as energias renováveis geram menos capacidade por Euro€ investido que as energias convencionais;
 - As flutuações dos preços no mercado das energias fósseis afectam directamente as ER;
 - A energia provinda de fontes renováveis na rede pode não atingir o seu valor total de energia, pois estamos a falar de uma fonte de energia que é “intermitente“ e que está sujeita ao recurso de onde provém (e.g., vento, sol, marés) e ainda não pode ser completamente controlada o que causa preços desfavoráveis de energia;
 - Os custos de transacção são geralmente maiores, existindo mais licenças e planeamento que as energias convencionais.
- Legal e Regulatório:
 - Falta de enquadramento legal para os produtores independentes;
 - Em muitos países ainda existe um monopólio Estadual da produção e distribuição de electricidade;
 - Existem restrições na construção a nível estético, ruído, segurança, que podem afectar zonas de agricultura ou ambiental.
- “*Market Performance*”:
 - Acesso restrito ao crédito para desenvolvimento das energias renováveis;

³ In Johansson, McCormick, Neij & Turkenburg, 2004.

⁴ Dispositivos que captam a energia proveniente de raios solares para aquecer um fluido, normalmente água.

- Incerteza tecnológica e maior risco;
- Falta de experiência ou de informação a nível técnico ou comercial; - --
- Oposição de certas empresas que não querem competir com outros investidores.
- Política e Apoio:
 - O desenvolvimento de uma política correcta para a aplicação de um modelo é crucial;
 - Preferência pelos Estados de soluções de maior escala;
 - Falta de experiência administrativa com as renováveis;
 - Vastos subsídios para energias fósseis e nuclear.

Contudo apesar destas barreiras, em 2004, 17% da energia criada proveio de fonte renovável, maioritariamente de energia biomassa para uso doméstico e hídrica (barragens)⁵. Em 2005 a energia hídrica forneceu 16% da electricidade global⁶. Em 2011, 19% da electricidade veio de energias renováveis, com o objectivo de atingir 25% em 2020⁷. Em 2012 as energias renováveis tiveram um crescimento global dentro e fora dos países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico). Análises preliminares demonstram que a energia solar fotovoltaica aumentou 29 – 30 GWh⁸ (+ 42%) e energia eólica (onshore e offshore) para 44 – 45 GW (+19%) e energia hídrica aumentou 108 TWh⁹ (+3%)¹⁰.

O ano de 2013 foi marcado por uma grave crise financeira e uma recessão económica que causou uma redução nos incentivos para as energias renováveis (exemplos da Alemanha e Espanha), mas por outro lado países como o Japão e China melhoraram políticas ou aumentaram incentivos.

O Japão, número dois atrás da Alemanha no que toca a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, que usava como principais modelos de remuneração os subsídios e o *net metering*¹¹, introduziu o modelo *feed-in tariff* a um número variado de renováveis devido ao aumento da demanda de electricidade (talvez devido a consequência do encerramento da central nuclear de Fukushima). Por outro lado a China introduziu novos métodos para facilitar a distribuição de energia solar fotovoltaica na rede.

⁵ *In Renewables 2005 Global Status Report*, pág. 6.

⁶ *In BP*, 2005.

⁷ *In Tracking Clean Energy Progress 2013*, IEA Input to Clean Energy Ministerial, pág. 24.

⁸ Gigawatt-hora, consiste numa unidade da grandeza física potência.

⁹ Terawatt-hora, consiste numa unidade da grandeza física potência.

¹⁰ *In Tracking Clean Energy Progress...*, pág. 24.

¹¹ Permite aos consumidores de instalar sistemas de energia renovável domésticos em casas, lojas e de vender o excesso de electricidade produzido inserido na rede. Em alguns casos os produtores são pagos por cada kWh produzido, noutros estes recebem um crédito até essa produção igualar o seu consumo. *In FEED-IN TARIFFS, Accelerating the Deployment of Renewable Energy*, Miguel Mendonça, 2013, págs. 43,101.

2.3. Enquadramento legal das Energias Renováveis

Como vimos a evolução das energias renováveis a nível internacional e em Portugal prende-se com o que foi dito supra 2.1, contudo sem um enquadramento legal bem estruturado estas não teriam proliferado ou tido uma história de sucesso. Uma legislação apropriada é condição essencial para o desenvolvimento de uma política energética de sucesso, na medida em que esta permite corrigir falhas e distorções no mercado que de outra maneira seriam um impedimento à sua disseminação (como pudemos constatar supra 2.2., as ER numa fase prematura não têm força no mercado convencional e necessitam do devido apoio).

Os países também devem ter a capacidade de desenvolver um enquadramento legislativo estável, mas que também seja flexível na medida em que este tem que acompanhar a volatilidade dos mercados e corrigir desajustes à medida que as ER se vão desenvolvendo.

2.3.1. Enquadramento internacional

A legislação portuguesa no que toca à promoção das ER tem como linha de orientação um conjunto de documentos internacionais, a maioria deles vindo da União Europeia (U.E), dos quais alguns apenas contêm recomendações, enquanto outros estabelecem metas indicativas que Portugal acordou cumprir.

i) Livro Branco:

O Livro Branco, publicado em 1997 pela Comissão Europeia (CE), teve em vista sublinhar a necessidade da adopção de políticas que promovessem as fontes de energia renovável. Com este Livro a CE realçou o potencial de desenvolvimento das Fontes de Energia Renovável (FER), que ainda estavam por explorar. 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 constituía uma prioridade comunitária: *“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”*.¹²

Contudo para que as ER ganhassem cunho, a Comissão chamou a atenção dos Estados-Membros para o facto de tal só ser possível, com a adopção de medidas de apoio que compensassem os investidores pelo risco que este tipo de investimento comporta.

¹² In Comissão Europeia [CE], 1997, pág. 4.

ii) Protocolo de Quioto:

O Protocolo de Quioto, 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. Os países que assinaram este protocolo comprometeram-se a reduzir a emissão de Gases de Efeito de Estufa (GEE) em 5% face ao valor registado em 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012. Devido à diversidade geográfica e económico-social dos Estados-Membros, ficou acordado a partilha de responsabilidade entre os diferentes Estados.

Tendo em consideração a realidade em que se enquadrava, Portugal aprovou o Protocolo de Quioto através do Decreto-Lei n.º7/2002, de 25 de Março, acordando limitar o acréscimo de emissões de GEE para um valor de 27%. Neste documento, mencionam-se questões sobre a aplicação de várias medidas na direcção do desenvolvimento sustentável onde se destaca uma maior utilização das FER.

Em suma 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.

iii) Directiva 2001/77/CE:

É através da Directiva 2001/77/CE que a União Europeia reconhece a necessidade de promover as FER, considerando-as vectores estratégicos na protecção ambiental e no desenvolvimento sustentável¹³. Com esta Directiva Portugal compromete-se a conseguir um mínimo de 39% de produção a partir de FER e prioridade no acesso à rede de transporte e distribuição de electricidade produzido a partir de FER. Em 2004 a percentagem de energia produzida a partir de fontes renováveis atinge os 35%.

O aumento de produção de FER insere-se no conjunto de medidas destinadas a cumprir com o Protocolo de Quioto relativamente às mudanças climáticas. A directiva vem legitimar a utilização de FER, enumerando as vantagens que daí decorrem.

Para que haja uma maior integração da FER no mercado de electricidade, é fundamental que os Estados-Membros estipulem metas nacionais em convergência com os objectivos europeus.

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, art. 3.º, n.º2 da referida directiva: *“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*

¹³ In Considerando (1), Directiva 2001/77/CE.

as medidas tomadas ou projectadas a nível nacional para alcançar essas metas indicativas nacionais.“

No art. 7.º da directiva, a CE destaca a relevância dos operadores das redes de transporte e dos operadores das redes de distribuição na inclusão de FER. Os operadores devem garantir o transporte e distribuição de FER sem prejudicar a manutenção de fiabilidade e segurança da rede.

Em Portugal o quadro legal vigente de 1988, e suas sucessivas alterações provocaram dúvidas quanto à interpretação e aplicação da legislação concerne às ER, que podiam ter sido evitadas com a com a transposição desta directiva. Contudo tal não sucedeu na medida em que a directiva não foi transposta em bloco, com a esperança de que o quadro legal vigente solucionaria os problemas vindouros, o que não sucedeu.

iv) Directiva 2009/28/CE:

Em Março de 2007, a União Europeia lançou a noção de Política Energética Europeia, em que esta apresentou novas metas para a reconversão energética no espaço europeu, através do Plano de Acção para a Energia. Os Estados-membros decidiram ir além dos compromissos assumidos em Quioto e fixar a meta de redução de emissões de GEE em 20% até 2020, fixando também metas para a produção de ER de 20% em 2020.

Esta directiva veio aprofundar as linhas estabelecidas pela directiva anterior, substituindo as metas meramente indicativas por metas imperativas, abordando a questão dos certificados verdes e da eficiência energética, e instituindo critérios de sustentabilidade no domínio dos biocombustíveis.

Além da fixação de metas obrigatórias a directiva pretendeu estimular outras formas de incentivo aos produtores de FER, tais como no acesso prioritário à rede, garantindo que os produtores pudessem vender e transportar a electricidade, a qualquer momento, desde que a fonte estivesse disponível, e no estabelecimento de preços fixos definidos para a electricidade de FER, combinadas com a obrigação de compra para o operador de rede, (FIT).

Esta directiva foi importante na medida em que obrigou o legislador português, a tornar mais claro o quadro regulador da matéria de produção de energia de fontes renováveis. Esta mudança ocorreu por força da revogação do Decreto-Lei n.º 189/88 e suas alterações, através do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro, que introduziu alterações importantes no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, que regulava o regime ordinário de licenciamento de produção de energia, excluindo da sua aplicação o regime especial de produção a partir de fontes de energia renovável.

v) Livro Verde:

Em Março de 2006 a CE lançou o Livro Verde que define uma estratégia objectiva para o plano energético. Este livro surge numa altura em que a UE se destaca a nível global na gestão de procura energética, na promoção de formas novas e renováveis de energia,

e no desenvolvimento de tecnologias com baixa produção de carbono. Este documento estipula seis domínios fundamentais no plano de actuação da CE (apenas indicaremos os mais importantes para o nosso tema) (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) política externa coerente que auxilie a UE na realização dos seus objectivos energéticos.

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

2.3.2. Enquadramento Nacional

As energias renováveis em Portugal tiveram o seu impulso devido às recomendações e metas divulgadas pela Comissão Europeia e pelo compromisso do Protocolo de Quioto.

No caso particular das ER, Portugal seguiu as directrizes da CE, difundindo gradualmente estas energias sem descurar na sua evolução jurídica, na medida em que criou um contexto legal e regulatório que acompanha as necessidades concretas do país.

i) Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio:

Em 1988 foi elaborado o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com o intuito de estabelecer o regime remuneratório das ER. Este decreto também estabeleceu regras aplicáveis à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e electricidade. Também legitimou a utilização de FER em Portugal, dando especial ênfase às mini-hídricas detidas por pequenos produtores. Fixou deveres e direitos dos produtores, prescrevendo o procedimento autorizativo de instalação e funcionamento das centrais produtoras, e estabeleceu tarifas aplicáveis a cada tipo de fonte renovável criando um quadro cada vez mais complexo nas suas interpretação e aplicação.

ii) Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio:

O Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, veio introduzir um padrão concreto para a actividade das energias renováveis que faltava no decreto anterior. Este decreto vem estabelecer uma revisão do anterior normativo aplicável à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis. Altera o DL 189/88, de 27 de Maio, e inclui o Regulamento para Autorização das Instalações de Produção de Energia Eléctrica integradas no Sistema Eléctrico Independente Baseadas na Utilização de Recursos Renováveis (Anexo I) e o respectivo processo de Remuneração pelo Fornecimento de Energia (Anexo II).

Com este diploma pretende-se impulsionar a utilização de fontes endógenas de energia, bem como uma aproximação entre a política energética e ambiental. Surge num

enquadramento que ia em direcção ao mercado de electricidade liberalizado, o que traduziu numa inovação para o regime.

Introduz-se a fórmula de cálculo de remuneração por kWh de FER produzida, que integrava as externalidades positivas decorrentes da utilização de ER (influência da consciencialização ambiental). Esta remuneração tinha total independência dos preços da electricidade convencional.

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

Claramente a intenção do Estado com este decreto-lei foi 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 passaram a ver o risco de investimento mais reduzido, pois o Estado passou a garantir a remuneração de FER e a obrigatoriedade de compra passou a ter a duração de licença de produção.

iii) Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro:

Este decreto-lei procede a alterações pontuais do DL n.º168/99, de 18 de Maio com o objectivo de reforçar a independência energética do país. Há uma maior aposta nas tecnologias com maior potência como a energia solar. A alteração mais importante consiste na incorporação de uma nova variável na fórmula de cálculo de remuneração designada de coeficiente Z, que visa traduzir as características específicas do recurso endógeno e de tecnologia utilizada na instalação licenciada. A fórmula de cálculo da remuneração passa a ser a seguinte:

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

iv) Programa Nacional para as Alterações Climáticas:

Em 2001 temos o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), que consiste no primeiro programa nacional desenvolvido com o objectivo de controlar e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, de modo a respeitar os compromissos de Portugal no âmbito do Protocolo de Quioto e da partilha de responsabilidade no seio da União. No âmbito desta estratégia, o sector da energia torna-se fulcral dado o seu contributo directo em termos de emissões de gases, seja a nível da procura ou oferta.

v) Resolução do Conselho de Ministros 154/2001, de 27 de Setembro:

Também no mesmo ano o Ministério da Economia através da RCM 154/2001, de 27 de Setembro, lança o Programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas), com o objectivo de alcançar a meta estipulada pela União para a produção de electricidade a partir de fontes renováveis.

vi) Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro:

Estabelece um regime de gestão de capacidade de recepção da energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público.

vii) Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, de 28 Abril:

Veio estabelecer objectivos nacionais para cada tipo de energia renovável, incluindo a intenção de diversificar as fontes energéticas endógenas. Nesse sentido o Estado estabeleceu metas nacionais compatíveis com os objectivos internacionais a cumprir. O rápido desenvolvimento das ER em Portugal tornou alguns dos objectivos e valores indicativos na Resolução obsoletos.

Para dar resposta surge a RCM n.º 169/ 2005, que veio rever objectivos pretendidos no âmbito das ER e de eficiência energética, dando mais relevância à concorrência e à defesa do consumidor.

viii) Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 de 24 de Outubro:

Em Outubro de 2005 aprova-se a Estratégia Nacional para a Energia através desta Resolução, que assenta em princípios como: garantia da segurança de abastecimento de recursos energéticos; estímulo à competitividade das empresas do sector da energia. O cumprimento destes objectivos levou ao desenvolvimento de um plano de reestruturação do sector energético do país tais como: liberalização do mercado de electricidade, do gás e dos combustíveis; enquadramento estrutural da concorrência nos sectores de electricidade e do gás natural; reforço das energias renováveis, entre outros.

Esta resolução estabeleceu metas ambiciosas como o aumento da capacidade de produção de FER para que em 2010, 45% da electricidade consumida fosse de fonte renovável.

ix) Decreto-Lei n.º33-A/2005, de 16 de Fevereiro

Veio alterar o DL189/88, de 27 de Maio revendo os factores para cálculo do valor de remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do SEN, definindo procedimentos para atribuição de potência disponível na mesma rede e prazos para obtenção de licença de estabelecimento para centrais renováveis.

Como os custos de apoios à FER estão imputados aos consumidores finais de electricidade, esta medida permitiu ao Estado moderar os encargos para aqueles, não havendo interferência com os compromissos internacionais e nacionais na área do ambiente.

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

x) Decreto-Lei n.º 225/ 2007, de 31 de Maio:

Veio possibilitar que nas centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento possa ser incrementada a potência instalada até 20% da potência de ligação atribuída. Também rectifica o Decreto-Lei n.º 33-A/2005 com o objectivo de dinamizar a actividade das energias renováveis, através da eliminação de barreiras burocráticas envolvidas no processo de licenciamento, facilitando o aumento da capacidade instalada das unidades de produção de FER.

xi) Decreto-Lei n.º 165/ 2008, de 21 de Agosto:

Este Decreto surge para assegurar a estabilidade tarifária num contexto de concorrência do sector energético. O objectivo é a salvaguarda dos interesses económicos dos consumidores, atenuando os efeitos da volatilidade tarifária. Através deste diploma, é da competência da ERSE identificar situações que possam causar variações tarifárias com impacto para os consumidores de energia eléctrica, num determinado ano, como por exemplo flutuações nos sobrecustos de produção FER.

A entidade reguladora deve informar o Governo sobre as consequências tarifárias decorrentes de situações excepcionais, e elaborar uma proposta tarifária alternativa.

xii) Decreto-Lei n.º 51/2010, de 20 de Maio:

Procede à alteração do DL 225/2007, de 31 de Maio, estabelecendo um novo enquadramento jurídico para o sobre equipamento em centrais eólicas.

xiii) Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro:

Estabelece um regime remuneratório geral para a venda de energia renovável em regime de mercado, em vez de esta ser apenas feita em regime especial. (veremos este diploma em mais detalhe no ponto 3.3.1.).

xiv) Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro:

Vem alterar o regime remuneratório aplicável às instalações eólicas existentes à data de entrada do DL 33 – A/2005, de 16 de Fevereiro, que alterou o DL 189/88, 27 de Maio (veremos este diploma em mais detalhe no ponto 3.4.1.).

3. Enquadramento das Feed-In Tariffs

3.1. Introdução

A ideia de baixar os níveis de GEE é de consentimento mundial, cada vez mais países estão alertas não apenas para segurança mas também eficiência energética. Numa altura em que a demanda de energia tende a crescer e os recursos convencionais tendem a escassear, a eficiência torna-se num modelo chave, na medida em que é necessário fazer mais com menos.

Para fazer face ao problema da dependência externa de matérias-primas, torna-se urgente criar, ou encontrar outras fontes de energia para substituir o petróleo, e é aqui que o papel das ER torna-se fulcral. Contudo o desenvolvimento destas novas tecnologias faz com que o seu investimento seja mais caro que o das energias convencionais, e por outro lado mais incerto no que toca ao retorno do investimento feito (como veremos adiante).

Para solucionar este problema é criado o sistema de *Feed-In Tariff* ou de Tarifas de Aquisição que consiste “na estipulação de um preço específico a pagar pela electricidade aos respectivos produtores durante um determinado período de tempo, sendo os custos acrescidos repercutidos economicamente sobre os consumidores finais através de um prémio sobre o preço por kWh”¹⁴. Este modelo tornou possível o desenvolvimento das energias renováveis na Europa e a colmatação de alguns problemas como a incerteza do retorno do investimento feito pelos produtores de energia.

Vimos que as energias de fonte renovável são uma peça chave para solucionar os problemas energéticos que os países lidam, contudo quando estas novas formas de energia e tecnologia entram no mercado de electricidade, muitas vezes não são competitivas o suficiente com as formas convencionais de produção de energia. Com os incentivos certos as renováveis podem-se tornar apelativas ao mercado, conquistando investimento e inovação tecnológica. Um dos incentivos que mais impacto teve para o desenvolvimento das energias renováveis, em particular na fotovoltaica e solar, é a *feed-in tariff*.

Veremos nos capítulos seguintes em que consiste este modelo de FIT, assim como os seus principais modelos de *design* e a sua aplicação noutros países da UE.

3.2. O que são as Feed-In Tariffs?

Nos últimos 20 anos, mais de 45 países implementaram este esquema. Muitos deles experimentaram variadas estruturas de FIT, com a intenção de obter mais investimento e desenvolvimento das renováveis. A primeira forma de FIT foi implementada nos Estados Unidos da América em 1978 através da *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), contudo, os modelos de FIT da Espanha e Alemanha (1990) são dos que mais sucessos tiveram pela forma exponencial que as renováveis cresceram. O aumento do mercado das renováveis nestes dois países fez com que outros aplicassem o modelo FIT, ex.: Dinamarca (1993); Suécia (1998); Portugal (1999); França (2001); China (2005); Índia (2010).

Desde a sua implementação, o termo *Feed-In Tariff* desenvolveu-se de várias formas. Na Alemanha o *Stromeinspeisungsgesetz* (StrEG) de 1990 foi traduzido em inglês para “*Electricity Feed-In Law*”, conceito que foi adoptado. Contudo outras terminologias

¹⁴ Suzana Tavares da Silva, in “Direito da Energia”, 1ª Edição, pág. 115.

surgiram tais como, “*standard offer contracts*”, “*fixed-price policies*”, “*minimum price policies*”, “*feed-in laws*” entre outros.

Muitos estudos foram feitos aos diversos modelos de suporte às energias renováveis e a conclusão a que se chegou foi, de que o modelo *feed-in* foi o que mais rapidamente desenvolveu estas energias, a baixo custo, nos países que souberam implementar da melhor forma a tarifa. A Comissão Europeia concluiu que: “*a well-adapted feed-in tariff regimes are generally the most efficient and effective support schemes for promoting renewable electricity*”¹⁵.

Os modelos *feed-in tariff* com mais sucesso incluem tipicamente três pontos essenciais (1) acesso garantido à rede; (2) contractos estáveis e de longa duração (15-25 anos); (3) preço de compra de acordo com os custos de produção das ER.

Em concreto, o modelo FIT pode ser considerado como um preço estabelecido por lei, no qual os produtores de energia renovável, através de uma tarifa, são pagos pela electricidade que injectam na rede, de acordo com a tecnologia usada e dimensões do centro electroprodutor. Os níveis de pagamento por cada kWh podem ser estabelecidos pelo tipo de tecnologia usada, local de instalação, dimensão do projecto. Esta medida permite um rápido investimento nas energias renováveis, tal é possível na medida em que os contractos estabelecidos com os produtores são de longa duração (15-25 anos) e com acesso garantido à rede, o que também constitui num menor risco para esse investimento.

Estas tarifas são desenhadas por forma a reduzirem ao longo do tempo, incentivando a um avanço tecnológico das energias renováveis, contudo se estas não forem actualizadas ou ajustadas ao longo desse tempo, os consumidores irão pagar mais do que é necessário pelo consumo dessa energia sendo que o principal objectivo desta tarifa prende-se com a redução do uso de energia fóssil, diversificação das fontes de energia, criação de emprego, criação de acesso à energia e o rápido desenvolvimento das mesmas.

Em suma estas tarifas funcionam no fundo como um subsídio atribuído aos produtores de FER como forma de incentivo aos investidores. Exemplo disto é o caso da energia eólica, onde os investidores têm incentivos para construir os parques eólicos em regiões, onde os custos de produção de electricidade são iguais ou inferiores ao valor da FIT¹⁶.

3.2.1. Principais modelos de Feed-in Tariff

No momento de construir a FIT, a entidade competente deve conter toda a informação necessária sobre os elementos relevantes associados às FER que pretende promover. Os custos marginais sociais, os benefícios marginais sociais, o potencial de cada fonte de energia, ou as preferências do consumidor devem ser conhecidos *a priori*. Num cenário

¹⁵ In European Commission (COM), 2008. Commission Staff Working Document, Brussels, 57, 23 January 2008.

¹⁶ In Menanteau et. al., 2003.

destes acabam por se verificar desvios entre os valores, que se traduzem em perdas de eficiência do modelo de apoio adoptado. Para fazer face a esses desvios, os Estados têm desenvolvido variantes das tarifas *feed-in* tradicionais (remuneração fixa garantida dependendo da FER usada).

No caso concreto das *feed-in* é possível encontrar uma multiplicidade de modelos de apoio, só na UE existem cerca de 20 Estados-Membros que usam modelos diferentes de FIT, pois cabe a cada Estado a tarefa de construir o melhor modelo que vá ao encontro das necessidades e características do país. As diferenças variam na medida em que existe ou não obrigatoriedade de compra, ou se existem tarifas degressivas. Veremos as principais variantes de *design* da FIT e veremos as vantagens e desvantagens de cada uma delas.

i) Nível de apoio e duração da FIT:

Um dos aspectos mais importantes na hora de estabelecer a FIT consiste na determinação do nível de apoio e duração. Uma das possibilidades é de estabelecer a tarifa com base nos (1) custos de produção de electricidade de FER com a alternativa de também ser possível basear esse apoio nos (2) custos externos evitáveis de produção.

Na hipótese (1) como os custos de produção de electricidade variam de acordo com a FER utilizada, a FIT tem que ter níveis de tarifas diferentes, de acordo com a tecnologia usada, sendo que factores como: investimentos no centro electroprodutor, licenças, manutenção, inflação, têm que ser considerados na altura de estabelecer a FIT, pois influenciam os custos de produção. A maioria dos países da UE que usam o sistema FIT, usam este modelo de *design* para determinar o nível de apoio da tarifa.

Na hipótese (2) outros custos para além do (1) também podem ser considerados, como custos externos: mudanças climáticas; poluição atmosférica; perda de saúde entre outros. Para além destes custos externos, outros factores podem ser tidos em conta se as plantas de ER não existissem e se a produção de electricidade tivesse sido gerada por plantas convencionais. Tal sistema é usado em Portugal através de uma fórmula de cálculo especial que analisamos supra com o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio.

Quanto à duração da tarifa cada país adapta esta a cada tecnologia usada para cada ER, esta pode variar entre 15-20 anos, o que fornece uma maior estabilidade aos investidores, mas existem países como a Eslovénia, que usam apenas um ano para o período de suporte à ER. Este cenário demonstra uma clara violação na segurança que se quer atingir com os contratos pondo em causa a estabilidade que o modelo FIT oferece¹⁷.

Em suma uma FIT de sucesso tem que ter em conta os vários níveis de tarifa para cada tecnologia usada, e a remuneração deve cobrir tanto os custos de produção de electricidade como os custos evitáveis. As desvantagens que se prendem com estes

¹⁷ Miguel Mendonça...pág. 122.

modelos consistem na dificuldade de determinar o nível de apoio, na medida em que se torna administrativamente exigente o que pode causar numa falta de transparência.

ii) Revisão das tarifas:

As tarifas têm que ser revistas periodicamente por forma a atingirem os objectivos estabelecidos por cada país e para evitar custos desnecessários aos consumidores. Existem dois métodos usados para ajustar a tarifa; (1) revisões periódicas e ajustamento das tarifas, (2) ajustamento das tarifas consoante a capacidade instalada.

O caso (1) é o mais usado, a Holanda usa este sistema em que as tarifas são anualmente revistas, tendo em consideração a descida dos custos devido à maturação da tecnologia. Na Eslovénia a tarifa é ajustada a cada cinco anos ou menos se existirem mudanças drásticas no sector.

O caso (2) é usado em Portugal, em que as tarifas são revistas quando os centros electroprodutores atingem uma determinada capacidade instalada (exemplo, fotovoltaica: 50 MW).

Em suma uma política estável com uma longa duração da FIT leva a uma segurança no investimento das ER, contudo uma revisão periódica tem que ser feita para que o modelo não perca a sua flexibilidade na medida em que as mudanças na tecnologia e no mercado ocorram de forma rápida.

iii) Obrigatoriedade de compra da electricidade:

A obrigatoriedade de compra implica que os operadores da rede, fornecedores de energia ou consumidores estão obrigados a comprar electricidade provinda de FER. A maioria dos Estados-Membros usa esta opção, mas existem países como a Espanha, e recentemente Portugal com o Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de Outubro que oferecem outras possibilidades aos produtores de venderem a energia produzida. Os modelos usados consistem, (1) obrigatoriedade de compra, (2) sem obrigatoriedade de compra da electricidade vendida no mercado convencional.

No caso (1) temos uma entidade que está a cargo de comprar essa electricidade produzida pelo produtor de ER (em Portugal temos o CUR), o que vai fornecer uma segurança no investimento, na medida em que o produtor consegue escoar essa energia. Sem essa venda garantida o retorno de investimento pedido seria alto para colmatar o alto risco da produção.

O caso (2) praticado em Espanha oferece a possibilidade aos produtores de FER de venderem a energia no mercado convencional, onde para além do preço de mercado, recebem um bónus por cada kWh de electricidade. Este sistema consiste no *premium tariff* ou prémio tarifa que veremos adiante em mais detalhe.

Em suma ambos os sistemas têm as suas vantagens e desvantagens, no caso (1) os produtores vão ter a garantia que vão escoar energia e ter um retorno certo do

investimento feito, mas em contrapartida este sistema é incompatível com o mercado convencional, já no modelo (2) temos uma compatibilidade com o mercado em que as ER podem concorrer com outras energias convencionais, contudo não existe uma certeza de venda de energia neste sistema o que leva a um maior risco no investimento¹⁸.

iv) Tarifas Stepped:

Os inconvenientes associados à disparidade de custos de produção usando a mesma tecnologia podem ser corrigidos através desta tarifa. Esta consiste na discriminação tarifária para a mesma tecnologia tendo em conta os custos marginais de produção de FER que lhes estão associados¹⁹. Com a aplicação das *tarifas stepped* há um decréscimo do nível tarifário à medida que a eficiência das centrais aumenta, de acordo com um patamar bem definido para cada tecnologia.

Estas tarifas garantem um lucro mínimo para os produtores de FER que tenham custos marginais mais elevados e também, limitam os lucros permitidos aos produtores que têm custos marginais mais reduzidos, exemplificando: 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 potencial²⁰.

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

As *tarifas stepped* contribuem para a eficácia do modelo através do incentivo para aumentar a capacidade instalada. Também leva a uma diminuição progressiva da tarifa consoante os custos marginais de produção. A adequação da remuneração aos custos de produção permite controlar a compensação atribuída aos produtores de FER, que baixa os encargos para os consumidores finais.

Em suma estas tarifas podem criar uma instabilidade e causar falta de transparência dos investimentos devido aos vários níveis de tarifas existentes. Contudo se as tarifas para as unidades produtivas com menor capacidade forem significativamente superiores às praticadas pelas 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, apesar desta última poder ser mais eficiente²¹.

¹⁸ Adiante veremos que esta regra pode ser contornada através de um estabelecimento de limites mínimos.

¹⁹ In Klein et al., 2006, e Huber et al., 2004.

²⁰ In Finon & Menareau, 2008.

²¹ In Klein et al., 2006.

v) *Tarifas Degressivas*

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 da instalação²². Especialmente para estas FER, um dos obstáculos à sua propagação é o elevado investimento inicial, esse investimento é reduzido caso os custos de construção e de instalação diminuam.

Espera-se que conforme haja avanços tecnológicos, os custos de produção decresçam, contudo os custos para os consumidores mantêm-se apesar dos custos de produção descerem. Para solucionar este problema surgiu a tarifa degressiva. Esta resulta da redução do nível tarifário estipulado por lei. Anualmente, o nível das tarifas para as novas unidades renováveis é reduzido segundo uma taxa degressiva 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.

Estas tarifas são uma alternativa com a qual se pode controlar os lucros dos produtores de FER decorrentes de progressos tecnológicos. Também traz transparência do próprio modelo *feed-in* e segurança do investimento, ao fixar-se legalmente o valor das taxas degressivas, o investidor sabe quais as alterações que a FER vai sofrer, tomando decisões de investimento mais ponderadas.

A tarifa degressiva por outro lado pode também trazer alguns inconvenientes, a fixação das tarifas por um longo período pode tornar o modelo FIT pouco flexível para se adaptar a alterações no preço da tecnologia.

vi) *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 de electricidade convencional. A remuneração dos produtores é igual ao somatório do valor que recebem por venderem a FER no mercado, mais o valor do bónus²³.

Se os produtores optarem pelo prémio *feed-in*, negociam a FER no mercado concorrencial a par da electricidade produzida a partir de fontes energéticas convencionais. Os produtores que escolherem a tarifa fixa, vendem a FER no mercado regulado.

A variante dos prémios *feed-in* é a que mais se aproxima da lógica de mercado. Embora funcione como um subsídio, tal como a FIT tradicional, permite que a FER seja negociada em regime concorrencial com a electricidade convencional. Esta tarifa pode ser (1) fixa, *fixed premium tariff*, (2) variável, *varying premium tariff*, ou (3) com um *cap limit* ou *bottom limit*,

²² In Klein et al.,2006.

²³ In Klein et al.,2006

No caso (1) temos a seguinte situação: se a *premium tariff* for um valor fixo (caso da *premium tariff* espanhola) por exemplo de €1 euro, e o produtor vender a electricidade no mercado por €2 euros, o seu valor de remuneração vai ser de €3 euros.

No caso (2) *varying premium tariff*, utilizado na Dinamarca, em vez do Estado contribuir com um montante fixo (caso da *premium fixed tariff*), contribui com uma percentagem que varia consoante o preço de mercado: por exemplo, o produtor de FER vende a €10 euros e recebe de bónus €1.5 euros (15%), vende a €20 euros, recebe 2 (10%).

No (3) *cap limit* ou *bottom limit*, no caso do *cap*, o bónus nunca pode exceder o limite estabelecido, o que acaba por salvaguardar os interesses do consumidor que não vão ter que pagar mais se o preço da electricidade aumentar, no caso do *bottom* o bónus será atribuído se o valor de mercado descer demasiado o que acaba por se tornar numa garantia para os produtores que vão sempre receber um mínimo.

As desvantagens do modelo de *premium tariff*, consistem na incerteza associada à remuneração de FER que pode tornar o modelo de apoio menos eficaz e menos eficiente (menos incentivos para investir em FER e os produtores exigem um prémio de risco superior ao das FIT o que aumenta os encargos para o consumidor), e na medida em que se o preço de mercado de electricidade aumentar o excedente do produtor de FER também vai aumentar, havendo um custo injustificado suportado pelos consumidores.

Como vimos estas *nuances* podem ser corrigidas se forem complementadas com um sistema como o descrito *supra*, de *cap limit* e *bottom limit*. Para uma *fixed premium tariff* este sistema soluciona não só os problemas de pagamentos excessivos para os produtores de FER, salvaguardando os interesses dos consumidores, como também traz uma segurança aos produtores de um investimento mínimo garantido, que pode não ocorrer com uma *varying premium tariff*, salvaguardando os interesses dos produtores.

3.3. Feed-in Tariff: Abordagem Nacional e além-fronteiras

3.3.1. O caso de Portugal

Desde o final da década de 1980 que o cenário das energias renováveis tem merecido atenção legislativa. Como vimos *supra* 2.1.1. a nossa legislação foi influenciada por directivas europeias que estabeleceram metas, mas que infelizmente, por causa da crise económica, incentivos que até então eram concedidos aos electroprodutores, tiveram que sofrer com medidas restritivas, lançando alguma incerteza sobre a evolução das ER no nosso país.

A principal legislação para o regime remuneratório das energias renováveis (onde se insere a FIT) foi estabelecido:

- Através do Decreto – Lei n.º 189/88 de 27 de Maio, Anexo II (e sucessivas alterações);

- Centrais renováveis antes do Decreto-Lei n.º33-A/2005, de 16 de Fevereiro;
- Centrais eólicas posteriores a 2005, mas anteriores ao Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de Outubro;
- Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de Outubro;
- Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro (racionalização dos custos ligados à FIT);

Visto que já analisamos o Decreto-Lei n.º 189/88 de 27 de Maio e sucessivas alterações, vamos focar-nos no regime remuneratório vigente das ER que sofreu alterações importantes através do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 e Decreto-Lei n.º 35/2013.

i) Decreto-Lei n.º 215-B/2012:

Até à entrada em vigor deste decreto, toda a produção em regime especial beneficiava de uma obrigação de compra a preços bonificados, o qual impedia sobre o CUR. Este decreto introduz uma alteração significativa sobre o regime remuneratório de produção em regime especial, na medida em que afasta a aplicação exclusiva do sistema de remuneração garantido e bonificado (ou seja de *feed-in*).

O Decreto-Lei n.º215-B/2012 prevê duas fórmulas alternativas para a venda de electricidade de FER: (1) regime de remuneração garantido, (2) regime geral (mediante a venda de electricidade produzida em mercados organizados ou através da celebração de contractos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de electricidade).

No (1) regime geral, os produtores vendem a electricidade produzida nos termos aplicáveis à produção em regime ordinário, em mercados organizados ou através da celebração de contractos bilaterais com clientes finais comercializadores de electricidade, incluindo com o facilitador de mercado ou com qualquer comercializador que agregue a produção.

O facilitador de mercado consiste numa nova entidade introduzida por este decreto. Com este novo enquadramento de PRE, em que a remuneração em regime *feed-in* passam a ser supletiva, tornou-se necessária a criação de uma entidade que mediante atribuição de licença, fica obrigado a adquirir a energia produzida pelos produtores em regime especial com regime remuneratório geral que pretendam vender-lhe essa energia.

O facilitador fica, nos termos dos arts. 55º-A a 55-D do Decreto-Lei n.º 175/2006, na redacção introduzida pelo DL 215-B/2012, obrigado à sua colocação em mercado, dever que visa acautelar a posição frágil destes electroprodutores que, ficando privados da garantia da *feed-in*, ganham pelo menos certeza de que conseguem escoar toda a energia produzida;

No (2) Regime Especial, modelo *feed-in*, a electricidade produzida é entregue ao CUR contra pagamento de uma remuneração atribuída ao centro electroprodutor durante o

período de garantia, o exercício da actividade depende de atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP).

O regime remuneratório encontra-se especificado no Decreto-Lei n.º215-B/2012, artigo 33.º-G., n.º1 alínea b), que estabelece que: “o regime de remuneração garantida, em que a electricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso, contra o pagamento da remuneração atribuída ao centro electroprodutor nos termos dos nºs 4 e 5.”. O número 4 deste artigo afirma que os termos, condições e critérios de injeção na rede, bem como o regime remuneratório do contrato estão estabelecidos por portaria.

Esses termos, condições e critérios de atribuição de reserva de capacidade de injeção de potência na RESP, bem como o licenciamento da actividade de produção no âmbito do regime especial de remuneração garantida, prazos de duração, condições de manutenção e de alteração foram estabelecidas através da Portaria n.º 243/2013, de 2 de Agosto²⁴, que reserva o estabelecimento do regime remuneratório aplicável aos centros electroprodutores nela previstos para outra portaria, a aprovar pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Essa outra portaria consiste na Portaria n.º416/90, de 6 de Junho estabelece as principais cláusulas dos contractos de fornecimento de energia eléctrica a celebrar entre o produtor independente e a entidade exploradora da rede pública receptora da energia produzida no âmbito do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio. Esta afirma que o estabelecimento da FIT é feito com a EDP Serviço Universal (EDP S.U.)²⁵, que é o nosso comercializador de último recurso (CUR)²⁶, e que agrega toda a energia produzida em regime especial (cláusula 1ª estabelecida na Portaria citada), vendendo-a no mercado Ibérico através do Operador do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Os custos adicionais entre as FIT e o preço/hora do mercado são suportados pelo consumidor²⁷ através da Tarifa Uso Global do Sistema²⁸.

A aplicação do regime remuneratório em modelo *feed-in* fica dependente de atribuição de licença de produção e da respectiva licença de produção (obtida através de submissão a uma iniciativa pública concursal a qual garantirá uma reserva de capacidade de

²⁴ Rectificada pela Declaração de Rectificação 38-A/2013, de 1 de Outubro.

²⁵ Cláusula 14ª. n.º1 da portaria n.º416/90, de 6 de Junho “*a facturação energia entregue pelo produtor será feita nos termos do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio e do Decreto-Lei n.º 18/A/89, de 12 de Janeiro*” (com as suas sucessivas alterações).

²⁶ Art. 3.º, alínea *k*) do Decreto-Lei n.º215-A/2012, “*comercializador de último recurso*” a entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal”.

²⁷ Art. 3.º, alínea *l*) do Decreto-Lei n.º215-A/2012, “*Consumidor*” o cliente final de electricidade”.

²⁸ Associados a cada uma das actividades da cadeia de valores: produção; transporte; distribuição; comercialização, existem custos. Esses custos dão origem às tarifas de electricidade que são definidas e publicadas pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), entidade responsável pela regulação dos sectores do gás natural e da electricidade. A tarifa de Uso Global do Sistema deve proporcionar os proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema que inclui os custos com a operação do sistema, os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), *in* <http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosabermais/comosaocalculadasastarifasdeelectricidade/Paginas/default.aspx>.

injecção). Daqui podemos retirar que, com este novo quadro jurídico de produção de energia em regime especial ao abrigo de regime remuneratório em *feed-in*, fica sob o controlo exclusivo do Governo a instalação de novos centros electroprodutores nessa modalidade, assim se demonstrando a motivação económica por detrás da sua adopção, ou seja, reduzir a proliferação de PRE com modelo *feed-in*.

ii) Regimes remuneratórios transitórios introduzidos pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012:

Este decreto procedeu à revogação de legislação que regulava a produção de electricidade em regime especial do qual foram desenvolvidos e licenciados projectos que, à data da respectiva entrada em vigor, se encontravam em fase de produção, beneficiando do direito a remuneração garantida. Contudo, tendo em conta a necessidade de assegurar a estabilidade de regimes aplicáveis aos centros pré-existentes, o DL n.º 212-B/2012 determina, no art. 15.º, n.º 3 e seguintes, que a revogação integral do quadro legal anterior não prejudica os procedimentos concursais lançados ao abrigo do disposto no art. 14.º do DL n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, no DL n.º 126/2010, de 23 de Novembro; Regime de implementação dos aproveitamentos hidroeléctricos destinados à captação de água para a produção de energia eléctrica com capacidade instalada até 20 MW, e no DL n.º 132-A/2010, de 21 de Dezembro.

Os centros electroprodutores em regime especial cujas licenças não tenham sido atribuídas por procedimentos concursais, estabelece o decreto que o regime remuneratório em modo *feed-in* se mantém em vigor relativamente aos centros cujos titulares:

- a) Tenham obtido a respectiva licença de exploração até à data da entrada em vigor do DL215-B/2012;
- b) Tenham obtido a respectiva autorização de instalação ou licença de estabelecimento até à data da entrada em vigor do DL 215-B/2012, e venham a obter a respectiva licença de exploração no prazo de doze meses a contar da data da entrada em vigor do DL 215-B/2012;ou
- c) Tenham, previamente à data de entrada em vigor do DL 215-B/2012, beneficiado da atribuição de um ponto de recepção e venham a obter a respectiva autorização de instalação ou licença de estabelecimento no prazo de seis meses a contar da data da entrada em vigor do diploma em apreço, bem como a licença de exploração nos prazos referidos na alínea anterior.

Contudo estes centros estão sujeitos às alterações introduzidas ao DL 215-B/2012, pelo Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro.

iii) Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro:

Na linha dos compromissos assumidos pelo Governo Português no Memorando de Entendimento com a Comissão Europeia, o Banco Europeu e o Fundo Monetário

Internacional, surge o Decreto-lei n.º35/2013, de 28 de Fevereiro que altera o regime remuneratório aplicável às instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, que alterou o Decreto-lei n.º189/99, de 27 de Maio. De acordo com este novo decreto, Portugal atingiu um nível de referência no uso das energias renováveis e no avanço tecnológico na geração de electricidade, contudo os custos associados a esta estratégia atingiram níveis elevados que têm que ser controlados.

Toda a produção de FER (não hídrica) passa a ter a garantia tarifária mantida por um período adicional de 5 anos, findo o período inicial de 15 anos da tarifa *feed-in*. Em alternativa, o DL 35/2013 dá a opção à produção de FER eólica que se encontrasse em exploração antes de 17 de Fevereiro de 2005, ou após essa data, de, findo o correspondente período de 15 anos a contar da respectiva entrada em exploração, escolher uma tarifa garantida por mais 5 anos (recebendo uma tarifa correspondente ao valor de mercado de entre €74/MWh e €98/MWh ou, ainda, uma tarifa correspondente ao preço de mercado paga a um mínimo de €60/MWh) contra pagamento ao SEN por um prazo de 8 anos de €5000/MW de potência instalada ou, caso opte por pagar €5800/MW de potência instalada durante esses 8 anos, recebendo uma tarifa garantida por 7 anos nas mesmas condições que as definidas para o prazo de 5 anos, todas sujeitas a actualização anual.

Caso a opção por um regime remuneratório específico não tenha sido exercida ou aceite até 31 de Março de 2013, após os 15 anos iniciais, a energia assim produzida terá direito a uma tarifa garantida – ainda não fixada – por um prazo adicional de 5 anos. Já as Pequenas Centrais Hídricas beneficiam de um prazo de 25 anos, a contar da respectiva licença de exploração (prorrogável até a um máximo de 10 anos ou até ao termo da validade da respectiva licença de utilização de água), para a manutenção das condições remuneratórias anteriores, findo o qual a energia eléctrica produzida será vendida em regime de mercado²⁹.

Este novo regime foi pensado para assegurar a sustentabilidade económica e social dos custos assumidos pelo SEN, preservar a estabilidade remuneratória dos centros electroprodutores eólicos e mitigar o impacto na factura energética dos sobrecustos anuais resultantes do incentivo à produção de electricidade a partir de fonte eólica.

3.3.2. Regimes remuneratórios em especial

Não faria muito sentido falarmos do regime remuneratório das ER sem pelo menos termos uma visão geral sobre as mais importantes a nível nacional. Abordaremos brevemente o regime remuneratório vigente e concreto.

i) Centrais eólicas:

²⁹ In “Direito da Energia & Recursos Naturais”, PLMJ, Janeiro 2014, págs.2-3.

A produção de electricidade a partir do vento foi das que mais teve sucesso no nosso país. Em 16 anos passamos de um valor de 16 GWh (em 1995), para em 2011 atingirmos 9,161 GWh. O primeiro parque eólico português foi instalado na ilha de Porto Santo em 1983, mas o pioneiro em Portugal Continental foi o parque eólico de Sines, em funcionamento desde 1992.

Quanto ao regime remuneratório importa salientar que as eólicas com regime remuneratório garantido beneficiam de tal regime durante um período de 15 anos a contar da entrada em vigor do Decreto-Lei 33-A/2005, caso já se encontrarem em exploração em tal data, ou a contar da data de atribuição de respectiva licença de exploração, ou até montante máximo de energia entregue na rede.

Este regime, como vimos supra, foi alterado pelo DL n.º 35/2013 que estabeleceu novos regimes remuneratórios alternativos, aplicáveis quer às instalações eólicas submetidas ao regime remuneratório de electricidade anterior ao DL n.º 33-A/2005, quer às abrangidas pelo anexo II do DL n.º 189/88 cuja capacidade de injeção na rede tenha sido atribuído através de procedimento concursal promovido ao abrigo do art. 14.º do DL n.º 312/2001.

Findo o período de feed-in, com a entrada em vigor do DL n.º 35/2013, os titulares dos centros electroprodutores eólicos passam a poder optar entre³⁰:

a) Beneficiar de uma tarifa a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, durante um período adicional de cinco anos (regime supletivo) — opção aplicável às instalações submetidas ao regime remuneratório de electricidade anterior ao DL 33-A/2005, de 16 de Fevereiro e com licenças atribuídas fora de um procedimento concursal;

b) Beneficiar de uma extensão da capacidade máxima injectável na rede de 33 GWh para 44 GWh (em vinte anos, em vez dos actuais quinze anos) ou 46 GWh — opção aplicável às centrais abrangidas pelo Anexo II do DL 189/88 cuja capacidade de injeção na rede tenha sido atribuída através de procedimento concursal.

Em alternativa, aberta a ambas as categorias de centrais eólicas em questão, podem aderir a um dos seguintes regimes remuneratórios:

c) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de € 74 MWh e de € 98 MWh, respectivamente, no período adicional de cinco anos;

d) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de € 60 MWh, no período adicional de cinco anos;

³⁰ *In* Revista Electrónica de Direito Público, “Energias Renováveis em Portugal: evolução e perspectivas”, Número 1, Janeiro de 2014.

e) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limites mínimos e máximos os valores de referência de € 74 MWh e de € 98 MWh, respectivamente, no período adicional de sete anos;

f) Tarifa de valor correspondente ao preço de mercado, tendo como limite mínimo o valor de referência de € 60 MWh, no período adicional de sete anos.

ii) Energia das ondas:

Em 2010, foi dada em concessão³¹ por um período de 45 anos, à Enondas, Energia das Ondas, S.A, uma zona piloto. O regime remuneratório está dependente de portaria ministerial sujeita a parecer prévio da ERSE, portaria que ainda não foi publicada, uma vez que o regime de produção ainda não atingiu o nível comercial.

O Decreto-Lei n.º5/2008, de 8 Janeiro, é o decreto que suporta a exploração comercial de energia das ondas, mas como vimos ainda estamos numa fase inicial, pelo que temos que esperar pelos futuros resultados deste projecto.

iii) Centrais fotovoltaicas:

Salientamos a importância do Decreto-Lei, n.º 132-A/2010, de 21 de Dezembro, em que o Governo pretendeu organizar o lançamento de procedimentos concursais para atribuição de capacidade de injeção na rede (máximo de 150 MVA). Este decreto é importante porque ao contrário da primeira fase das renováveis em Portugal, o procedimento concursal pressupõe uma iniciativa pública.

Este decreto não esgota toda a regulação de energia através de painéis fotovoltaicos, regula apenas o específico aspecto do procedimento concursal de venda de energia, por parte de produtores privados, à RESP, ficando excluídos os pequenos produtores que apenas pretendem produzir energia para seu consumo próprio, sem intuito de lucrar com a venda de energia à rede.

Celebrado o contrato, nasce entre o operador e o Estado uma relação jurídica composta por uma série de direitos e deveres recíprocos.

Assim, o adjudicatário terá: i) direito a uma reserva de capacidade de potência, a ser injectada nas redes do sistema eléctrico de serviço público; e, ii) direito a uma remuneração pelo fornecimento de electricidade à rede (art. 6.º).

Por seu turno, são deveres do adjudicatário os elencados no artigo 8.º: i) pagar a contrapartida ao Estado [alínea a)]; ii) requerer a atribuição do ponto de recepção de energia, bem como todas as outras licenças e autorizações necessárias à construção e exploração da central solar, celebrando todos os contractos necessários à aquisição da disponibilidade dos terrenos necessários à exploração da central solar [alíneas b), c) e

³¹ Como se trata de uma zona de domínio público marítimo só pode ser ocupada privativamente através de contractos de concessão, de exploração em regime de serviço público e de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público para produção de energia das ondas.

e)]; construir a central solar, e assegurar a sua exploração no prazo estipulado na lei, no procedimento concursal, ou no próprio contrato [alínea *d*)]³².

iv) Centrais mini-hídricas:

O regime das centrais mini-hídricas foi dado pela Resolução de Ministros n.º 72/2010, de 15 de Abril, que após a necessidade de simplificação do seu regime para se atingir a meta de produção de 250 MW até 2020, estabelecida pela Estratégia Nacional para a Energia, publicou o Decreto-Lei n.º 126/2010.

A promoção dos procedimentos para a instalação das centrais é à semelhança do que sucede no plano de geração de energia solar, de iniciativa pública, cabendo a sua competência aos membros do Governo responsáveis pela área das finanças, energia e ambiente, como estipulado no art. 2.º, n.º1 do citado decreto. Uma vez seleccionado o operador, ou através do procedimento concursal de iniciativa pública, ou através de procedimento de iniciativa particular, são celebrados entre aquele e o Estado um contrato de implementação e um contrato de concessão (artigo 6.º, n.º 1)

Com a celebração dos contractos, ficam adjudicatário e Estado investidos numa série de direitos e deveres recíprocos. Quanto ao adjudicatário tem direito: ao exclusivo de exploração e promoção dos recursos hídricos objecto do concurso (alínea *a*) do artigo 7.º); à reserva de capacidade de injeção da energia que produzir na rede pública [alínea *b*)]; à remuneração pelo seu fornecimento de energia [alínea *c*)]³³. Em contrapartida, fica investido nos deveres: de pagar a renda [alínea *a*) do n.º 1 do artigo 8.º]; de conceber o projecto de construção dos aproveitamentos hidroeléctricos e demais documentos exigidos no programa do concurso [alínea *b*)]; de promover e obter a emissão dos actos autorizativos necessários à exploração dos aproveitamentos hidroeléctricos em matéria ambiental e de energia, e necessários à instalação dos aproveitamentos hidroeléctricos, bem como os que possibilitem a construção da central [alíneas *c*), *d*), *e*), *f*) e *g*)]³⁴.

As regras técnicas para determinar o regime da contrapartida e da remuneração para o operador constam dos artigos 9.º e 10.º do DL 126/2010, respectivamente. Ressalte-se, como já se fez no ponto anterior, que a norma transitória consagrada no artigo 15.º do DL 215-B/2012 salvaguardou estes regimes de qualquer alteração³⁵.

v) Centrais biomassa:

Para alcançar a meta de 31% de energia consumida proveniente de fontes renováveis, estabelecido pela estratégia Nacional de Energia, o Governo decidiu dar especial

³² *In* Revista Electrónica de Direito Público, “ Energias Renováveis em Portugal: evolução e perspectivas”, Número1, Janeiro de 2014.

³³ *In* Revista Electrónica de Direito Público, “ Energias Renováveis em Portugal: evolução e perspectivas”, Número1, Janeiro de 2014.

³⁴ *In* Revista Electrónica de Direito Público...

³⁵ *In* Revista Electrónica de Direito Público...

atenção à energia oriunda de biomassa. O Decreto-Lei n.º 5/2011, de 10 de Janeiro promove a produção e o aproveitamento de Biomassa, de modo a garantir o abastecimento das centrais dedicadas à Biomassa florestal, e fixando também o incentivo à venda de electricidade proveniente das mesmas, art. 1.º, n.º 1 do decreto). O produtor fica obrigado a certos deveres, estipulados no artigo 2.º, tais como (1) organizar e manter um sistema de registos que permita identificar as fontes do aprovisionamento e os consumos da central [alínea a)]; (2) apresentar um plano de acção para 10 anos visando a sustentabilidade a prazo do aprovisionamento da central [alínea b)]; (3) coordenar a programação dos períodos de manutenção destas centrais com o operador da rede de transporte [alínea c)].

O regime do incentivo à construção e exploração de centrais consta do artigo 3.º, o qual estipula um coeficiente que deve ser inserido numa complexa fórmula presente no DL 189/88 — actualmente revogado. Todavia, [CARLA AMADO GOMES](#)³⁶, crê que a revogação deste diploma não impede a subsistência deste coeficiente relativamente às centrais de biomassa nas acepções descritas, na medida em que o DL 5/2011 acaba por se reconduzir, à semelhança do DL 5/2008, embora por razões diversas, a um “regime-medida”, com destinatários perfeitamente identificáveis e com uma delimitação temporal precisamente definida. Contudo deve sublinhar-se, que a norma transitória do DL 215-B/2012, não ressalva expressamente este regime, ao contrário do que determina relativamente às centrais mini-hídricas e fotovoltaicas.

3.3.3. Características da Feed-in Portuguesa

Depois de analisado o regime remuneratório em Portugal, vamos ver sumariamente as características da Feed-in em Portugal.

i) Nível de apoio e duração da FIT:

Para determinar o nível de apoio esta é feita através dos custos externos evitáveis de produção, e os custos de produção de electricidade consoante as várias tecnologias de ER. Os produtores de FER recebem mensalmente um pagamento que é calculado através de uma fórmula imposta pelo DL n.º168/99, de 18 de Maio, que sofreu alterações pelo DL n.º339-C/2001, de 29 de Dezembro. A seguinte fórmula é esta:

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

VRD_m: Pagamento mensal, que é calculado com os seguintes elementos.

KMHO_m: Os produtores podem escolher se querem receber a mesma remuneração independentemente da hora do dia ou uma tarifa superior de electricidade produzida

³⁶ *In* Revista Electrónica de Direito Público...

durante o dia em vez da noite. No primeiro caso o coeficiente KMH_{Om} é igual a 1. No segundo caso o montante de electricidade produzida durante as 8h00 e 22h00 horas no inverno, e das 9h00 até 23h00 horas durante o verão é multiplicado por 1,25 e o resto da electricidade é multiplicado por 0,6. Os produtores de mini-hídrica não têm acesso a este regime. Para estes a seguinte regra é aplicada: o montante de electricidade produzida durante o horário diurno é multiplicado por 1,15 e durante o horário nocturno por 0,8.

PF(VRD)_m : Este elemento, que é a parcela fixa, corresponde ao investimento para centros electroprodutores convencionais que teriam sido construídos, se os centros electroprodutores de ER não existissem. A parcela fixa é determinada pela capacidade instalada e eficiência do centro de ER. De acordo com o DL 33^a/2005, a parcela fixa é calculada multiplicando a eficiência do centro electroprodutor (medido através da electricidade produzida dividido pela possível carga horária mensal), por 5,44 € por kW de capacidade instalada. Isto implica que maior é a eficiência do centro, maiores serão os custos evitáveis pelos centros convencionais que não têm que ser construídos.

PV(VRD)_m : A parcela variável tem de corresponder com a produção de electricidade dos centros electroprodutores convencionais que não têm que ser construídos devido à existência de centros de ER. Esta é calculada multiplicando a electricidade produzida por 3,6 € cêntimos/kWh.

PA(VRD)_m: A parcela ambiental representa os custos evitáveis devido à prevenção de emissão de gases CO₂. De acordo com o DL 33-A/2005, 370 g CO₂ são evitados por cada kWh de electricidade produzida através de ER. Os custos evitáveis são impostos a 0,00002 €/g de emissão de CO₂. Assim a parcela ambiental é de 0,74 € cêntimos/kWh.

Z: A parcela ambiental é multiplicada pelo coeficiente Z, que varia de acordo com a tecnologia de cada ER. Devido à introdução deste coeficiente através do DL 339-C/2001, o sistema de apoio às ER passou a contemplar não só os custos evitáveis devido à produção de ER, como também os custos de produção de electricidade consoante as várias tecnologias de ER.

IPC_(m-1): Através deste elemento as FITs são ajustadas à inflação. $IPC_{(m-1)}$ consiste no Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês m-1 (mês passado);

IPC_{ref} : Consiste no Índice de preços do consumidor para o mês em que o centro de ER estava conectado com a rede.

LEV: Este elemento corresponde às perdas de electricidade que ocorrem com a transmissão e distribuição da rede que foram evitadas pelo centro de ER. O valor LEV varia de acordo com o tamanho do centro electroprodutor de ER. Já quanto à duração do apoio, esta varia de acordo com a tecnologia de ER usada, remetemos a duração ao que já foi dito *supra* 3.3.1.

ii) Revisão tarifária:

O ajustamento das tarifas em Portugal é feito consoante a capacidade instalada, ou seja as tarifas são revistas quando os centros electroprodutores de ER, atingem uma determinada capacidade instalada.

iii) Obrigatoriedade de compra:

Como pudemos constatar supra 3.3.1., Portugal beneficia de um regime misto, imposto pelo DL 215-B/2012, em que os produtores podem escolher entre um regime geral de venda da electricidade, em que estes vendem a electricidade produzida nos termos aplicáveis à produção em regime ordinário, em mercados organizados ou através da celebração de contractos bilaterais com clientes finais comercializadores de electricidade, incluindo com o facilitador de mercado ou com qualquer comercializador que agregue a produção, ou um regime especial/ bonificado em que a electricidade produzida é entregue ao CUR contra pagamento de uma remuneração atribuída ao centro electroprodutor durante o período de garantia.

Estas são as principais características do modelo *feed-in* português, iremos de seguida analisar outros regimes, nomeadamente o alemão e espanhol pelo sucesso que tiveram ao longo destes anos e veremos se estas podem influenciar de forma positiva a nossa *feed-in*.

3.3.4. O caso da Alemanha e Espanha

3.3.4.1. Alemanha

A primeira Lei Feed-in na Alemanha surgiu em 1990 nomeadamente para ajudar os produtores de energia mini-hídrica e mais tarde produtores de energia eólica. Durante um longo período muitos debates foram feitos sobre a importância e impacto que estas tarifas teriam para o desenvolvimento das energias renováveis. Em 1990 por unanimidade do Parlamento, a lei foi criada sob o nome de “*Electricity Feed-In Law*” ou a *Stromeinspeisungsgesetz* (StrEG).

Um dos objectivos da lei era de nivelar o mercado para as renováveis, estabelecendo tarifas que tivessem em contas as externalidades das energias convencionais. Estes incentivos resultaram numa expansão das ER de 20 MW (em 1989) para 490 MW (em 1995) e também estimulou o desenvolvimento deste sector, nomeadamente a energia eólica.

Contudo as grandes concessionárias que inicialmente não se preocuparam com os possíveis efeitos que uma simples lei como esta poderia ter, viram-se ameaçadas pela rápida difusão da energia eólica, acabando por contestar politicamente e juridicamente a lei. Este descontentamento pela geração descentralizada de pequena dimensão tinha em causa problemas que a *feed-in* não previa, tais como: (1) nenhuma provisão tinha sido feita para distribuir igualmente os encargos decorrentes da lei a nível geográfico, ou seja, os consumidores nas regiões com mais geradores pagariam mais; (2) quanto ao

segundo problema as concessionárias eram avaliadas pela experiência de subsídios pelo carvão mineral usado para produção de electricidade, que tinham crescido de €400 milhões em 1975 para mais de €4 bilhões anuais no início de 1990, dos quais dois terços eram cobertos por uma taxa especial sobre a electricidade, e um terço tinha que ser pago pelas concessionárias directamente e também pelos consumidores.

Para dar resposta à falta de regulação do mercado da electricidade em 1998 e devido aos problemas causados pela StrEG, a lei alemã foi renovada através do *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EKG), ou “*Renewable Energy Law*” em 2000. Esta nova lei estabeleceu novas regras que elevariam esta *feed-in* a se tornar numa das tarifas com maior sucesso, tais regras foram:

(1) o montante nacional a ser pago pela geração de energia de fonte renovável seria distribuído entre todas as concessionárias, assegurando assim que nenhuma região fosse sobrecarregada;

(2) tarifas (por KWh gerado) específicas dependendo do tipo de ER, tamanho e local do gerador, e a maior inovação que a distingue de outras *feed-in*;

(3) tarifas degressivas, que na prática se traduz num decréscimo tarifário anual para as novas centrais a instalar.

Em 2004 previu-se a necessidade de revisões a cada quatro anos da EKG. Em 2004 para assegurar o crescimento contínuo do mercado fotovoltaico, além de ajustar as tarifas, eliminou-se o limite para a capacidade total instalada. Em 2008 deu-se uma reforma das tarifas pagas aos produtores de fonte renovável, baixando esta tarifa a partir de 2009 para os novos produtores de ER. Tal faz sentido na medida em que a energia fotovoltaica e eólica já atingiram um nível de maturidade no mercado que não se justifica uma tarifa cara para este tipo de tecnologia.

Em 2013 discutiu-se a possibilidade de acabar com as tarifas *feed-in* devido ao elevado custo que estas trouxeram na factura energética, contudo tal não sucedeu, a população apoia uma mudança de política energética do país. Devido ao desastre de Fukushima o abandono nuclear na Alemanha foi acelerado e novas metas para as renováveis foram introduzidas, 35% de energia de FER até 2020 e 80% até 2050.

De seguida veremos as características mais relevantes da FIT espanhola.

3.3.4.2. Espanha

A *feed-in* espanhola é considerada como uma das mais eficazes a seguir à *feed-in* alemã. Com a crise petrolífera de 1970 o país não tinha produção de energia suficiente para colmatar a demanda de energia, onde apenas 28,6% era coberta. As ER começaram o seu desenvolvimento em 1980 através da *Ley* de 82/80 de *Conservación de la Energía*, a partir daqui muitos instrumentos e incentivos foram usados, mas foi através da *Ley* 54/1997 *del Sector Eléctrico Español*, modificada pelo Real Decreto (RD) 436/2004, que surgiu a *feed-in* usada em Espanha.

Este RD contribuiu para a estabilidade e previsibilidade do contexto em que operam os produtores em regime especial, estes podiam optar por uma de duas estruturas tarifárias:

(1) a tarifa fixa (FIT) que era, com algumas variações, próxima à nossa *feed-in* e à Alemã, ou,

(2) o prémio FIT (*premium tariff*), ao qual era acrescido ao valor de mercado de electricidade.

Os investidores que escolhessem a tarifa fixa, recebiam a mesma remuneração em todos os períodos, calculada como uma percentagem média anual tarifária definido nos termos do RD 1432/2002. Ao optar pelo prémio *feed-in*, os investidores vendiam a energia quer através da celebração de contractos bilaterais quer através da participação nos mercados organizados. 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), mais o prémio *feed-in* independente do preço de mercado de electricidade. O objectivo era que a remuneração final permitisse um retorno adequado aos produtores de FER, reduzindo a incerteza sobre a viabilidade económica dos investimentos ligados às centrais de produção renovável.

O RD 661/2007, vem reforçar o que já havia sido dito pelo RD 436/2004, sobre a importância da participação do mercado no de se reduzir a intervenção administrativa da fixação dos preços. A principal diferença com o decreto anterior é a dissociação entre a remuneração da FER e a tarifa anual de electricidade, a actualização do apoio à FER passa a estar associada à evolução do índice de preços do consumidor. O Estado espanhol continuou a incentivar a participação dos produtores de FER no mercado, todavia este RD introduziu algumas alterações significativas que podem desencorajar os mesmos:

(1) extinguiu o incentivo dado aos produtores de FER pela sua participação no mercado, (2) estabeleceu limites máximos e mínimos para os valores dos prémios numa tentativa de minimizar os custos para o consumidor³⁷.

Estes limites máximos e mínimos para os prémios FIT, significam que existe uma tarifa mínima independente do preço de mercado, e de uma tarifa máxima que resulta do preço de mercado (depende deste) e do prémio adicional. Esta alteração justifica-se pelos aumentos significativos dos preços de electricidade entre 2004 e 2006 o que resultou em remunerações elevadas pelos produtores de FER³⁸.

Em 2013 surge o RD 2/2013 que remove a opção Tarifa Variável e altera o índice de actualização anual, e o RD 9/2013, de 12 de Julho que alterou o regime remuneratório para as ER, para garantir a estabilidade financeira do seu sistema eléctrico. Este RD tem como principais medidas corrigir os desajustes entre os custos do sector eléctrico e das receitas obtidos a partir de preços regulados. Teremos que esperar para ver que impacto

³⁷ In González, 2008.

³⁸ In Klessmann, Nabe & Burges, 2008.

estes RD vão ter para o sector eléctrico espanhol nomeadamente no sector das renováveis.

3.3.4.3. Semelhanças e diferenças entre os regimes

Em termos gerais a FIT alemã, espanhola e portuguesa são parecidas, mas ambas têm diferenças marcantes entre elas. Tal como na EGG o RD 436/2004 estabelece uma tarifa variável, dependendo da tecnologia usada, capacidade instalada e localização. Como vimos supra, a nossa tarifa também é variável na medida em que tem em consideração as várias tecnologias usadas. Na determinação do nível tarifário, a nossa *feed-in* apresenta-se como única na medida em que tem em consideração tanto os custos de produção de electricidade consoante as tecnologias de ER, como os custos externos evitáveis, a FIT espanhola e Alemã não contemplam estas duas hipóteses juntas.

Uma das semelhanças com que o nosso modelo de *feed-in* tem com o modelo espanhol consiste no factor de actualização. A actualização da fórmula é obtida através de um coeficiente que tem por base o índice de preços do consumidor (IPC), o que significa que há uma adequação da remuneração da FER ao aumento dos custos de produção.

Quanto à revisão da tarifa, tanto o RD como a EGG são submetidos a uma revisão em cada quatro anos de modo a ajustar os preços e também verificar o custo-benefício das RE. Para o regime Português vimos que essa revisão é feita consoante a capacidade instalada seja atingida pelo centro electroprodutor, regime que a EGG também tinha mas que em 2004 mudou.

O tempo de duração da FIT também é bem diferente entre os regimes, a duração de apoio em Portugal para todas as FER varia consoante a tecnologia usada (eólica 15 anos, fotovoltaica 15 anos, biomassa 25 anos) e o apoio para uma determinada tecnologia cessa quando as metas estabelecidas legalmente são atingidas³⁹. A Espanha optou por apoiar as centrais renováveis durante a sua vida útil, contudo ao longo do tempo o nível de remuneração vai decrescendo. Como o apoio é garantido por toda a vida da central renovável, ainda que vá decrescendo ao longo do tempo, quando esse investimento tiver atingido o máximo do seu retorno, vai continuar a receber apoios, ou seja, vai causar encargos desnecessários para os consumidores.

Na Alemanha a duração de apoios está limitada para todas as FER (20 anos), o que pode levar a encargos desnecessários para os consumidores se o retorno de investimento for atingido antes dos 20 anos, contudo cria condições de segurança necessárias ao investimento de novas explorações de FER, é eficaz em termos de equidade, apresentando-se como uma alternativa ao modelo espanhol, protegendo os consumidores de encargos desnecessários.

³⁹ Sem esquecer que com as alterações impostas pelo DL 35/2013, a produção de FER não hídrica passa a ter a garantia tarifária mantida por um período adicional, findo o período estabelecido inicialmente, tendo que respeitar os critérios estabelecidos pela Lei para ser abrangida pelo regime.

A maior diferença entre os três regimes consiste na possibilidade do produtor escolher entre a tarifa fixa e a *premium tariff*, escolha válida por um ano, do qual o produtor pode decidir manter ou mudar para o regime de preço fixo, e nas tarifas degressivas que é usado na Alemanha, influenciado pela manutenção da tecnologia provocada pelo aumento da inflação.

Outra diferença que não é de menosprezar consiste no driver sociológico que leva as pessoas a investir nas FER, enquanto na Alemanha essa motivação consiste numa razão ecológica (basta ver o grande esforço que a Alemanha tem feito para aumentar as FER no país e o facto de terem uma das tarifas mais caras de energia da Europa), em Espanha o incentivo vem do retorno possível do investimento feito nas ER. Em Portugal cremos que esse incentivo também será o mesmo que em Espanha.

Dos três modelos de *feed-in*, o alemão é o que mais segurança transmite aos investidores, pois além de tarifas de longa duração (que minimiza o risco de projectos individuais), este modelo cria uma 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 claras⁴⁰. O modelo alemão promove a eficiência, pois os produtores de FER são induzidos a permanentemente investir em tecnologias mais eficazes que compensem a subida de custos de produção

No ponto seguinte veremos se ainda faz sentido usar o modelo *feed-in* em Portugal, e se assim for que alteração poderia sofrer para se tornar mais eficiente.

4. Feed-in Tariff: O melhor modelo de suporte às Energias Renováveis?

4.1. Direito Existente

Numa altura de crise económica, novas medidas para fazer frente à recessão estão a ser tomadas, as ER não foram excepção à regra, como vimos supra, na Alemanha discutiu-se a possibilidade de abolir o sistema remuneratório das tarifas *feed-in* (que não ocorreu), e em Espanha discute-se também essa possibilidade.

Em Portugal a tendência é para diminuir o sistema de *feed-in*, no ponto 3.3.1., vimos que o Decreto-lei n.º215-B/2012 trouxe alterações profundas ao regime remuneratório das ER. Antes deste diploma toda a produção em regime especial beneficiava de uma obrigação de compra com remuneração garantida através da *feed-in*. Vimos que, com a entrada em vigor deste diploma, que a actividade em PRE pode tanto ser exercida ao abrigo do regime de remuneração garantida, como ao abrigo do regime geral, ou seja, mediante a venda de electricidade produzida em mercados organizados ou através de celebração de contractos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de electricidade.

⁴⁰ In Kema, 2008.

O decreto prevê duas formas alternativas de venda de electricidade, em (1) regime geral em que vimos que a remuneração em regime *feed-in* passa a ser supletiva, e em que o facilitador de mercado mediante atribuição de licença, fica obrigado a adquirir a energia produzida pelos produtores em regime especial, (2) Regime especial, que utiliza o regime de remuneração através de FIT em que a electricidade produzida é entregue ao CUR contra pagamento de uma remuneração atribuída ao centro electroprodutor durante o período de garantia.

Os termos, condições e critérios de atribuição de reserva de capacidade de injeção de potência na RESP, bem como o licenciamento da actividade de produção no âmbito do regime especial de remuneração garantida, prazos de duração, condições de manutenção e de alteração foram estabelecidas através da Portaria n.º 243/2013, de 2 de Agosto⁴¹, que reserva o estabelecimento do regime remuneratório aplicável aos centros electroprodutores nela previstos para outra portaria, a aprovar pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Vimos que o DL n.º 35/2013 estabeleceu novos regimes remuneratórios alternativos, para toda a produção de FER (não hídrica), que passa ter a garantia tarifária mantida por um período adicional, findo o período inicial de 15 anos da tarifa *feed-in*⁴².

Com estas alterações o sistema *feed-in* em Portugal vai diminuir pois é essa a intenção do nosso legislador através destes decretos.

Até à data o regime de FIT é o que tem demonstrado maior sucesso para o desenvolvimento dos mercados das renováveis, desenvolvimento de indústrias, e outros benefícios sociais (nível económico, ambiental e segurança). Também é um regime que é bastante flexível, o que se torna numa grande vantagem pois pode ser adaptado para a situação de cada país, o que nos leva ao ponto seguinte, perspectivas para o futuro.

4.2. Perspectivas para o futuro: Direito a constituir

Numa altura de incerteza política, a adopção de medidas que venham a solucionar os problemas do nosso sistema eléctrico e a tornar mais eficiente a nossa rede torna-se imperativo. A adopção de um novo modelo remuneratório apenas traria maior caos à nossa legislação extensa e complexa de direito da energia, pelo que é importante optar por medidas mais simples e que com certeza trarão resultados positivos à nossa FIT.

Como vimos supra 3.3.2., o regime remuneratório das FIT alemã e espanhola têm muitas parecenças com o nosso modelo, na medida em que a FIT para ter sucesso tem que respeitar uma linha de *design*: (1) acesso garantido à rede; (2) contractos estáveis e de longa duração (15-25 anos); (3) obrigatoriedade de compra. Vimos também que a *feed-in* oferece uma grande liberdade no que toca à sua aplicação, podendo ter mais modelos de suporte que para além da FIT tradicional. O que propomos é que a FIT

⁴¹ Rectificada pela Declaração de Rectificação 38-A/2013, de 1 de Outubro.

⁴² As ER para beneficiarem deste regime têm que respeitar as condições impostas pelo DL n.º35/2013.

portuguesa adopte dois sistemas que vimos que tiveram sucesso noutros países, o caso das tarifas degressivas (na Alemanha), e dos prémios *feed-in* (na Espanha)

i) Prémios Feed-In:

Como analisamos supra 3.3.1, 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 de electricidade convencional. A remuneração dos produtores é igual ao somatório do valor que recebe por venderem a ER no mercado, mais o valor do bónus.

Estes prémios trariam uma vantagem para o nosso sistema actual de FIT, na medida em que promovem uma maior concorrência nos mercados energéticos europeus, ponto essencial que visa atingir sobretudo para as ER que mais dificuldade têm a se inserir num mercado com as energias convencionais. Para evitar os sobrecustos causados pelo modelo espanhol (recordamos que não existia um limite máximo nem mínimo para a atribuição do prémio), Portugal deveria adoptar um sistema com limite máximo e mínimo para a remuneração com vista a proteger os consumidores das variações de custos de produção que possam ocorrer, pagando por esses custos quando estes sejam excessivos (subida do preço de mercado), e proteger os produtores quando o preço de mercado sofre uma quebra acentuada.

Este sistema de *cap and bottom* reduz os riscos para os investidores pois estes têm sempre uma remuneração mínima, e protege os consumidores pois limita a remuneração final a um máximo estabelecido por lei, provocando indirectamente uma demanda pela eficiência no sector. Este sistema também traz outra vantagem associada que está na opção dos prémios *feed-in* poderem coexistir com as FIT, tal existe no sistema remuneratório espanhol, em que é dada liberdade de escolha aos produtores para decidirem qual a estrutura tarifária que melhor lhes serve.

Sinceramente cremos que o regime de tarifas prémio seria mais fácil de implementar, na medida em que não seria necessário criar uma nova entidade que fica obrigada a comprar a energia (facilitador de mercado) e na medida em que prima pela concorrência de mercado. Com o sistema de *cap and bottom*, as remunerações não seriam exageradas mas sim ajustadas consoante o preço de mercado, salvaguardando os interesses dos consumidores de custos exagerados, e salvaguardando os produtores que terão sempre uma remuneração mínima se os preços forem demasiado baixos.

Em suma este regime promove a eficiência das ER devido ao facto do *premium tariff* dar ênfase ao valor da electricidade produzido, enquanto a FIT tradicional baseia-se nos custos de produção e nos custos evitáveis. Contudo não podemos deixar de salientar que os mecanismos que tenham a remuneração de FER em função dos preços de mercado, correm o risco dos produtores excederem os seus custos devido ao aumento dos preços no mercado de energia. Para evitar estes custos é necessária uma constante monitorização e adaptação das regras de remuneração.

ii) Tarifas degressivas:

Tal como na Alemanha, Portugal deveria aplicar um modelo de FIT com tarifas degressivas. O objectivo com estas tarifas é de promover uma redução contínua nos custos de produção e redistribuir o excedente derivado do efeito de aprendizagem pelos produtores e pelos consumidores. Estas tarifas também primam pela eficiência do sector e na redução de custos para as novas unidades, na medida em que os investidores antecipam a construção de centrais renováveis, o que também vai permitir que o sector tenha em consideração as inovações tecnológicas.

Para que a tarifa seja mais flexível, é necessário aplicar uma revisão periódica das mesmas, na Alemanha esse período ocorre de quatro em quatro anos, para Portugal uma duração semelhante ou menor seria indicado, na medida em que as tarifas possam ser ajustadas da melhor forma a alterações que possam suceder. Com este sistema de tarifa degressiva, o nosso modelo actual poderia ver reduzido o risco de aumentos acentuados nos lucros do produtor, e de evitar um excesso de remuneração para as instalações que têm mais viabilidade financeira.

Esta tarifa traz uma vantagem fulcral para os investidores, na medida em que estes passam a saber exactamente quanto recebem por kWh de FER produzida, o que lhes dá garantias para planear novos investimentos, pois o risco é menor.

Consideramos imperativo um modelo FIT com tarifas degressivas, espera-se que conforme haja avanços tecnológicos, os custos de produção decresçam, contudo os custos para os consumidores mantêm-se apesar dos custos de produção descerem. Para solucionar este problema vimos que esta tarifa para as novas unidades renováveis é reduzido segundo uma taxa degressiva pré-estabelecida legalmente para cada FER.

Estas tarifas são uma alternativa com a qual se pode controlar os lucros dos produtores de FER decorrentes de progressos tecnológicos. Também traz transparência do próprio modelo *feed-in* e na segurança do investimento ao fixar-se legalmente o valor das taxas degressivas, o investidor sabe quais as alterações que a FER vai sofrer, tomando decisões de investimento mais ponderadas.

iii) Orientações sobre os auxílios de estado para a protecção ambiental e energética:2014-2020:

No dia 9 de Abril de 2014, a Comissão Europeia lançou um comunicado onde estabelece as orientações sobre os auxílios de estado para a protecção ambiental e energia para os anos 2014-2020⁴³, onde veremos de seguida que irão mudar de forma drástica os modelos de apoio às energias renováveis, nomeadamente as FIT.

Os objectivos destas novas orientações surgiram para ajudar os Estados-Membros a desenvolverem auxílios que contribuam para atingir os objectivos climáticos de 2020, e

⁴³ Esta vai substituir as orientações de 2008.

segurança energética, ao mesmo tempo que essas medidas sejam eficazes e não causem distorções no mercado.

A principal diferença que estas orientações trazem consiste na extensão do escopo da anterior orientação (orientações para os auxílios de protecção ambiental de 2008) para o sector energético, em particular nos auxílios referentes a projectos, produção e os grandes utilizadores de energia.

Os modelos existentes para apoiar as ER serão modernizadas ao ponto de terem em conta o aumento destes na quota do mercado eléctrico, e da necessidade de transformar estes modelos de suporte mais sustentáveis para a sociedade. Exemplificando, para suportar a competitividade da indústria Europeia, estas orientações permitem aos Estados-Membros de libertarem alguns dos sectores que mais energias consomem (que estão expostos as regras da concorrência) de alguns custos de financiarem as ER.

Que principais mudanças teremos no sector das ER? Como vimos ao longo deste trabalho, as ER foram suportadas principalmente através de um regime de FIT, o que levou a um crescimento destas mesmas e permitiu à União Europeia de chegar mais perto dos objectivos estabelecidos para as renováveis até 2020. Contudo, este tipo de suporte levou a distorções no mercado que a própria União e seus EM querem fazer frente.

Estas novas orientações têm e vista integrar as ER no mercado de electricidade de uma forma gradual, limitando os apoios ao estritamente necessário. A concorrência entre as várias tecnologias será feita com cautela de forma a não prejudicar o desenvolvimento de tecnologias menos maduras e o investimento na inovação.

As tarifas *feed-in* serão progressivamente substituídas por procedimentos de licitação competitiva (*competitive bidding processes*) que irão aumentar a eficiência e limitar as distorções na concorrência.

A partir de 2016, os produtores necessitam de vender a electricidade no mercado e serem alvo de responsabilidades. Os EM passarão a usar um sistema de suporte baseado num prémio, para além do preço de mercado⁴⁴, ou de certificados para promoverem a integração das ER no mercado.

Em 2015-2016, os EM começarão a implementar o sistema de licitação para uma pequena parte das ER. A partir de 2017, os EM terão que estabelecer os sistemas de apoio para todas as novas instalações. Este sistema foi desenhado de forma flexível para ter em conta a realidade de cada país, e até permite que um EM saia deste sistema se o processo não auferir um resultado positivo.

Contudo existem excepções a estas orientações, desde logo os pequenos produtores, ou tecnologias que ainda estejam em desenvolvimento podem estar exemptos de participar

⁴⁴ In Environmental and Energy State Aid Guidelines (EEAG), ponto (125), (a), pág. 34.

neste sistema de licitação. As orientações definem com pequenos produtores aqueles que produzem menos de 6MW de energia eólica, ou 1 MW de energia de outras fontes, tais como solar e biomassa. Também os pequenos centros electroprodutores que estão abaixo de 3 MW (para eólica) ou 500 kW (para as restantes FER) não têm tanto potencial para participarem no mercado, continuando assim a beneficiar de qualquer sistema de apoio incluindo as FIT.

Outras excepções também são permitidas para além dos pequenos produtores. Se os EM demonstrarem que o sistema de licitação vai levar a um resultado negativo, exemplo: só alguns projectos poderão ser elegíveis, ou porque a licitação levaria a um sistema mais elevado de suporte (caso das licitações estratégicas), então estes ficam exemptos do novo sistema.

O que vai suceder com os produtores de centros electroprodutores já existentes? Esta questão é muito importante pois como sabemos o nosso regime remuneratório das ER está numa fase de transição, recapitulando, os centros electroprodutores em regime especial cujas licenças não tenham sido atribuídas por procedimentos concursais, estabelece o decreto que o regime remuneratório em modo feed-in se mantém em vigor relativamente aos centros cujos titulares:

a) Tenham obtido a respectiva licença de exploração até à data da entrada em vigor do DL215-B/2012;

b) Tenham obtido a respectiva autorização de instalação ou licença de estabelecimento até à data da entrada em vigor do DL 215-B/2012, e venham a obter a respectiva licença de exploração no prazo de doze meses a contar da data da entrada em vigor do DL 215-B/2012;ou

c) Tenham, previamente à data de entrada em vigor do DL 215-B/2012, beneficiado da atribuição de um ponto de recepção e venham a obter a respectiva autorização de instalação ou licença de estabelecimento no prazo de seis meses a contar da data da entrada em vigor do diploma em apreço, bem como a licença de exploração nos prazos referidos na alínea anterior.

E não esquecer das alterações introduzidas recentemente pelo Decreto-lei n.º35/2013, de 28 de Fevereiro que altera o regime remuneratório aplicável às instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, que dá a opção à produção de FER eólica que se encontre em exploração antes de 17 de Fevereiro de 2005, ou após essa data, de, findo o correspondente período de 15 anos a contar da respectiva entrada em exploração, escolher uma tarifa garantida por mais 5 anos.

O que vem estabelecido nas novas orientações, é que estas mesmas não afectarão os sistemas de apoio aos produtores dos centros já existentes. Estes continuarão a beneficiar do regime antigo, para não frustrar as expectativas legítimas dos investidores. Apenas as medidas que serão avaliadas a partir de 1 de Julho de 2014, é que serão abrangidas pelo novo regime.

A questão que podemos fazer é esta, o que sucederá então aos produtores quando o prazo de suporte terminar? Creio que estes passarão a estar abrangidos pelo novo regime de licitação se as excepções lhes não forem aplicáveis. Cremos que este novo regime imposto será uma solução para tornar as ER mais competitivas no mercado e acabar com as distorções no mercado.

Contudo temos que aguardar para ver o resultado que este novo sistema trará. Para Portugal este novo regime trará mais complexidades ao nosso já confuso regime remuneratório numa fase inicial, mas se der certo, com o passar do tempo cremos que vai criar um sistema mais justo tanto para as ER que já têm peso no mercado, como aos consumidores que não terão que pagar preços fictícios para apoiar uma tecnologia que se calhar já não necessita desse apoio.

5. Desenvolvimento das Energias Renováveis através das Feed In Tariff

5.1. Introdução

Como podemos constatar em capítulos anteriores, a difusão das ER tem vindo a crescer nos últimos anos de forma exponencial. Enquanto algumas formas de ER como a eólica e solar atingiram a sua maturidade e necessitam de uma revisão de regime (que para nós já ocorreu), outras formas encontram-se ainda em fase de desenvolvimento, como o caso da biomassa ou ondas.

A proliferação destas energias e sua tecnologia não teria sido possível sem uma legislação pensada, e claro sem os incentivos e apoios necessários à sua disseminação. Neste capítulo demonstraremos como uma simples tarifa que é a feed-in, bem aplicada e desenhada, ajudou no *boost* das energias renováveis e nas consequências que teve para este sector.

5.2. Desenvolvimento nacional e Internacional

5.2.1. Nacional

De 2005 a 2010, o balanço de opção pela produção de electricidade de origem renovável em regime especial no nosso país foi globalmente positivo, devido à importância dada à energia eólica que representava 84% da potência instalada até 2010 e com uma produtividade média de 25%, valor superior a países analisados no âmbito do *benchmark internacional*⁴⁵.

A nossa tarifa feed-in foi registada como competitiva em comparação com outros países europeus, nomeadamente a Itália e França. Em 2010 o valor médio da tarifa portuguesa situou-se 15% abaixo da média dos países europeus e a FIT aplicada à energia eólica, para projectos instalados a partir de 2009 (70€/MWh), apresentou-se igualmente como a mais baixa.

⁴⁵ In Estudo “Avaliação dos custos e Benefícios da electricidade de origem renovável”, Associação das Energias Renováveis.

De facto Portugal em 2005 produzia, entre 17% e 20%⁴⁶ da sua electricidade através de energia renovável, sendo que a maior parte era gerada através de energia hídrica. A energia eólica representava pouco mais que 1% da produção total de electricidade e a energia solar era praticamente inexistente, Portugal dependia em grande parte de carvão importado para produção de energia.

Portugal passou de 17% em 2005 de electricidade produzida por energias renováveis para 36,5% em 2008 e 41,5% em 2009, sendo a energia eólica a que mais evoluiu e contribuiu para estes dados. Em 2012 a energia eólica correspondeu a 20% da produção de electricidade. A PRE de origem renovável (excepto a grande hídrica) abasteceu mais de ¼ do consumo nacional. A produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis baixou 18% em relação a 2011.

Quanto ao emprego gerado pelo sector das energias renováveis, o emprego directo em 2008 foi de 2,400 (postos de trabalho) para 4,800 (postos de trabalho) em 2012 com uma estimativa de 5,800 (postos de trabalho) para 2015⁴⁷. Vendo de uma óptica mais concreta, a empresa ENEOP⁴⁸ criou 2.000 postos de trabalho directos, 1,800 em regiões desfavorecidas. Nas actividades de comercialização, engenharia, instalação, operação e manutenção foram estimados 3.000 a 4.000 postos de trabalho, entre os quais 25-30% dos recursos humanos são licenciados e pós-graduados⁴⁹.

As renováveis em regime especial evitaram 2.050 milhões de euros de importações de combustíveis fósseis entre 2005 e 2010, resultando numa poupança de 720 milhões de euros em 2011⁵⁰. Entre 2011 e 2030, a PRE-FER permitirá evitar importações de combustíveis fósseis num total de 23.200 Milhões de euros⁵¹, o que resultará numa diminuição dos níveis de emissão de CO₂ o que por sua vez diminui a compra de licenças de CO₂.

Quanto à tarifa feed-in estas foram desenhadas para estimular o investimento em tecnologias emergentes. À medida que essas tecnologias se demonstram mais maduras, a tarifa deve sofrer uma diminuição até à sua completa retirada. É o que se tem verificado em Portugal, tem sido registada uma progressiva diminuição das tarifas, que reflecte a diminuição dos custos de investimento à medida que as tecnologias atingem novos níveis de maturidade. A diminuição dos custos de investimento e das tarifas para novos concursos também se faz repercutir nos custos incluídos na factura. Desta forma,

⁴⁶ In Eurostat Data, Renewable energy statistics 2005.

⁴⁷ In Estudo do impacto macroeconómico do sector das energias renováveis em Portugal, Deloitte, Dezembro 2009.

⁴⁸ A ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A. é uma empresa constituída em resposta na sequência do Concurso Público para Energia Eólica de 2005-2006, para instalar em Portugal o primeiro pólo industrial para produção de aerogeradores de última geração e desenvolver novos projectos de parques eólicos a partir da produção destas unidades industriais. A ENEOP ganhou a primeira e maior fase deste concurso, conseguindo os direitos para a instalação de 1200 MW de novos parques eólicos até 2013. Esta empresa é formada por cinco empresas líderes no sector das energias renováveis.

⁴⁹ APISOLAR – Associação Portuguesa da Indústria Solar é a única Associação Portuguesa que existe em prol da Defesa, Desenvolvimento e Promoção da Energia Solar Fotovoltaica e Térmica.

⁵⁰ In DGEG; BP; Roland Berger Strategy Consultants.

⁵¹ In DGEG; BP; Roland Berger Strategy Consultants.

os custos suportados pelo consumidor doméstico para o apoio a estas tecnologias limpas encontram-se a diminuir.

No impacto das importações, o peso destas de produtos energéticos no PIB ultrapassou os 6% em 2011, valor que só tinha sido atingido em 2008 com o aumento dos preços dos combustíveis fósseis. Quanto ao PIB nacional a contribuição directa do sector das energias renováveis foi de 1,100 milhões de euros em 2008; 1,720 milhões de euros em 2012 e será de 2,220 milhões de euros para 2015⁵².

Quanto à captação de investimento, temos um investimento total de 8,500 milhões de euros em potência instalada, dos quais, 69% do capital das empresas é estrangeiro, o que traduz numa atracção de investimento estrangeiro.

Quanto ao desenvolvimento regional, 2,5% da facturação eólica é paga aos municípios, 24 milhões de euros em 2012 e rendas de terrenos eólicos, 19 milhões de euros em 2012. Tivemos apoio social aos municípios através de reparação de estradas, colaboração com corpos de bombeiros e na melhoria da rede primária de incêndios (limpeza de faixa e acessos de cumeada), apoio a iniciativas culturais e escolares, acções de preservação e enriquecimento dos habitats locais.

Quanto a exportações tivemos 200 milhões de euros da fábrica da Enercon⁵³ em 2012. A EDP renovável sagra-se como a 3ª maior empresa de energias renováveis a nível mundial.

Só no primeiro mês de 2014, a produção de electricidade proveniente de fontes de energia renováveis correspondeu a 91% do consumo final de Janeiro em Portugal Continental⁵⁴ (em 2013 este valor tinha sido de 64%), valor mensal mais alto alguma vez registado. Em termos tecnologias, a hídrica contribuiu com mais de metade, 51% para o consumo de electricidade e a eólica regista o valor mais elevado de sempre com 35% do consumo nacional de electricidade. Outro grande ponto positivo do início do ano consiste no facto de Portugal estar a exportar mais electricidade para Espanha do que a importar.

De facto Portugal possui uma variedade de recursos renováveis que podem contribuir para nossa independência energética, para além disso, Portugal é tido como exemplo a nível internacional no aproveitamento das energias renováveis, sendo o 5º país da Europa com maior utilização de renováveis no consumo de energia final e o 2º país do mundo com maior utilização de energia eólica no consumo de electricidade.

As renováveis devem ser encaradas como uma política de carácter fulcral para o desenvolvimento do nosso país, e como um sector que contribui para economia, criação de emprego, qualidade ambiental e desenvolvimento regional

⁵² Estudo do Impacto Macroeconómico do Sector das Energias Renováveis em Portugal, Deloitte, Dezembro 2009.

⁵³ Uma das empresas líderes mundiais no sector da energia eólica, e líder no mercado alemão há muitos anos.

⁵⁴ Dados publicados pela REN (Redes Energéticas Nacionais).

5.2.2. Internacional

Os mercados das ER e política nesta área têm vindo a expandir de forma exponencial. Em 2010 houve um consumo final de energia de FER de 16,7%. Só a energia eólica e solar contribuíram com 40% e 30% de capacidade instalada renovável, seguido da hídrica, 25%. No final de 2011 a capacidade instalada das ER subiu de 8%, em comparação a 2010 e forneceu cerca de 20,3% da electricidade global.

A energia solar fotovoltaica evoluiu drasticamente de 2006-2011 com capacidade operacional a crescer 58% anualmente.

Na UE a ER cresceram, a energia solar 47% de capacidade instalada, assim como o consumo de ER, em 2010 o consumo de FER foi de 19,8% em comparação com 2009, que foi de 18,2%. A Alemanha continua a ser o líder na Europa e globalmente, mantendo-se como um dos utilizadores de topo de várias tecnologias de ER, nas áreas de aquecimento, electricidade e transportes. Em 2011 as renováveis neste país supriram 12,2% da demanda de energia, 20% do consumo de electricidade, 10,4% de aquecimento e 5,6% de transportes (excluindo o transporte aéreo).

As políticas de suporte às ER também aumentaram. Só em 2012, 65 países e 27 estados adoptaram a FIT como modelo de suporte.

A nível de desenvolvimento da tecnologia renovável, a maioria teve um crescimento continuado, tanto a nível de fabricação, venda e instalação em 2011. A energia solar fotovoltaica e a energia eólica *onshore* tiveram uma redução drástica nos preços, consequência do declínio dos custos económicos, avanços tecnológicos e também devido à redução da incerteza nas políticas de suporte às ER. A crise económica também teve impacto neste sector, contribuindo para o declínio de novos projectos. Houve também um impacto no emprego mas a nível global a percentagem de emprego continuou a crescer.

Também os países emergentes cresceram de forma drástica e como consequência a demanda pela energia também subiu. A China em 2011, conseguiu ser o país com maior capacidade instalada de energia renovável que qualquer outro país, 70 GW (excluindo a energia hídrica) e 282 GW de energia hídrica. A Índia subiu 4 GW de capacidade instalada de FER em 2011, devido a energia eólica, mas também biomassa e solar.

As energias eólica, solar, biomassa e geotérmica no Japão chegaram a 11.3 GW de capacidade instalada no final de 2011, sendo a solar a que mais contribuiu (cerca de 43%), e acentuar também adoptou uma política de FIT para algumas das suas ER.

Em África vários países aumentaram a sua capacidade em 2010, incluindo Marrocos, Namíbia, África do Sul, Tunísia e Zimbabué. No Médio Oriente, 13% das habitações na Jordânia e 72% das habitações na Palestina funcionam com energia solar térmica para aquecimento da água.

Estimativas demonstram que 5 milhões de pessoas a nível mundial trabalham no sector das ER, só na União Europeia temos 1.1 milhões no sector. Apesar do número de empregabilidade continuar a subir, alguns países tiveram uma descida no desenvolvimento devido à recessão e mudanças de política. O caso da Espanha por exemplo que de 2008 a 2010 sofreu com uma queda de 20,000 empregos. Os países emergentes também criaram emprego neste sector, a Índia criou 190,000 empregos no sector.

Como podemos constatar o desenvolvimento das ER, mesmo com a recessão económica, não parece estar a abrandar tão drasticamente, países como a Alemanha encontram-se na vanguarda do desenvolvimento de FER, e a China país emergente deusa conta da importância deste sector para a sua economia e para o bem-estar da sua população na medida em que consegue suprir a grande demanda de energia que tem, e não só desenvolveu uma política de ER no seu país como foi o líder em 2011 de capacidade instalada de FER.

6. Conclusão

Com esta tese tivemos a oportunidade de salientar o inegável contributo que as tarifas feed-in tiveram para o desenvolvimento das energias renováveis. Este modelo de apoio às FER oferece uma flexibilidade na sua aplicação que não existe em qualquer outro modelo, e é por isso que é aplicado na maioria dos países que querem desenvolver uma política de renováveis. As conclusões que retiramos deste trabalho são as seguintes:

- O modelo de FIT foi do que mais e melhores resultados teve, em comparação com outros modelos de apoio, como os concursos públicos, certificados verdes, *quota model*.
- Os modelos de *feed-in tariff* com mais sucesso incluem tipicamente três pontos essenciais (1) acesso garantido à rede; (2) contractos estáveis e de longa duração (15-25 anos); (3) preço de compra de acordo com os custos de produção das ER.
- O modelo de FIT só por si não é garantia de sucesso, ou a sua cópia integral de um país para outro. A sua flexibilidade permite outras variantes ao modelo tradicional, para se adaptarem a cada realidade, exemplo disso são os vários sistemas existentes no mundo, onde o nível de apoio, duração, revisão tarifária e a obrigatoriedade de compra diferem.
- Vimos que o nosso modelo de FIT contém uma particularidade em relação aos outros regimes de FIT, a fórmula de cálculo para estabelecer o nível de apoio aos produtores de FER, é calculada tem em conta não só os custos evitáveis, como os custos de produção de electricidade consoante as várias tecnologias de ER.
- Com o Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro, vimos que o objectivo será de minimizar a aplicação da FIT permitindo aos produtores de FER de venderem a energia no mercado convencional, em que o facilitador de mercado fica obrigado a comprar essa energia produzida pelos produtores em regime especial com regime remuneratório geral que pretendam vender-lhe essa energia, deixando o regime remuneratório garantido de ser a regra.
- Vimos que o DL n.º 35/2013 estabeleceu novos regimes remuneratórios alternativos, para toda a produção de FER (não hídrica), que passa ter a garantia tarifária mantida por um período adicional, findo o período inicial de 15 anos da tarifa feed-in.
- Analisamos que as tarifas degressivas, tarifas stepped, tarifas prémio, ajudam a colmatar e a otimizar a FIT.
- Com o modelo FIT espanhol, concluímos que as tarifas prémio são mais simples de aplicar que o regime geral de remuneração para os produtores de FER. Não seria necessário estabelecer uma nova entidade que teria que comprar essa energia, deixando esta às regras de mercado. Com o sistema de cap and bottom, as remunerações não seriam exageradas mas

sim ajustadas consoante o preço de mercado, salvaguardando os interesses dos consumidores de custos exagerados, e salvaguardando os produtores que terão sempre uma remuneração mínima se os preços forem demasiado baixos.

- Com o modelo FIT alemão, vimos que as tarifas degressivas são uma alternativa com a qual se pode controlar os lucros dos produtores de FER decorrentes de progressos tecnológicos. Também traz transparência do próprio modelo feed-in e na segurança do investimento ao fixar-se legalmente o valor das taxas degressivas os investidores sabem quais as alterações que a FER vai sofrer, tomando decisões de investimento mais ponderadas.
- Com as Orientações sobre os auxílios de estado para a protecção ambiental e energética:2014-2020 da Comissão Europeia, um novo regime remuneratório foi imposto para as ER, através de um sistema de licitação competitiva, em que os novos centros electroprodutores passarão a vender a sua energia num mercado competitivo e concorrencial. Não cremos que com esta medida a FIT irá desaparecer completamente visto que esta será usada pelos pequenos produtores, e pelos restantes se o sistema de licitação não trazer resultados positivos.
- A implementação da FIT noutros países para além da UE também indica que este sistema continuará a ser usado para desenvolver as ER.
- Por fim, concluimos que as energias renováveis são um sector fulcral para qualquer economia, na medida em que cria postos de trabalho, impulsiona a internacionalização de empresas do sector, capta investimento estrangeiro, permite a exportação de equipamentos e de serviços e prima pela segurança e independência energética nacional.

7. Abreviaturas

APISOLAR – Associação Portuguesa da Indústria Solar é a única Associação Portuguesa

Art – Artigo

Arts.- Artigos

CE – Comissão Europeia

CUR- Comercializador de Último Recurso

DL- Decreto-Lei

E.U.A- Estados Unidos da América

EGG- Erneuerbare-Energien-Gesetz

EDP SU – Energias de Portugal Serviço Universal

ERSE- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ER – Energias Renováveis

ENEOP- Eólicas de Portugal S.A.

FIT- Feed-In Tariff

FER – Fontes de Energia Renovável

GW- Gigawatt-hora

GEE – Gases de Efeito de Estufa

IPC - Índice de Preços do Consumidor

KWh- Quilowatt-hora

MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade

MW- Megawatt

MVA- Mega volte Ampere

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

OCDE- Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

Pág. - Página

Págs.- Páginas

PURPA- *Public Utility Regulatory Policies Act*

PIB- Produto Interno Bruto

PNAC- Programa Nacional para as Alterações Climáticas

RESP - Rede Eléctrica de Serviço Público

RPS - Renewables Portfolio standard

RD-*Real Decreto*

RCM- Resolução do Conselho de Ministros

SEN- Sistema Eléctrico Nacional

StrEG - Stromeinspeisungsgesetz

TWh- Terawatt-hora

UE- União Europeia

8. Bibliografia

Associação das Energias Renováveis. Estudo “Avaliação dos custos e Benefícios da electricidade de origem renovável”, http://www.apren.pt/fotos/editor2/newsletter/apren_estudovscorrigida.pdf.

BRITO, A.,NEVES, L. " The feed-in tariffs structure of renewable and cogeneration energy in Portugal", pág.1. <http://www.aedie.org/papers/101-brito.pdf>.

BAUMOL, W. J. & OATES, W. E. The use of standards and prices for protection of the environment. *The Swedish Journal of Economics*, 1971, 73, Págs. 42-54.

COUTURE, T., KREYCIK, K., WILLIAMS, E. A Policymaker’s Guide to Feed-in Tariff Policy Design, National Renewable Energy Laboratory, July 2010.

<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>.

COUTURE, T.; GAGNON, Y. (2010). “An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment,” *Energy Policy*, (38, 2); Págs. 955-965.

CHEVALIER, J., M. « Les grandes batailles de l’nergie », 2012, pág. 23.

CORY, K.; COUTURE, T.; KREYCIK, C. “Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions.” Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory Technical Report No. TP-6A2-45549, 2009. <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45549.pdf>

DGEG; BP; Roland Berger Strategy Consultants.

Deloitte , in "Estudo do impacto macroeconómico do sector das energias renováveis em Portugal", Dezembro 2009.

DB Climate Change Advisors. Get Fit Plus, De-Risking Clean Energy Business Models in a Developing Country Context. April 2011.

http://europa.eu/epc/pdf/workshop/background_get_fit_plus_final_040711_en.pdf.

DINICA, V. (2006). “Support Systems for the Diffusion of Renewable Energy Technologies— An Investor Perspective.” *Energy Policy*, (34, 4); Págs. 461–480.

FINON, D., & MENANTEAU (2008). The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewables. *Energy Studies Review*, 12(1), 53-83.

GONZALÉZ, P.(2008). Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy*, 36(8), 2917 – 2929.

HUBER, C., FABER, T., 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.

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), Págs.849-868.

HAAS, R., MEYER, N., HELD, A., FINON, D., LORENZONI, A., WISER, R., et al. Lawrence Berkeley National Laboratory, Promoting electricity from renewable energy sources – lessons learned from the EU, U.S. and Japan, (Paper LBNL-218E), 2008

<http://escholarship.org/uc/item/17k9d82p>

JOHANSSON, T., MCCORMICK, K., NEIJ, L., & TURKENBURG, W. The potentials of renewable energy. Conference for Renewable Energies, In Nature and Poverty, 2004.

<http://np-net>.

[pbworks.com/f/Johannson+et+al+\(2004\)+Potentials+for+renewable+energy+-+renewables+2004+background+paper.pdf](http://pbworks.com/f/Johannson+et+al+(2004)+Potentials+for+renewable+energy+-+renewables+2004+background+paper.pdf)

KEMA, Inc. (2008). California feed-in tariff design and policy options (CEC-300-2008-009D). <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). Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-in Cooperation.

KLEIN, A., MERKEL, E., PFLUGER, B., HELD, A., RAGWITZ, M., RESCH, G., BUSCH, S. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Evaluation of different feed-in tariff design options - Best practice paper for the International Feed-in Cooperation. Third edition. [file:///C:/Users/Nandez/Downloads/Best_practice_Paper_3rd_edition%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Nandez/Downloads/Best_practice_Paper_3rd_edition%20(1).pdf)

KLESSMANN, C., NABE, C., & BURGESS, 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.

LOVINFOSSÉ, I., VARONE, F. Renewable electricity policies in Europe: patterns of change in a liberalized market: Contribution of the tradable green certificates to the development of the renewable electricity in a liberalized market, 2002. Université Catholique de Louvain.

<http://sites.uclouvain.be/term/recherche/TRACTEBEL/WP1-AURAP.pdf>

MENDONÇA, M. FEED-IN TARIFFS, Accelerating the Deployment of Renewable Energy, 2013. World Future Council. London: Earthscan, págs. 43, 101.

PLMJ in “Direito da Energia & Recursos Naturais”, Janeiro 2014, pps.2-3.

http://www.plmj.com/xms/files/newsletters/2014/Janeiro/ENERGIAS_RENOVAVEIS.

MEYER, N. European schemes for promoting renewables in liberalized markets. Energy, 2003.

policy, 31(7), págs. 665-676.

RAGWITZ, M., HUBER, C. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison.

http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/english/pdf/application/pdf/langfassung_einspeisesysteme_en.pdf

RAGWITZ, M., HELD, A., RESCH, G., FABER, T., HUBER, C., & HAAS, R. Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU member states.

http://www.feedincooperation.org/images/files/final%20report%20bmu_mon_res_eu.pdf

Renewables 2005 Global Status Report, pág. 6.
<http://www.worldwatch.org/system/files/ren21-2.pdf>.

Renewables 2012 Status Report.

http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf

Revista Electrónica de Direito Público, “Energias Renováveis em Portugal: evolução e perspectivas”. Número1, Janeiro de 2014. <http://e-publica.pt/energiasrenovaveisportugal.html>.

RICKERSON et al., 2007, in IEA 2008

SÁ DA COSTA, A. V Conferência Anual da RELOP Energias Renováveis em Portugal, 1 Junho 2012, Associação de Energias Renováveis.
http://www.relop.org/eventos/Documents/V_Conferencia/Antonio%20S%C3%A1%20da%20Costa_APREN_01062012.pdf

SÖDERHOLM, P. (2008). Harmonization of renewable electricity feed-in laws: A comment. Energy Policy, 36(3), págs. 946-953.

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.

<http://www.wind-works.org/FeedLaws/SawinWorldWatchTBP03-policies.pdf>.

TAVARES DA SILVA, S. “Direito da Energia”, 1ª Edição, pág. 115.

Tracking Clean Energy Progress 2013, IEA Input to Clean Energy Ministerial, pág. 24.
http://www.iea.org/publications/TCEP_web.pdf.

8.1. Sites

<http://www.erneuerbare-energien.de/en/>.

<http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>.

<http://ren21.net/REN21Activities/IRECs/Renewables2004.aspx>.

<http://www.energiaportugal.pt/pt/energia-em-portugal>.

<http://www.eco.edp.pt/pt/particulares/conhecer/o-que-e-a-eficiencia-energetica/em-portugal/iniciativas-nacionais>.

http://www.energiasrenovaveis.com/BibliotecaListagem.asp?ID_BBconteudos=36&ID_area=21&ID_BBarea=8.

<http://www.energon.com/>.

<http://www.apisolar.pt/>.

<http://www.apren.pt/>.

<http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosabermais/comosaocalculadasatarifa sdeelectricidade/Paginas/default.aspx>

<http://www.eneop.pt/>.

8.2. Legislação e Documentação Europeia

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]. (2009). Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis

que altera e subseqüentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE, de 23 de Abril de 2009. Jornal Oficial da União Europeia. L 140/16.

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. 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. http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf

Comissão Europeia [CE]. (2006). Livro Verde: Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura. COM(2006) 105 final.

Bruxelas: Comissão Europeia.

Communication from the Commission. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020.

Brussels: European Commission.

http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/eeag_en.pdf.

Eurostat. (2009). Panorama of energy – Energy statistics to support EU policies and solutions.

Brussels: Eurostat.

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-GH-09-001/EN/KS-GH-09-001-EN.PDF

Eurostat Data, Renewable energy statistics 2005.

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-07-001/EN/KS-PC-07-001-EN.PDF.

Protocolo de Quioto. <https://infoeuropa.euroid.pt/>

8.3. 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. Nº300.
- 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.
- Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 10 de Setembro de 2008. Diário da República, Suplemento, Série I. Nº 194.
- Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro de 2013. Diário da República, Série I. Nº 42.
- 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.

8.4. 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.

8.5. Legislação Alemã

- Erneuerbare Energien Gesetz, 2004. [Renewable Energy Sources Act - EEG].
- Bundesgesetzblatt [Federal Law Gazette]. 31 of July 2004 I Nº40.

