



Renewable Energy Policy Action Paving  
the Way towards 2020

## **Roteiro Nacional das Energias Renováveis**

### **Aplicação da Directiva 2009/28/CE**

**- Versão Final -**

12 de Março de 2010

Documento preparado por:



Coordenador do projecto REPAP2020:



Projecto REPAP 2020 financiado por:



The sole responsibility for the content of this document lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Communities. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information contained therein.

## Índice

---

1.	Sumário Executivo.....	8
2.	Enquadramento.....	17
3.	Situação de Referência.....	22
3.1.	Situação de referência do sector Eléctrico.....	25
3.2.	Situação de referência do sector do A&A.....	32
3.3.	Situação de referência do sector dos Transportes.....	35
4.	Metas e Trajectórias.....	37
4.1.	Previsão dos consumos de energia final até 2020 para cada sector da Directiva.....	37
4.2.	Contribuição das Renováveis para o consumo de Energia Eléctrica.....	42
4.3.	Contribuição das Renováveis para o consumo de Energia para A&A.....	50
4.4.	Contribuição das Renováveis para o consumo de Energia nos Transportes.....	53
4.5.	Metas e Trajectórias Globais de Energias Renováveis.....	56
4.6.	Comparação das metas e trajectórias propostas com as previstas pelo Governo Português.....	58
5.	Medidas para atingir as metas propostas.....	68
5.1.	Medidas gerais para o sector da Electricidade.....	68
5.1.1.	Medidas específicas das tecnologias de produção de Electricidade.....	76
	Eólica.....	76
	Hídrica.....	80
	Solar.....	81
	Ondas.....	84
	Biomassa.....	87
	Geotermia.....	93
5.2.	Medidas gerais para o sector do Aquecimento e Arrefecimento.....	95
5.2.1.	Medidas específicas das tecnologias de produção de A&A.....	97
	Solar.....	97

Biomassa .....	100
Geotermia .....	102
5.3. Medidas para o sector dos Transportes.....	103
6. Referências.....	111

## Índice de Gráficos

---

Gráfico 1 - Quota de energias renováveis no consumo interno bruto de energia em Portugal (1996-2007). Fonte: Eurostat. ....	9
Gráfico 2 - Quota de electricidade gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de electricidade em Portugal (2010-2020). ....	10
Gráfico 3 - Quota de energia para A&A gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de energia para A&A em Portugal (2010-2020). ....	11
Gráfico 4 - Quota de energia gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de energia nos transportes em Portugal (2010-2020). ....	12
Gráfico 5 - Trajectória das quotas de incorporação de FER nos diferentes sectores e da quota global de FER para Portugal (2010-2020). ....	13
Gráfico 6 – Comparação da previsão do Governo e da APREN das quotas sectoriais e global de energia de FER para Portugal em 2010, 2015 e 2020. ....	14
Gráfico 7 – Consumo de Energia Final em Portugal (1990-2008). Fonte: Balanços Energéticos DGEG. ....	22
Gráfico 8 – Consumo de energia final por sector económico em Portugal (1990-2008). Fonte: Balanços Energéticos DGEG. ....	23
Gráfico 9 – Contribuição de FER no consumo de Energia Final por sector da Directiva em Portugal (1990-2008). Fonte: Balanços Energéticos DGEG. ....	23
Gráfico 10 – Quota de energias renováveis no consumo interno bruto de energia em Portugal (1996-2007). Fonte: Eurostat. ....	24
Gráfico 11 – Produção de energia eléctrica em Portugal (1999-2009). Fontes: REN, DGEG, EDA, EEM. ....	25
Gráfico 12 - Potência instalada por tecnologia de produção de energia eléctrica renovável em Portugal (1995-2008). Fonte: DGEG. ....	28
Gráfico 13 - Produção de electricidade de origem renovável em Portugal com e sem correcção de hidraulicidade (1999-2009). Fontes: REN, DGEG, EDA, EEM. ....	29
Gráfico 14 - Quota de energias renováveis na produção de energia eléctrica por tecnologia em Portugal com correcção de hidraulicidade. Fontes: REN, DGEG, EDA, EEM. ....	30
Gráfico 15 – Registos Efectuados no site renováveis na hora para a microprodução de electricidade no Regime Bonificado. Fonte: <a href="http://www.renovaveisnahaora.pt">www.renovaveisnahaora.pt</a> . ....	31

Gráfico 16 – Diferença entre os registos de potência iniciais e a potência instalada para a qual foi feita um pedido de inspecção. Fonte: <a href="http://www.renovaveisnagora.pt">www.renovaveisnagora.pt</a> .....	32
Gráfico 17 – Área total acumulada de painéis solares térmicos instalados em Portugal (2002-2009). Fonte: ADENE.....	33
Gráfico 18 - Consumo final de energia da biomassa para A&A em Portugal no sector doméstico e industrial (1990-2008). Fonte: Balanços DGEG.....	34
Gráfico 19 – Percentagem de incorporação de biocombustíveis em Portugal no sector dos transportes (2003-2008). Fonte: Relatórios nacionais relativos à promoção da utilização de biocombustíveis ou de outros combustíveis renováveis nos transportes em Portugal - Directiva 2003/30/CE – DGEG.....	36
Gráfico 20 - Consumo de energia final em Portugal por sector da Directiva (1990-2020).....	42
Gráfico 21 - Quota de electricidade gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de electricidade em Portugal (2010-2020).....	47
Gráfico 22 – Contribuição do saldo Importador, da Térmica total e da Renovável total para o consumo de energia eléctrica em Portugal (1999-2020).....	48
Gráfico 23 – Contribuição do Saldo Importador e das várias tecnologias de térmicas fósseis e renováveis para o consumo de energia eléctrica em Portugal (1999-2020).....	50
Gráfico 24 - Quota de energia para A&A gerada por cada tecnologia de FER em Portugal (2010-2020).....	53
Gráfico 25 - Quota de energia gerada por cada tecnologia de FER no consumo total de energia nos transportes em Portugal (2010-2020).....	56
Gráfico 26 - Trajectória das quotas de incorporação de FER nos diferentes sectores e da quota global de FER para Portugal (2010-2020).....	57
Gráfico 27 – Comparação da previsão do Governo e da APREN do consumo final bruto de energia final para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	59
Gráficos 28 – Comparação das previsões do Governo e da APREN da capacidade instalada de FER para a produção de energia eléctrica por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	62
Gráfico 29 - Comparação da previsão do Governo e da APREN da produção bruta de electricidade de FER por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	63
Gráfico 30 - Comparação da previsão do Governo e da APREN do consumo de energia de FER para A&A por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	64

Gráfico 31 - Comparação da previsão do Governo e da APREN do consumo de energia de FER para os transportes por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020. .... 66

Gráfico 32 – Comparação da previsão do Governo e da APREN das quotas sectoriais e global de energia de FER para Portugal em 2010, 2015 e 2020. .... 67

Gráfico 33 – Esquema do fluxo de certificados e de combustível. Fonte: Galp..... 106

Gráfico 34 – Comparação do sistema de taxaçaõ actual com o proposto que se baseia na pegada carbónica de cada produto. Fonte: Galp..... 108

Gráfico 35 – Proposta de novo sistema de taxas sobre combustíveis. Base de motores a diesel. Fonte: Galp. .... 108

Gráfico 36 – Proposta de novo sistema de taxas sobre combustíveis. Base de motores a gasolina. Fonte: Galp..... 109

## Índice de Tabelas

---

Nota: As tabelas cujo título é precedido por um asterisco (\*) são as solicitadas no “REPAP 2020 Template for the national RES industry roadmaps”. Adoptou-se esta notação para que fossem mais facilmente identificadas.

Tabela 1 – Tarifas médias indicativas para produção de electricidade de fontes renováveis segundo o Decreto-Lei 225/2007. Fonte: DGEG. ....	26
Tabela 2 – Tendências do mercado português de combustíveis para transportes. Fonte: DGEG, Wood Mackenzie.....	35
Tabela 3 - Consumo de electricidade em Portugal no cenário BAU (2010-2020).....	38
Tabela 4 - Taxas de crescimento a 5 anos do consumo de energia final em Portugal por sector económico (2000-2020) .....	38
Tabela 5 - Consumo total de energia final para A&A em Portugal por sector económico no cenário BAU (2010-2020). ....	39
Tabela 6 - Consumo total de energia final nos transportes em Portugal no cenário BAU (2010-2020). ....	39
Tabela 7 - Consumo de electricidade em Portugal nos transportes rodoviários segundo as previsões do Governo (2010-2020).....	40
* Tabela 8 - Cálculo do consumo final bruto de energia por sector da Directiva em Portugal contabilizando o efeito da mobilidade eléctrica e das medidas de eficiência energética (2010-2020). ....	40
* Tabela 9 - Capacidade Instalada de cada tecnologia de FER para produção de energia eléctrica em Portugal (2010-2020).....	44
Tabela 10 - Horas equivalentes consideradas para cada tecnologia de produção de electricidade a partir de FER (2010-2020).....	45
* Tabela 11 - Produção bruta de electricidade a partir de FER em Portugal (2010-2020). ....	46
* Tabela 12 - Contribuição da energia geotérmica, solar e da biomassa para a produção de energia para A&A em Portugal (2010-2020).....	52
* Tabela 13 – Contribuição de biocombustíveis e da mobilidade eléctrica renovável para o consumo de energia no sector dos transportes (2010-2020).....	54
Tabela 14 – Cálculo da contribuição das várias FER para o consumo total de energia nos transportes em Portugal considerando as bonificações previstas na Directiva (2010-2020). ...	55
* Tabela 15 – Contribuição sectorial da energia produzida a partir de FER para o consumo de energia final em Portugal (2010-2020). ....	56

* Tabela 16 – Trajectória das quotas de incorporação de FER nos diferentes sectores e da quota global de FER para Portugal (2010-2020) .....	57
Tabela 17 – Previsão do Governo do consumo final bruto de energia final para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	59
Tabela 18 – Previsão do Governo da capacidade instalada de tecnologias de produção de electricidade a partir de FER em Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	60
Tabela 19 – Previsão do Governo da produção bruta de electricidade a partir de FER em Portugal em 2010, 2015 e 2020. ....	60
Tabela 20 – Previsão do Governo da contribuição de cada FER para o consumo de energia final no sector de A&A para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	64
Tabela 21 – Previsão do Governo da contribuição de cada FER para o consumo de energia final no sector dos transportes para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	65
Tabela 22 – Previsão do Governo da contribuição de FER para cada sector da Directiva para Portugal em 2010, 2015 e 2020. ....	66
Tabela 23 – Previsão do governo das quotas sectoriais e global de energia proveniente de FER para Portugal em 2010, 2015 e 2020.....	66
Tabela 24 - Previsão do impacto da implementação das medidas propostas no programa para o aumento da produção florestal de energia. Fonte: grupo Portucel Soporcel. ....	91

## 1. Sumário Executivo

---

Este documento foi desenvolvido pela APREN no âmbito do projecto europeu REPAP 2020, tendo por objectivo constituir um instrumento técnico de apoio à elaboração do Plano Nacional das Energias Renováveis imposto pela Directiva 2009/28/CE. Esta nova Directiva das Energias Renováveis define uma meta de 31% de incorporação de energia de Fontes de Energia Renováveis (FER) no consumo de energia final em Portugal, além de uma meta de 10% de energias renováveis nos transportes; esta última comum a todos os Estados Membros.

Em termos de situação de referência verifica-se que o consumo total de energia final em Portugal aumentou 66% de 1990 a 2008, de 10.915 ktep para 17.508 ktep. A partir de 2004 o consumo estagnou, tendo mesmo chegado a diminuir em 2007. O maior aumento percentual verificado foi o da energia eléctrica (118%), seguido do consumo de energia no sector dos transportes (91%) e por fim do consumo de energia para Aquecimento e Arrefecimento (A&A) (30%). O consumo de energia para os transportes tem-se aproximado do consumo para A&A, sendo que em 2008 ambos os consumos foram praticamente equivalentes.

O sector da electricidade foi o que revelou maior penetração e aumento em matéria de incorporação de FER na geração de energia. Enquanto a produção de electricidade de origem fóssil se tem mantido próxima dos 30 TWh, compensando anos com maior ou menor produção hídrica, a electricidade de origem renovável praticamente duplicou nos últimos 10 anos. O maior incentivo para este crescimento foi o estabelecimento das *feed-in-tariffs* a partir de 1999.

Na produção descentralizada de electricidade renovável o Programa Renováveis na Hora tem impulsionado a microgeração, apesar de necessitar de revisões processuais, algumas delas já em curso. Em 2009 40,7% da electricidade consumida foi a partir de FER (considerando a correcção de hidraulicidade) o que permite olhar com optimismo para a meta de 45% de electricidade renovável em 2010 incluída nas novas metas de 2007 aprovadas pela Resolução de Conselho de Ministros nº 1/2008. No entanto, este valor apenas poderá ser alcançado se 2010 continuar com a tendência de ano húmido e caso se continue a verificar um abrandamento do consumo de electricidade.

A produção de energia para Aquecimento e Arrefecimento (A&A) a partir de FER tem-se mantido praticamente constante até 2008. A energia solar térmica tem aumentado nos últimos anos, especialmente em 2009, graças à implementação da Medida Solar Térmico e às obrigações previstas no recente Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios. Actualmente estão instalados mais de 600.000 m<sup>2</sup> de painéis, 250.000 dos quais em 2009.

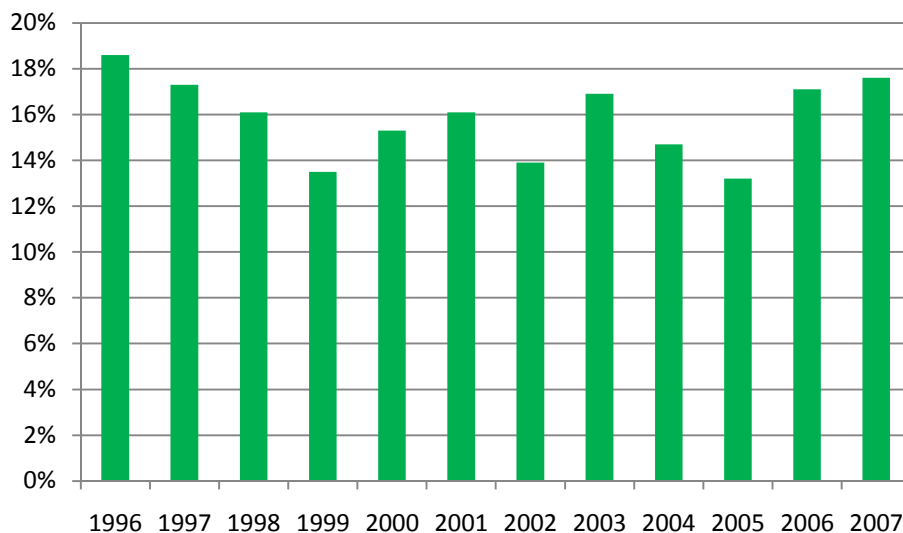
Relativamente à utilização de biomassa para produção de energia para A&A os únicos sectores com expressão são o doméstico e a indústria. Apesar de ser o que tem maior significado, o consumo de biomassa no sector doméstico diminuiu 10% de 1990 a 2008, enquanto no sector industrial o consumo aumentou 30% no mesmo período. É importante referir que a maioria do consumo de energia para A&A produzida a partir de biomassa no sector da indústria provém da cogeração, nomeadamente 91% em 2007. A utilização de biomassa para A&A goza de

alguns incentivos, tais como medidas próprias para PME's e incentivos associados à microgeração, sem que os mesmos sejam significativos.

No sector dos transportes, a contribuição de FER é ainda muito pouco significativa. Foi publicada a meta de 5,75% para 2010 para a colocação no mercado de biocombustíveis e outros combustíveis renováveis no domínio dos transportes. No entanto, o Governo (2004-2009) definiu para o mesmo ano uma meta mais ambiciosa de 10%, para a penetração dos biocombustíveis no sector dos transportes. Tendo em conta os baixos resultados de incorporação de biocombustíveis rodoviários no ano de 2008 (1,91%), foi decretada a incorporação obrigatória no gasóleo rodoviário de 6% de biodiesel FAME (Fatty Acid Methyl Ester), em volume, para o ano de 2009, e 10% para 2010. Estas obrigações irão alterar o panorama pelo menos para os anos de 2009 e 2010 aos quais diz respeito, mas enquanto a norma EN 590 não for alterada não se ultrapassará uma incorporação de 5,5% de biocombustíveis.

Segundo o Eurostat, a quota de energias renováveis no consumo interno bruto de energia em Portugal (1996-2007) variou entre um máximo de 18,6% em 1996 e um mínimo de 13,2% em 2005. A Directiva considera que em 2005 este valor foi de 20,5% o que em parte é explicado pelas diferenças na metodologia aplicada, mas este dado permite suspeitar que o valor real seja inferior ao estipulado na Directiva. Este facto coloca uma dificuldade acrescida a Portugal pois além do objectivo já de si ambicioso de atingir uma quota de 31% de FER no consumo final de energia, parte de um valor mais baixo do que o referido na Directiva.

**Gráfico 1 - Quota de energias renováveis no consumo interno bruto de energia em Portugal (1996-2007). Fonte: Eurostat.**



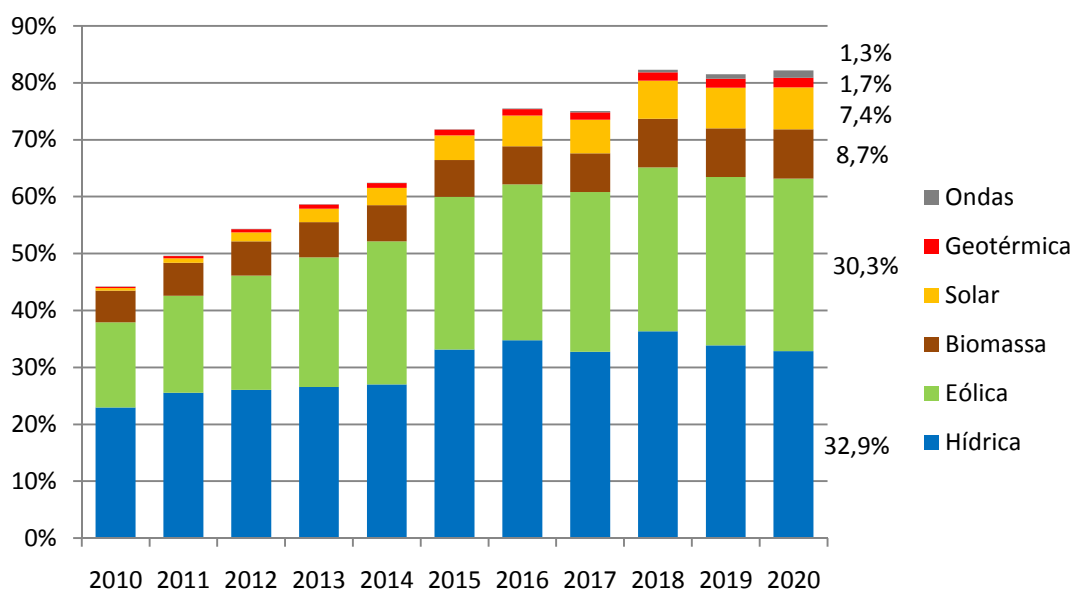
As previsões do consumo de energia final apontam para um crescimento mais suave em todos os sectores. No entanto, um aspecto que importa ressaltar é que, mesmo considerando a aplicação das medidas de eficiência energética previstas no Programa Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), assiste-se a um aumento do consumo entre 2010 e 2020. Daqui se conclui que é necessário um esforço muito maior de investimento na eficiência energética para se cumprir com a meta de 1% de poupança de energia por ano até 2016

estabelecida pela Directiva 2006/32/CE relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. Da mesma forma não é cumprido o compromisso de diminuir o consumo de electricidade 3% em 2012 e 10% em 2015 proposto no Programa do actual Governo.

A evolução prevista da contribuição de FER para a produção de electricidade permite prever que se atinja uma percentagem de 82% de electricidade renovável em 2020, 33% proveniente da energia hídrica e 30% da eólica. Nesse ano, a electricidade proveniente de centrais térmicas clássicas corresponderá apenas a 13% do consumo, pouco mais de 6 TWh. Isso significa que, caso entrem em operação todas as centrais a ciclo combinado previstas, a capacidade instalada de centrais térmicas em 2020 excederá as necessidades previstas, mesmo tendo em consideração o papel importante deste tipo de centrais na gestão do sistema eléctrico nacional. Esta constatação cria uma necessidade de clarificação da estratégia energética nacional para o sector da electricidade pois neste momento os investimentos e as metas em cima da mesa parecem ser contraditórios.

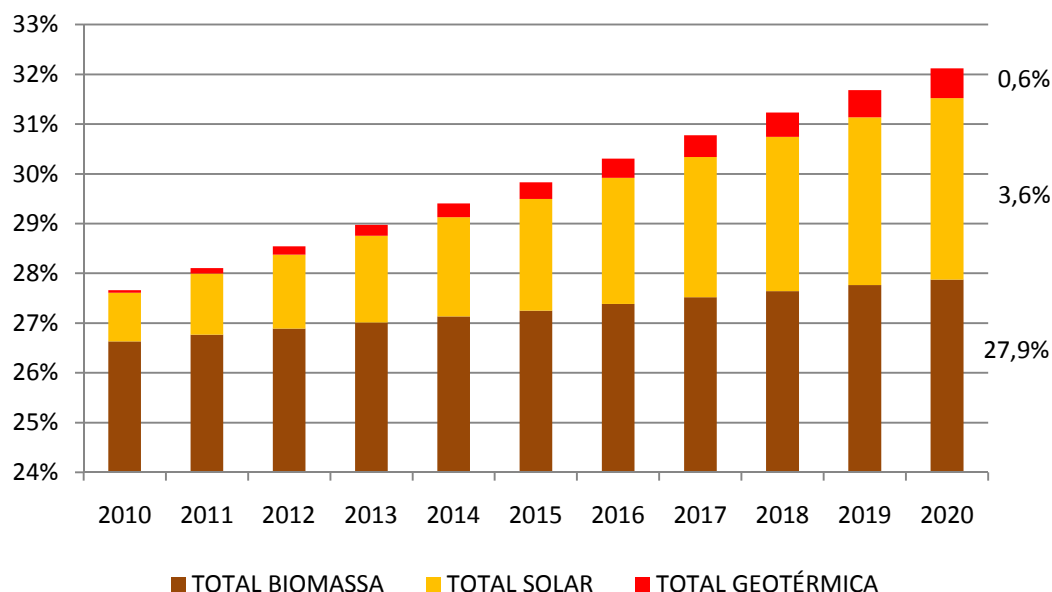
A maior penetração de renováveis na produção de electricidade coloca ainda outras questões nomeadamente as de saber como será feita a transição da energia eólica para condições de mercado e quais os impactos que os 82% de electricidade renovável irão provocar no saldo exportador Português. O custo a que estas trocas serão feitas também é essencial para avaliar a melhor forma de gerir a capacidade de sobreprodução que se verificará em 2020, principalmente nas horas de vazio e supervazio, e a sustentabilidade financeira do sistema energético português. É, portanto, essencial que seja feito um planeamento estratégico global para o sector energético na próxima década, e que ele resulte numa política clara e firme que preveja a gestão das consequências associadas, nomeadamente no que diz respeito à capacidade excedente que se prevê para 2020.

**Gráfico 2 - Quota de electricidade gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de electricidade em Portugal (2010-2020).**



A incorporação de FER no consumo de energia para A&A permitirá evoluir de uma quota de 28% em 2010 para 31,5% em 2020. A maior contribuição vem da biomassa, na qual se destaca uma verba específica para o consumo de pellets. Contudo, o maior crescimento deverá registar-se ao nível da energia solar devido à instalação generalizada de painéis solares para Águas Quentes Sanitárias (AQS) e para produção de vapor de processo na indústria.

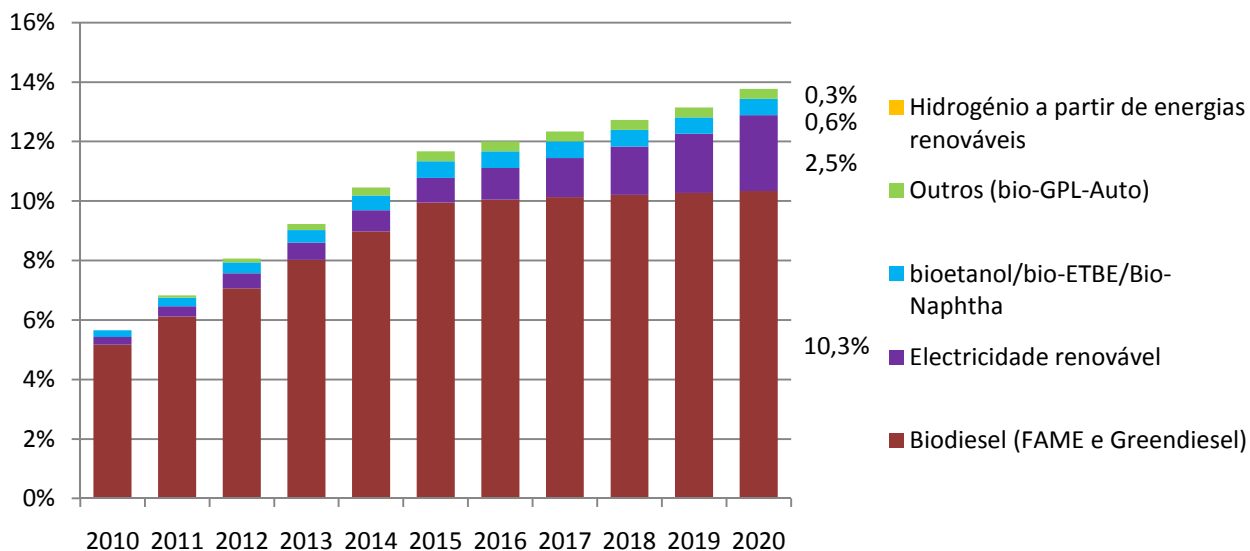
**Gráfico 3 - Quota de energia para A&A gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de energia para A&A em Portugal (2010-2020).**



O cenário de evolução de incorporação de FER nos transportes indica que será possível ultrapassar a meta específica de 10% do sector dos transportes para 2020, chegando aos 13,7%, apesar de em 2010 não se cumprir com a meta de 10%. O impacto da mobilidade eléctrica no sector dos transportes será sempre reduzido, no curto/médio prazo, exigindo um esforço adicional no incentivo à introdução de biocombustíveis, em especial de 2ª Geração.

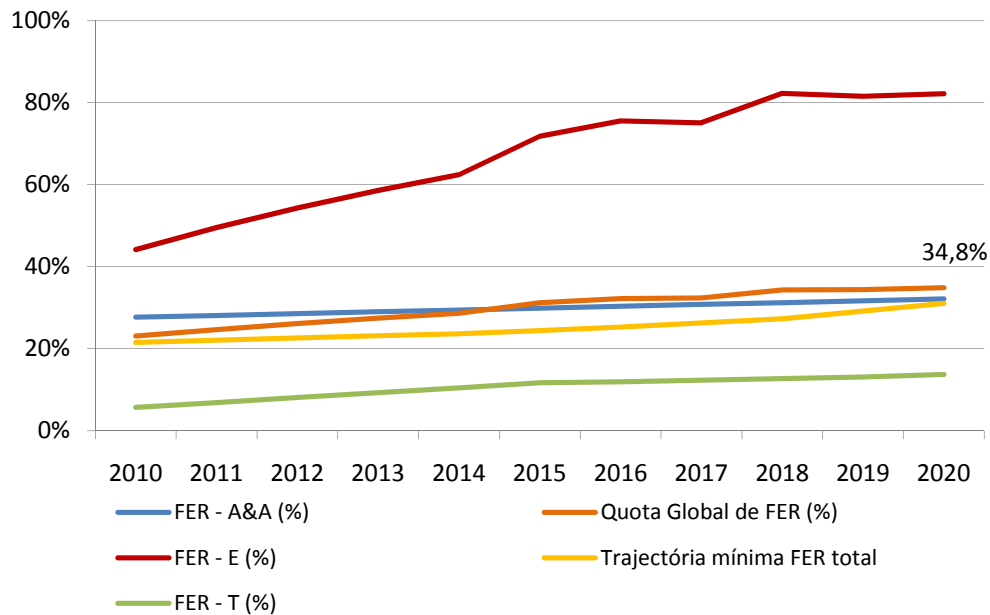
É importante salientar o facto de a implementação deste cenário implicar alterações subsequentes a nível da legislação do sector, bem como nos mecanismos de fiscalização de introduções e no esquema de incentivos à produção.

**Gráfico 4 - Quota de energia gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de energia nos transportes em Portugal (2010-2020).**



Em termos globais conclui-se que, para o cenário apresentado, a meta nacional de 31% de incorporação de FER no consumo total de energia final em Portugal poderá ser ultrapassada, chegando a 34,8% em 2020. A quota de FER na electricidade será, de longe, a mais elevada, atingindo os 82% em 2020. A elevada percentagem de electricidade renovável compensa a quota de FER nos transportes que, apesar de ser superior à exigida pela Comissão (10%) é muito inferior ao objectivo global de 31%. Por fim a quota de FER em A&A sobe praticamente de forma linear, mantendo-se na mesma ordem de valores que a quota global.

**Gráfico 5 - Trajectória das quotas de incorporação de FER nos diferentes sectores e da quota global de FER para Portugal (2010-2020).**

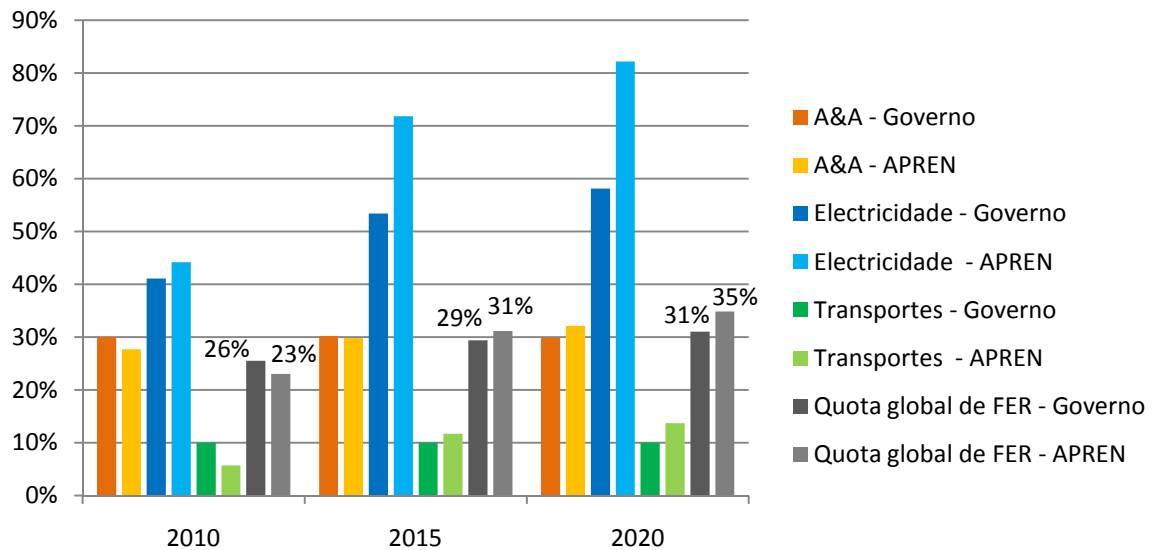


O facto de se prever que Portugal poderá ficar 4 pontos percentuais acima da sua meta obrigatória indica que se poderiam encetar negociações com outros Estados Membros para aproveitar os mecanismos de flexibilidade previstos na Directiva, com o benefício financeiro para o País que tal procedimento implica.

Como curiosidade, refere-se também que os cálculos efectuados para um cenário mais optimista apresentados nos Anexos, conduziram a uma meta global de 39,3%, dividida em 82% para a electricidade (não foram consideradas alterações para este sector), 42% para A&A e 18% para os transportes.

Nas previsões apresentadas pelo Governo no documento de previsão entregue à Comissão em Dezembro de 2009, verifica-se que foi mantida a meta mínima de 31%. A maior diferença relativamente às previsões da APREN regista-se na quota de FER no consumo de energia eléctrica. Tendo em conta que a produção de energia eléctrica renovável prevista pela APREN e pelo Governo não é muito diferente, esta discrepância explica-se porque a previsão do consumo de energia eléctrica da APREN (56.450 GWh) é muito menor que a do Governo (73.944 GWh) e portanto o peso das FER aumenta proporcionalmente. De resto, existe também uma pequena diferença na quota do sector dos transportes, mais optimista no cenário da APREN.

**Gráfico 6 – Comparação da previsão do Governo e da APREN das quotas sectoriais e global de energia de FER para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**



Admitindo-se como certo que o Governo continue com o investimento nas energias renováveis, é importante ter em consideração que os actuais objectivos são ambiciosos e que, caso as boas intenções políticas não sejam acompanhadas pela implementação de várias medidas de apoio em todos os sectores, Portugal poderá não cumprir nem com as metas que impôs a si próprio, nem com as metas ditadas pela Directiva. É por isso que, tão importante como definir as metas, é crucial a identificação e implementação de medidas necessárias à concretização dos objectivos e que dêem à indústria, investidores, promotores e consumidores a confiança e os benefícios que justifiquem uma aposta nas energias renováveis.

No que respeita às medidas de promoção de projectos de FER destacam-se no sector da electricidade as que contornam as barreiras do processo de licenciamento principalmente a agilização dos mecanismos de compatibilização com Instrumentos de Gestão do Território, a implementação de um balcão único, a alteração do modo de funcionamento das Comissões de Avaliação Ambiental e a modificação das regras de atribuição de novas potências. Também é importante que se efectue a actualização da tarifa conforme preconizado na lei, bem como se volte a instituir a actualização desta com a inflação.

Relativamente a medidas específicas em matéria de tecnologia, é necessário prever um esquema de entrada no mercado das eólicas e repensar a remuneração do sobre equipamento, assim como a instalação nos parques eólicos de equipamentos adicionais de comunicações.

Para as tecnologias *offshore* é fundamental uma campanha de caracterização dos recursos eólicos e das ondas, e a abertura de uma linha de financiamento específica para estas tecnologias menos maduras. Especificamente para a energia das ondas, é crucial que se desbloqueie a situação da zona piloto.

A energia solar necessita principalmente que se aproveite melhor o recurso existente através de uma forte aposta em grandes centrais fotovoltaicas, termoeléctricas e na mini geração, ou

seja, em instalações associadas a consumidores (indústria, serviços, equipamentos sociais ou residenciais); e do desenvolvimento de processos céleres e independentes de licenciamento. Seria também interessante associar medidas de eficiência energética à tarifa dos miniprodutores.

O sector da biomassa tem revelado um crescimento gradual, sendo de prever uma forte explosão, nomeadamente ao nível de fontes de menor dimensão como os CdR, o biogás e as lamas de ETAR. A biomassa residual florestal, necessita de especial atenção devido à escassez do recurso que já se está a sentir, e que só piorará no futuro, caso não sejam implementadas medidas para o aumento da disponibilidade deste recurso. De entre estas medidas destacam-se a implementação de programas de incentivos para limpeza de florestas, culturas energéticas e de tecnologias de gestão florestal. Atendendo à escassez do recurso, à necessidade de avaliação da exequibilidade técnica e ao facto da produção de energia eléctrica com recurso a centrais de carvão ter tendência a ser cada vez menor para o horizonte temporal em análise, considera-se que a proposta de co-combustão de biomassa em centrais a carvão deve ser rejeitada e deve ser feita uma reavaliação de forma a concluir, numa lógica custo benefício, qual será a melhor forma de aproveitamento da biomassa. É também urgente a promoção de uma discussão a nível europeu sobre as diferenças dos sistemas tarifários de forma a eliminar as distorções artificiais nos mercados.

O desenvolvimento da energia geotérmica para produção de electricidade está dependente da promoção de uma campanha de determinação do gradiente geotérmico em Portugal Continental, da definição de um quadro regulamentar relativo à atribuição de novas potências e à tarifa garantida, e da criação de um seguro específico para partilha de risco.

No que toca à revisão de tarifas específicas por tecnologia propõe-se a publicação de uma tarifa específica para a eólica *offshore*, o aumento do período garantido da tarifa para todas as tecnologias de energia solar, com uma consequente diminuição do valor por MWh, a revisão da tarifa da energia das ondas e a publicação de uma tarifa para aproveitamentos geotérmicos, especificamente para Sistemas Geotérmicos Estimulados, nas mesmas condições que as outras renováveis.

Para o sector de A&A as medidas de formação e informação dos vários públicos-alvo ganham especial importância, assim como a obrigatoriedade de realização de um estudo de viabilidade de implementação de uma rede de climatização ou de outras propostas de soluções globais de A&A para todas as novas urbanizações, que maximizem a utilização combinada de FER, estimulando situações de climatização ambiente de edifícios ou *district heating* utilizando conjugações de FER.

Para a energia solar térmica é necessária uma evolução nos incentivos da Medida Solar Térmico, começando a distinguir a maior ou menor qualidade dos equipamentos, mediante a indexação dos incentivos atribuídos à energia efectivamente fornecida e não à área de captação ou tipo de sistema. Será ainda fundamental prever-se a incorporação de outras FER como a biomassa e a geotermia e prever incentivos específicos para a indústria hoteleira, assim como alargar os incentivos ao sector industrial.

A medida indispensável para promoção do uso da biomassa para A&A é a diminuição do IVA a que esta está sujeita para a taxa mínima de 5%. Além disso é também necessária a promoção de uma indústria nacional de queimadores de pellets assim como melhorar os incentivos para a cogeração renovável, como seja o aumento da tarifa da electricidade produzida e a introdução de uma tarifa garantida para o calor também gerado.

A geotermia para produção de energia para A&A carece de medidas e políticas no que diz respeito a campanhas de informação ao consumidor, uma campanha de estudo do recurso e disponibilização de incentivos específicos.

Finalmente o sector dos transportes necessita de medidas ao nível do sistema de certificação da sustentabilidade dos biocombustíveis e da fiscalização e certificação da incorporação dos mesmos no mercado através da criação de uma Entidade Certificadora Nacional acreditada pela DGEG e tendo como sócios os *stakeholders* do sector (produtores de biodiesel e distribuidores de produtos petrolíferos).

É essencial legislar a obrigação de introdução de determinada quota de biocombustíveis rodoviários de forma clara para o médio-longo prazo, prevendo-se penalidades para casos de incumprimento, assim como um sistema de fiscalização adequado e efectivo.

Propõe-se ainda a reestruturação do cálculo do ISP incluindo um componente relativo à utilização de energia para o transporte (Taxa de Energia) e um componente relativo à pegada carbónica de cada combustível fóssil e bio (Taxa de Carbono) resultando em taxas iguais às actuais assim permitindo diferenciar e promover os biocombustíveis da alternativa fóssil, de acordo com o impacto ambiental real dessas introduções e para que o Estado tenha um ganho exactamente igual na redução de emissões.

Devem ser criadas medidas de apoio à utilização de biocombustíveis mais avançados através de linhas de apoio ao investimento e I&D e bonificações ao nível dos certificados de introdução ao consumo.

Por fim, revela-se essencial a adopção de medidas destinadas à promoção de alterações comportamentais como sejam conceitos de *car pooling*, *car sharing*, *Demand Responsive Transport* e sistemas *park&ride*, o planeamento do estacionamento, a promoção de sistemas inteligentes de transporte e o desenvolvimento do papel das Tecnologias de Informação e Comunicação no aumento da eficiência energética associada ao uso do automóvel. Também não se deve deixar de implementar medidas que visem o aumento da utilização de transportes públicos.

## 2. Enquadramento

---

Este documento foi desenvolvido pela APREN no âmbito do projecto europeu REPAP 2020, tendo por objectivo constituir um instrumento técnico de apoio à elaboração do Plano Nacional das Energias Renováveis imposto pela Directiva 2009/28/CE.

A Directiva das Energias Renováveis – Directiva 2009/28/CE – estabelece o objectivo de aumentar a quota de fontes de energia renováveis no consumo final de energia Europeu para 20% em 2020, a partir de aproximadamente 8,5% em 2005, através da imposição de metas obrigatórias para os Estados Membros. A Directiva inclui a contribuição de energias renováveis nos sectores da produção de electricidade, no sector de Aquecimento e Arrefecimento (A&A) e no sector dos Transportes.

Para além das metas nacionais obrigatórias que foram acordadas por cada Estado Membro, sendo a de Portugal de 31%, todos os países se comprometeram com uma meta mínima de 10% de energias renováveis nos transportes.

Os Estados Membros terão que definir claramente como irão atingir estas metas nos seus Planos de Acção Nacionais das Energias Renováveis (PANERs). A Comissão Europeia terá plena competência para monitorizar estes planos e lançar procedimentos por infracção contra Estados Membros que não implementem a Directiva de forma satisfatória.

Os PANERs têm obrigatoriamente que seguir a estrutura definida pelo formulário adoptado pela Decisão da Comissão C(2009) 5174-1 de 30 de Junho de 2009. Este documento terá que explicar como o Estado Membro alcançará a sua meta nacional, tal como definida no Anexo I da Directiva, para a quota de energia de fontes renováveis em 2020. Neste sentido, os Estados Membros têm que estipular metas sectoriais de energias renováveis para electricidade, A&A e transportes, neste último sector com um nível mínimo de 10% de incorporação de energias renováveis. Para este efeito, o consumo final de energia também tem que ser estimado para cada ano até 2020. A descrição das medidas actuais e planeadas tem que ser detalhada, explicando cada questão mencionada no formulário.

O projecto REPAP2020, Renewable Energy Policy Action Paving the way towards 2020, visa facilitar a implementação da Directiva das Fontes de Energia Renovável (FER) a nível nacional. Este projecto tem três objectivos globais. O mais importante é capacitar as associações industriais nacionais para propor os seus roteiros individuais da indústria das FER que poderão suportar o desenvolvimento dos PANERs, ao qual corresponde este documento, assim como acompanhar o processo de redacção oferecendo aconselhamento às autoridades relevantes. Outro grande objectivo é a criação de uma rede entre decisores políticos das administrações nacionais, membros dos parlamentos nacionais da EU-27 e o Parlamento Europeu, assim como a indústria das FER, para troca de conhecimento e comunicação de exemplos de boas práticas. Numa segunda fase, o projecto irá avaliar os PANERs e disseminar os resultados com vista a facilitar um *feedback* e processo de aprendizagem constantes. O REPAP 2020 é coordenado pela EREC, European Renewable Energy Council, e conta com parceiros científicos, legais e

integra associações nacionais de energias renováveis de oito Estados Membros, entre as quais se inclui a APREN.

Para a elaboração deste documento a APREN realizou diversas reuniões de trabalho sectoriais para as quais convidou alguns peritos nacionais das respectivas áreas. A constituição de cada grupo foi a seguinte:

#### **Grupo de Trabalho da Energia Eólica**

António Lobo Gonçalves, APREN e Enernova  
Hélder Serranho, Direcção APREN e GENERG  
José Amaral, E.ON Renováveis  
João Miranda, Generg  
Frederico Pisco, E value  
António Sá da Costa, APREN  
Isabel Cancela de Abreu, APREN

#### **Grupo de Trabalho da Energia Hídrica**

António Lobo Gonçalves, APREN e ENERNOVA  
Jorge Pessanha Viegas, APREN e Hidrocentrais Reunidas  
António Eira Leitão, Hidroerg  
José Eduardo Barroso, Evalue  
António Alves, Casais  
Hélio Ribeiro Leite, Generg  
António Sá da Costa, APREN  
Isabel Cancela de Abreu, APREN

#### **Grupo de Trabalho da Energia Solar para Produção de Electricidade**

Piero dal Maso, APREN e Catavento  
Hélder Serranho, APREN e GENERG  
José Amaral, E.ON Renováveis  
António Joyce, LNEG  
Manuel Collares Pereira, Dreen  
Maria João Rodrigues, APISOLAR  
Joana Freitas, APISOLAR  
António Sá da Costa, APREN  
Isabel Cancela de Abreu, APREN

### **Grupo de Trabalho da Energia das Ondas**

António Sarmento, Wave Energy Centre

Gonçalo Viegas, Wave Energy Centre

Rui Barros

Filipe Aguiar, Eneólica

António Sá da Costa, APREN

Isabel Cancela de Abreu, APREN

### **Grupo de Trabalho da Energia da Biomassa para Produção de Electricidade**

José Ricardo Rodrigues, APREN e grupo Portucel Soporcel

Armando Goes, CELPA

José Luís Carvalho, grupo Portucel Soporcel e CELPA

Joaquim Espírito Santo, Celtejo e grupo Altri

Paulo Preto dos Santos, Sobioen

Ricardo Lee, Fomentinvest

João Pedro Rodrigues, AdP

Pedro Béraud, AdP

António Sá da Costa, APREN

Isabel Cancela de Abreu, APREN

### **Grupo de Trabalho dos Transportes**

Luciano Mendes, GDA

Tiago Farias, IST

Patrícia Baptista, IST

Hugo Pereira, Galp

Nikolaos Brouzos, Galp

António Sá da Costa, APREN

Isabel Cancela de Abreu, APREN

### **Grupo de Trabalho da Energia Renovável para Aquecimento e Arrefecimento**

Manuel Collares Pereira, Dreen

Carlos Campos, APISOLAR

Joana Freitas, APISOLAR  
Paulo Preto dos Santos, Sobioen  
Alexandre Fernandes, ADENE  
Paulo Santos, ADENE  
Paulo Calau, ADENE  
Bruno Pimenta, ADENE  
Jorge Mendonça e Costa, COGEN  
Helena Amaral, LNEG  
Augusto Costa, LNEG  
António Sá da Costa, APREN  
Isabel Cancela de Abreu, APREN

#### **Grupo de Trabalho da Energia Geotérmica**

Luis Neves, Universidade de Coimbra  
Diogo Rosa, LNEG  
Carlos Rosa, LNEG  
Isabel Cancela de Abreu, APREN

#### **Aconselhamento Legal**

Bruno Azevedo Rodrigues, ABBC & Associados  
Hugo Nogueira, ABBC & Associados  
Bernardo Gomes de Castro, ABBC & Associados

Agradecemos a todos os participantes cujo contributo foi essencial para chegarmos às conclusões aqui apresentadas.

Após compilar os resultados das reuniões sectoriais, a APREN realizou um workshop no dia 19 de Janeiro de 2010 onde foram discutidas as metas, trajectórias e medidas propostas e foram identificadas medidas adicionais que ainda não tinham sido consideradas.

Depois do workshop seguiu-se uma nova ronda de reuniões com os vários players e uma consequente revisão dos dados e do texto da primeira versão de rascunho deste documento.

Com o desenvolvimento deste Roteiro Nacional das Energias Renováveis a APREN pretende proporcionar uma base de trabalho para o desenvolvimento das políticas nacionais de energias renováveis dos próximos anos, que reúna o consenso das várias partes interessadas.

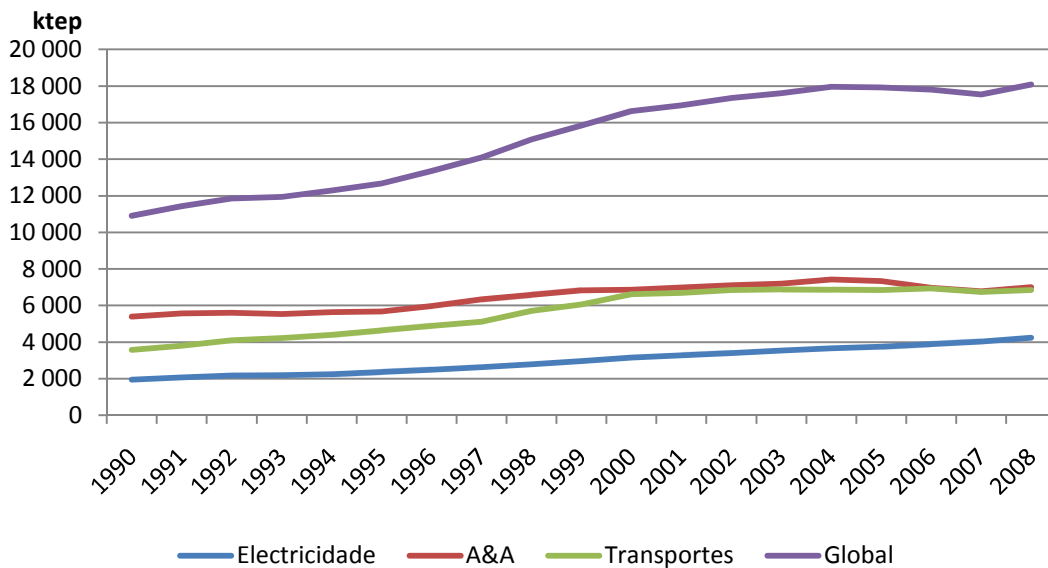
A APREN espera também que este documento possa ser útil para a elaboração do PANER e que as indicações aqui sugeridas venham a ser integradas no documento a entregar à Comissão Europeia em Junho de 2010.

### 3. Situação de Referência

O consumo total de energia final em Portugal aumentou 66% entre 1990 e 2008, o último ano de que se dispõe de estatísticas actualizadas gerais. O maior aumento percentual verificado foi o da energia eléctrica que aumentou 118%, seguido do consumo de energia no sector dos transportes cujo aumento foi de 91% e por fim o consumo de energia para A&A (ver definição do consumo para Aquecimento e Arrefecimento na secção 4.3) que sofreu um aumento de 30%. A partir de 2004 o consumo total estagnou, tendo mesmo chegado a diminuir em 2007. Este efeito resultou do abrandamento do consumo de energia para transportes e para A&A, já que o consumo de electricidade subiu, em média, 4% ano.

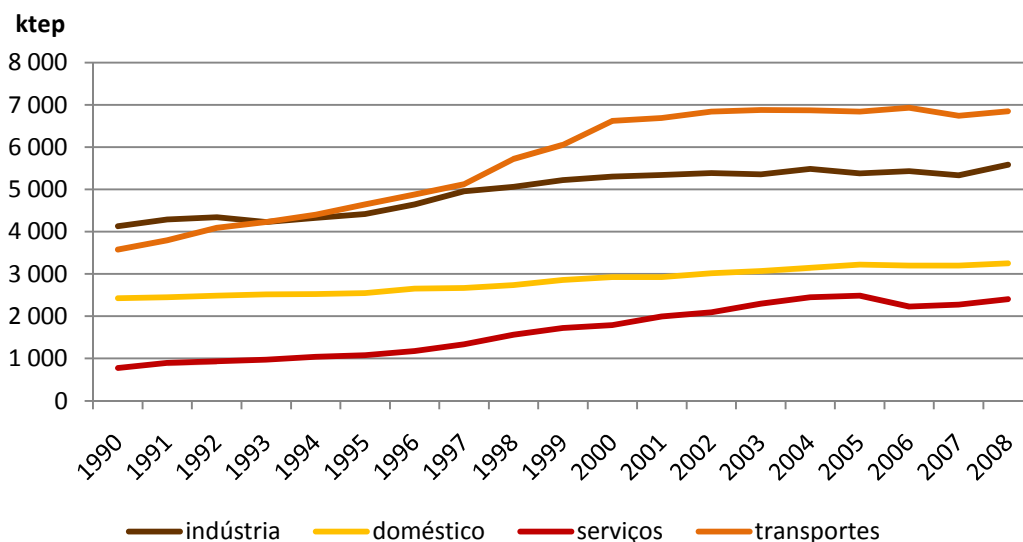
Verifica-se que o consumo de energia para os transportes tem-se aproximado do consumo para A&A, sendo que em 2008 ambos os consumos foram praticamente equivalentes, correspondendo cada um deles a 38% do consumo total. No mesmo ano o consumo de electricidade ficou-se pelos 23% do consumo total de energia final.

Gráfico 7 – Consumo de Energia Final em Portugal (1990-2008). Fonte: Balanços Energéticos DGEG.



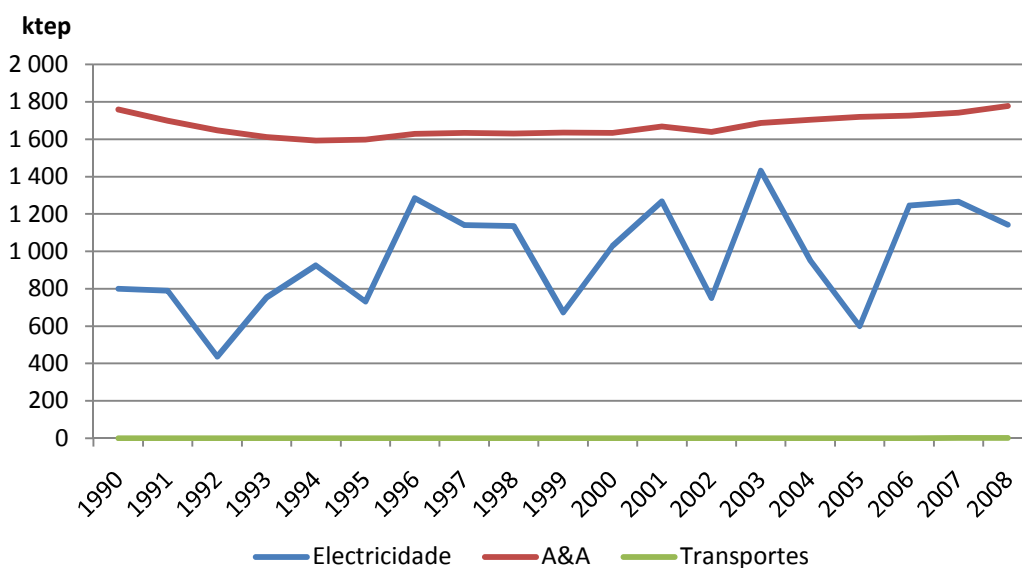
Dividindo o consumo não pelos sectores da Directiva mas pelos sectores económicos em que o consumo é efectuado tem-se outro panorama. Desde 1993 o sector com maior consumo é o dos transportes, que corresponde em 2008, como já foi referido, a 38% do consumo total. No mesmo ano de 2008 o sector da indústria consumiu 31% da energia final, o sector doméstico 18% e o sector dos serviços 13%. **O consumo do sector dos transportes teve um grande aumento entre 1990 e 2000, no entanto nos últimos anos é o sector dos serviços que tem representado o maior aumento no consumo de energia final, o que pode dar uma indicação de que este é o sector que precisará de ser estudado com mais detalhe em termos de medidas de eficiência energética.**

**Gráfico 8 – Consumo de energia final por sector económico em Portugal (1990-2008). Fonte: Balanços Energéticos DGEG.**



Quanto à contribuição de Fontes de Energia Renovável (FER) verifica-se que o maior aumento tem sido na produção de electricidade: 43% de 1990 a 2008. Tal como se pode observar no Gráfico 9, esta contribuição tem uma grande variação anual devido à diferença da produção hídrica em anos mais secos ou mais húmidos. A produção de energia para A&A a partir de FER tem-se mantido praticamente constante. Relativamente ao sector dos transportes, a contribuição é ainda muito pouco significativa. No entanto, verifica-se que apenas existem dados a partir de 2007, os quais dizem apenas respeito ao consumo de biocombustíveis. A nova Directiva já prevê a contabilização da mobilidade eléctrica, o que irá favorecer Portugal, uma vez que a percentagem nacional de electricidade renovável é elevada.

**Gráfico 9 – Contribuição de FER no consumo de Energia Final por sector da Directiva em Portugal (1990-2008). Fonte: Balanços Energéticos DGEG.**

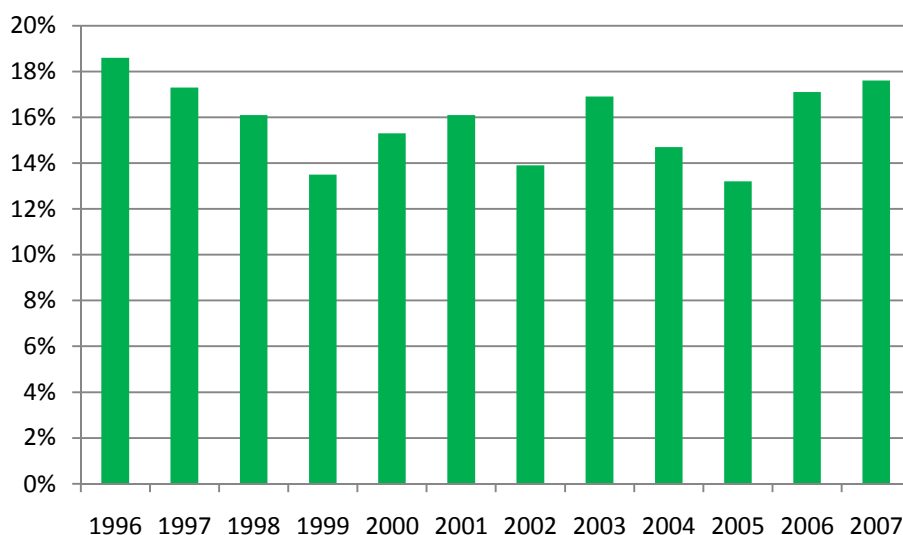


Segundo o Eurostat, a quota de energias renováveis no consumo interno bruto de energia foi

17.6% em 2007 o que significa uma queda de um ponto percentual relativamente a 1990. Esta diminuição resulta do aumento significativo do consumo de energia em todos os sectores ao longo da década, o qual não foi acompanhado por um aumento equivalente da incorporação de FER. As variações anuais reflectem mais uma vez a diferente produção hídrica.

A Directiva 2009/28/CE considera que em 2005 a quota de energia proveniente de FER no consumo final bruto de energia em Portugal foi 20.5%. Como se pode ver no gráfico abaixo, o Eurostat calculava para o mesmo ano uma quota de apenas 13%. **Ainda que a Directiva recorra a uma metodologia diferente, prevê-se que, mesmo assim, a quota de energias renováveis no consumo final de energia não seja tão elevada como o cenário de base para 2005 considerado na Directiva.** Este facto coloca uma dificuldade acrescida a Portugal uma vez que, para além do objectivo já de si ambicioso de atingir uma quota de 31% de FER no consumo final de energia, parte de um valor mais baixo do que o referido na Directiva.

**Gráfico 10 – Quota de energias renováveis no consumo interno bruto de energia em Portugal (1996-2007). Fonte: Eurostat.**



O Programa do XVIII Governo Constitucional assume três prioridades fundamentais muito claras. Uma dessas prioridades consiste no reforço da competitividade da economia Portuguesa através da redução da dependência energética do exterior. O Programa do Governo expressa ainda a forte intenção de garantir para o Programa um lugar entre os 5 líderes europeus ao nível dos objectivos em matéria de energias renováveis em 2020 e a afirmação da posição de Portugal na liderança global na fileira industrial das energias renováveis, de forte capacidade exportadora.

**Admitindo-se como certo que o Governo continue com o investimento nas energias renováveis, é importante ter em consideração que os actuais objectivos são muito ambiciosos e que, caso as boas intenções políticas não venham a ser acompanhadas pela implementação de várias medidas de apoio em todos os sectores, Portugal poderá não cumprir nem com as metas que impôs a si próprio, nem com as metas com que se comprometeu perante a Comissão Europeia.**

É por isso que, mais importante que definir as metas, é crucial a identificação e implementação de medidas necessárias à concretização dos objectivos previstos, as quais confirmam à indústria, investidores, promotores e consumidores a confiança e os benefícios que justifiquem uma aposta nas energias renováveis.

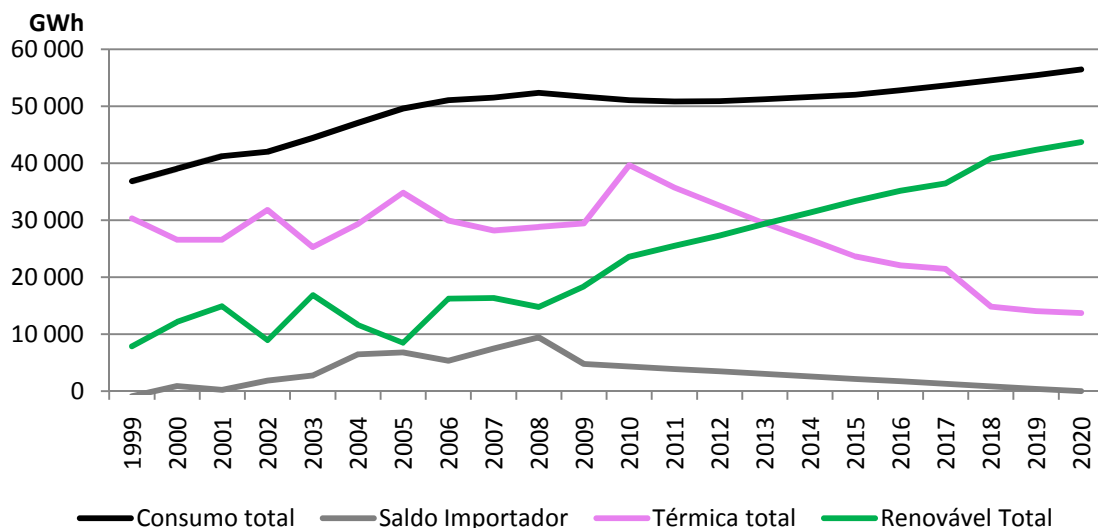
### 3.1. Situação de referência do sector Eléctrico

O sector da electricidade é aquele que tem sofrido um maior aumento na penetração das FER. O consumo de energia eléctrica tem subido consistentemente desde 1999, ainda que com um abrandamento desde 2006. Em 2009, devido à recessão económica que atingiu a quase totalidade dos sectores da economia, o consumo de electricidade diminuiu em relação a 2008.

Sem prejuízo do abrandamento conjuntural verificado em 2009, a produção de electricidade de origem fóssil tem oscilado em torno dos 30 TWh, compensando anos com maior ou menor produção hídrica, ao passo que a electricidade de origem renovável praticamente duplicou nos últimos 10 anos.

Até 2008 Portugal aumentou consideravelmente a sua importação de energia eléctrica atingindo cerca de 20% do consumo nesse ano. Contudo, com o abrandamento de 2009 verificou-se um decréscimo significativo das importações, tendo-se inclusivamente observado que em Dezembro de 2009 e nos primeiros dois meses de 2010 Portugal apresentou um saldo líquido exportador de electricidade para Espanha – o que sucedeu pela primeira vez em vários anos. Considerando a atipicidade do ano de 2009, a contabilização estatística destes dados deverá ser efectuada com prudência.

Gráfico 11 – Produção de energia eléctrica em Portugal (1999-2009). Fontes: REN, DGEG, EDA, EEM.



Os primeiros passos em matéria de enquadramento legislativo do sector das renováveis foram dados pelo Decreto-Lei 189/1988 de 27 de Maio, que estabeleceu as regras aplicáveis à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis. Contudo, somente com a

aprovação do Decreto-Lei 168/1999 de 18 de Maio que foram introduzidas em Portugal as *feed-in-tariffs*, mediante a aplicação de uma fórmula para o cálculo da tarifa de remuneração dos produtores de energias renováveis, que veio compensar a internalização dos custos ambientais. De igual modo, foi estabelecida a prioridade de acesso à rede da electricidade produzida a partir de FER.

Tanto o valor da tarifa por tecnologia como a fórmula de cálculo foram actualizados subsequentemente pelo Decreto-Lei 319-C/2001 de 20 de Dezembro, revisto pelo Decreto-Lei 33-A/2005 de 16 de Fevereiro, pelo Decreto-Lei 225/2007 de 31 de Maio e, por último, pelo Decreto-Lei 71/2007 de 24 de Julho. As tarifas garantidas são o principal incentivo financeiro para o desenvolvimento de projectos de produção de electricidade a partir de FER, mecanismo que tem provado funcionar, tendo resultado num efectivo aumento da produção de electricidade renovável.

**Tabela 1 – Tarifas médias indicativas para produção de electricidade de fontes renováveis segundo o Decreto-Lei 225/2007. Fonte: DGEG.**

Tecnologias	Tarifas Médias Indicativas (€/MWh)	Coefficiente Z	Observações
Eólicas	74-75	4,6	33 GWh/MW ou 15 anos
Hídrica até 10 MW	75-77	4,5	52 GWh/MW ou 20 anos. Em casos excepcionais 25 anos
Fotovoltaico > 5 kW	310-317	35	21 GWh/MW ou 15 anos
Fotovoltaico <= 5 kW	450	52	
Solar termoeléctrico <= 10 MW	267-273	29,3	
PV microgeração <= 5 kW	470	55	Quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial. 15 anos
PV microgeração > 5 kW e <=150 kW	355	40	
Biomassa florestal	107-109	8,2	25 anos
Biomassa animal	102-104	7,5	
Biogás digestão anaeróbia RSU, ETAR e de efluentes e resíduos da agro-pecuária e agro-alimentar	115-117	9,2	Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional o Z passa a 3,8. 15 anos
Gás de aterro	102-104	7,5	
RSU (vertente queima)	53-54	1	15 anos
CdR (vertente queima)	74-76	3,8	
Ondas (Demonstração até 4 MW)	260	28,4	15 anos
Ondas (Pré-comercial até 20 MW)	191	16-22	O factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia tendo em consideração as valências do projecto entre os valores de 16 e 22. 15 anos
Ondas (Comercial)			O factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia tendo em consideração as valências do projecto. 15 anos
primeiros 100 MW	131	8-16	
150 MW seguintes	101	6-10	
seguintes	76	4,6	

A potência de Grandes Centrais Hídricas foi praticamente toda instalada até 1994, sendo que a partir daí os únicos aumentos de potência instalada ocorreram em 2004 com a entrada em funcionamento da central hidroeléctrica do Alqueva e em 2005 com a central de Frades. Se em 1995 a Grande Hídrica representava 87% da potência renovável instalada, em 2008 essa percentagem diminuiu para 54%, devido ao aumento da potência eólica.

O início da instalação de potência eólica começou em 1993, mas foi a introdução da tarifa garantida com o Decreto-Lei 168/1999, conjuntamente com o desenvolvimento da tecnologia, que abriu o mercado ao desenvolvimento da energia eólica. O seu crescimento foi tímido de início, mas, a partir de 2003, a potência instalada tem crescido a uma média de 65% ao ano. Este facto deve-se à aprovação do Decreto-Lei 312/2001 de 10 de Dezembro, que definiu o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente. Do quadro legal previsto por este diploma resultou a abertura de Pedidos de Informação Prévia (PIP), objecto de elevada procura, sendo de frisar que, à presente data, ainda estão a ser instalados MW resultantes de candidaturas feitas em Janeiro de 2002.

Mais recentemente, o sector eólico voltou a receber um impulso graças ao lançamento do concurso de 1800 MW de potência realizado em 2005. Desde então foram atribuídos 1200 MW para a fase A, 400 MW para a fase B e 200 MW para a fase C. A instalação desta capacidade só começou em 2008 e terá repercussões até 2014.

A energia solar ainda está a dar os primeiros passos em Portugal, sendo que de momento apenas existem centrais fotovoltaicas para produção de electricidade aproveitando a energia do sol. Apesar da revisão da tarifa prevista pelo Decreto-Lei 33-A/2005, que diminuiu o período de remuneração para 15 anos, a nova legislação aumentou consideravelmente o factor específico da tecnologia Z, e conseqüentemente o valor da tarifa, assim como o limite de potência nacional para esta tecnologia. Desde então foi construída a central da Amareleja (46 MW), três centrais em Ferreira do Alentejo (12 MW, 10 MW e 1,8 MW), a central de Serpa (11 MW), uma central em Loures (6 MW), uma central em Tavira (1,8 MW) e outra em Almodôvar (1 MW), que correspondem a toda a potência instalada em 2009.

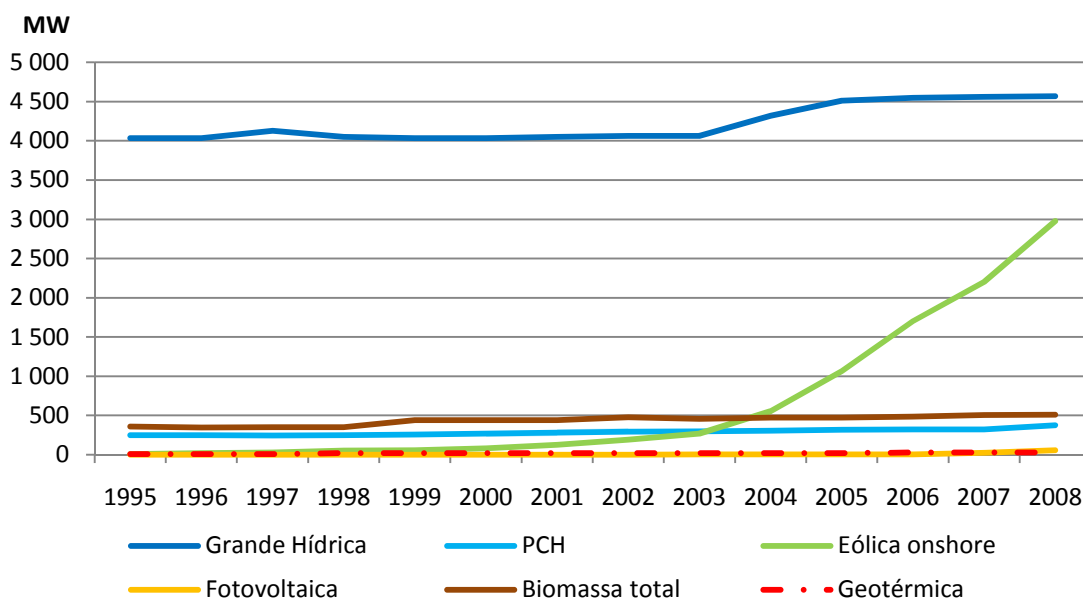
Em Setembro de 2009 foi aberto um concurso para projectos de inovação e demonstração de conceito na tecnologia de solar fotovoltaico de concentração e na tecnologia de solar termoeléctrico de concentração. A potência de cada projecto não poderá ser superior a 1 MW, utilizando a tecnologia solar fotovoltaica de concentração, a 1,5 MW utilizando a tecnologia solar termoeléctrica de concentração com motores stirling, e 4 MW utilizando outras tecnologias solares termoeléctricas de concentração. O total da potência a atribuir, a nível nacional, para os referidos projectos não poderá exceder 5 MW para solares fotovoltaicos de concentração, 4,5 MW para solares termoeléctricos de concentração com motores stirling, e 24 MW para as restantes tecnologias solares termoeléctricas de concentração. Os resultados ainda não são conhecidos.

Existe uma vasta utilização da biomassa como fonte de energia renovável, nomeadamente a biomassa florestal, os Resíduos Sólidos Urbanos (RSUs), Combustíveis Derivados de Resíduos (CDRs), biogás de aterro e de digestão anaeróbia e lamas de ETAR e biomassa florestal residual. Este sector tem vindo a sofrer um forte desenvolvimento, com um aumento da produção de energia eléctrica à escala nacional. A produção de electricidade a partir de biomassa residual florestal é aquela que tem maior expressão, com mais de 400 MW instalados actualmente, em cogeração e em centrais dedicadas. A capacidade instalada de valorização energética de RSU é de 88 MW e das outras fontes é inferior mas espera-se um forte desenvolvimento nos próximos anos.

Em Agosto de 2006 foram lançados 15 concursos para a atribuição de 100 MW potência para a produção de energia eléctrica a partir de biomassa florestal residual. O objectivo é atingir os 250 MW de potência de centrais a biomassa florestal dedicada, somando aos 150 MW licenciados em PIP's fora destes concursos. Dos 15 concursos iniciais, 2 ficaram desertos, 8 estão adjudicados e 5 têm relatório provisório.

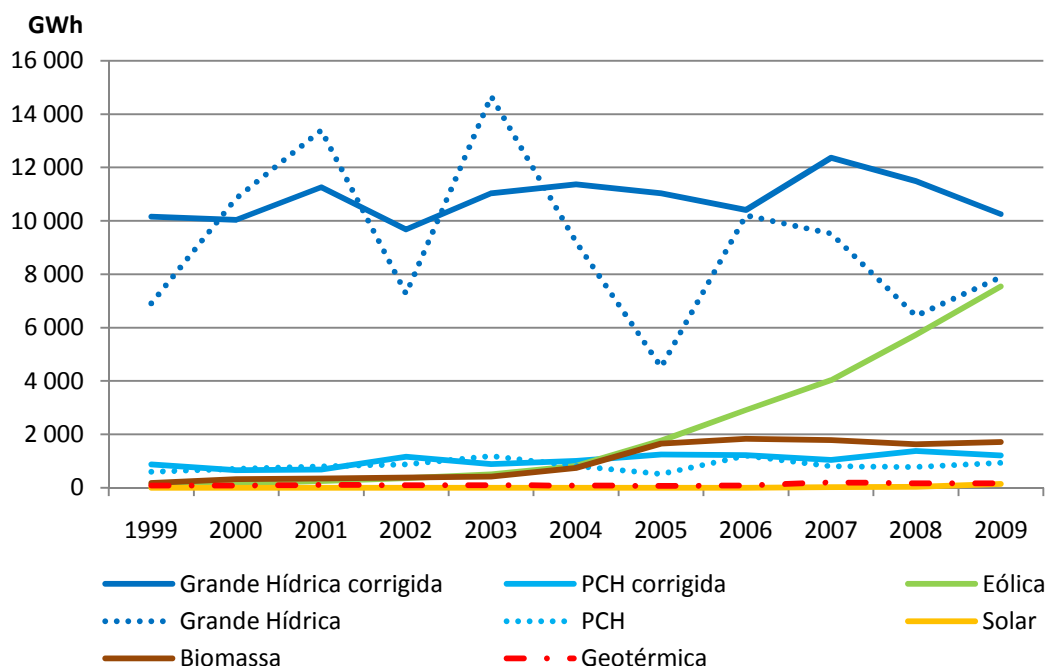
Como consequência das medidas descritas, a evolução da potência renovável instalada para produção de electricidade tem sido conforme mostra o Gráfico 12.

**Gráfico 12 - Potência instalada por tecnologia de produção de energia eléctrica renovável em Portugal (1995-2008). Fonte: DGEG.**



A produção de electricidade de origem renovável varia significativamente de ano para ano devido à influência da produção de energia hidroeléctrica. Este efeito é suavizado ao corrigir a produção hídrica com o coeficiente de hidraulicidade, com o qual se pretende que a variabilidade seja atenuada recorrendo a condições médias, como se pode observar no gráfico seguinte.

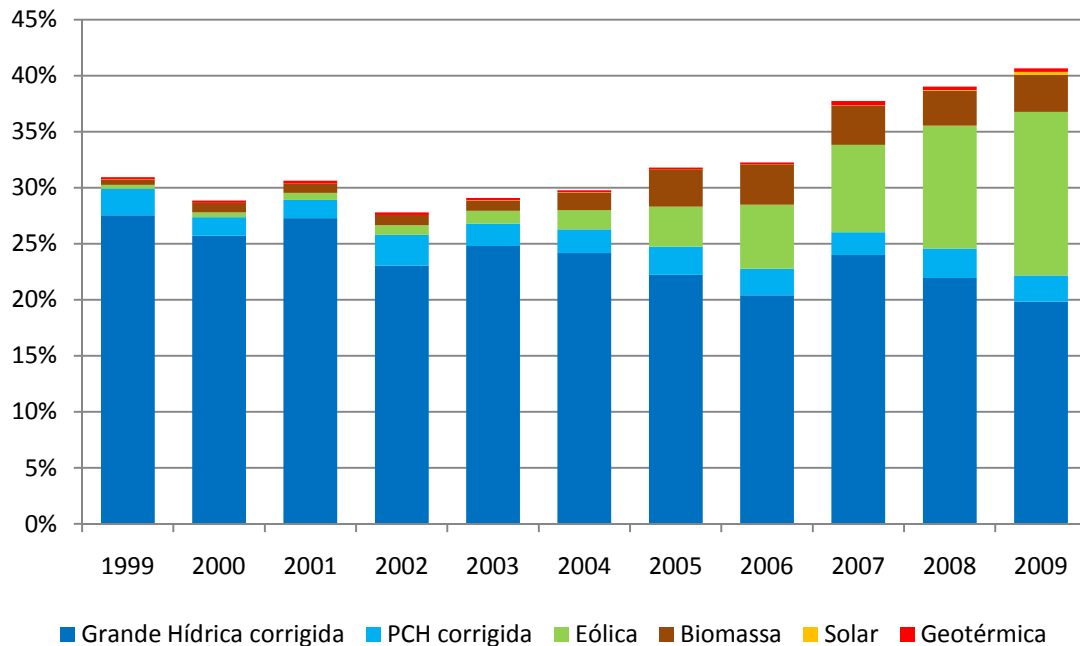
**Gráfico 13 - Produção de electricidade de origem renovável em Portugal com e sem correcção de hidraulicidade (1999-2009). Fontes: REN, DGEG, EDA, EEM.**



Esta variabilidade influencia também a quota de electricidade renovável no consumo total de energia final. Sem a correcção de hidraulicidade a quota de electricidade renovável variou entre um máximo de 38% em 2003 e um mínimo de 17% em 2005. Observando os mesmos dados, mas considerando a correcção de hidraulicidade, denota-se uma mitigação das disparidades, um aumento da percentagem e inclusivamente uma evolução crescente a partir de 2002. Porém, o aumento do peso da energia eólica também tem contribuído nos últimos anos para equilibrar as assimetrias das hídricas. Observando o Gráfico 14 verifica-se que em 2009 atingiu-se 40,7% de electricidade renovável corrigida (enquanto que não corrigindo a produção hídrica apenas se chegaria a um valor de 35,6%).

**A evolução da penetração das energias renováveis na produção de electricidade permite olhar com optimismo para a meta de 45% de electricidade renovável em 2010 incluída nas novas metas de 2007 aprovadas pela Resolução de Conselho de Ministros nº 1/2008. No entanto, este valor apenas poderá ser alcançado se 2010 continuar com a tendência de ano húmido e caso se continue a verificar um abrandamento do consumo de electricidade.**

**Gráfico 14 - Quota de energias renováveis na produção de energia eléctrica por tecnologia em Portugal com correcção de hidraulicidade. Fontes: REN, DGEG, EDA, EEM.**



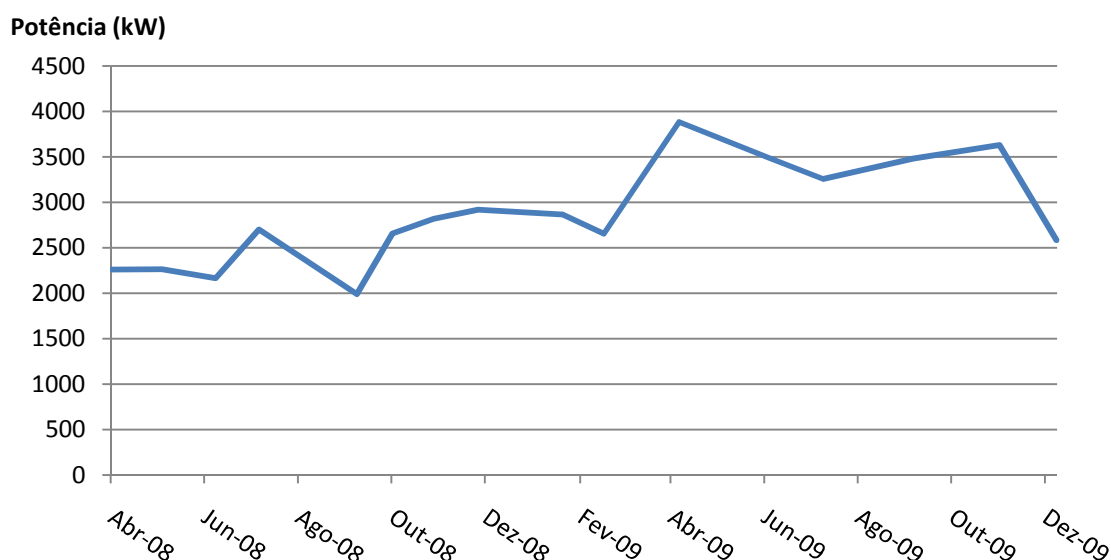
Além do regime descrito anteriormente, que se aplica apenas à produção de electricidade renovável em centrais de grande dimensão, existe ainda um regime de apoio à produção descentralizada de electricidade renovável em sistemas de pequena dimensão. O esquema assenta também numa *feed-in tariff* estabelecida pelo Decreto-Lei 363/2007, que define dois tipos diferentes de incentivos: o “Regime Geral” para ligações até 5,75 kW e o “Regime Bonificado” para ligações até 3,68 kW. As instalações ao abrigo do Regime Geral recebem uma tarifa igual à tarifa regulada de mercado, e as instalações no Regime Bonificado recebem uma tarifa que tem como base o valor de 650 €/MWh, com a duração de 5 anos. Para ter acesso ao Regime Bonificado é obrigatória a instalação de pelo menos 2 m<sup>2</sup> de um painel solar térmico, o que acaba por ser um incentivo indirecto para a produção renovável de energia para A&A.

A tarifa do regime bonificado varia consoante a tecnologia da instalação, sendo aplicada uma percentagem do valor total correspondente a 100% para sistemas solares, 70% para eólicas, 30% para hídricas e 30% para co-geração a biomassa. Além disso a tarifa máxima de 650 €/MWh está limitada aos primeiros 10 MW de registos. Uma vez atingido este valor a tarifa será reduzida 5% por cada 10 MW adicionais. Existe ainda um limite máximo da electricidade remunerada produzida por estes sistemas, que corresponde a 2,4 MWh/ano por kW instalado.

O registo das instalações ao abrigo do Regime Bonificado pode ser feito online. No entanto, apesar de este sistema ter sido desenvolvido com vista a simplificar o processo de licenciamento, ele tem sofrido vários problemas pois não consegue gerir a enorme procura que se tem verificado. Como resultado os períodos de registo estão abertos por um muito curto espaço de tempo e a maioria dos candidatos a microprodutores não se consegue registar, o que tem vindo a ser identificado como um factor de estagnação após o crescimento inicial.

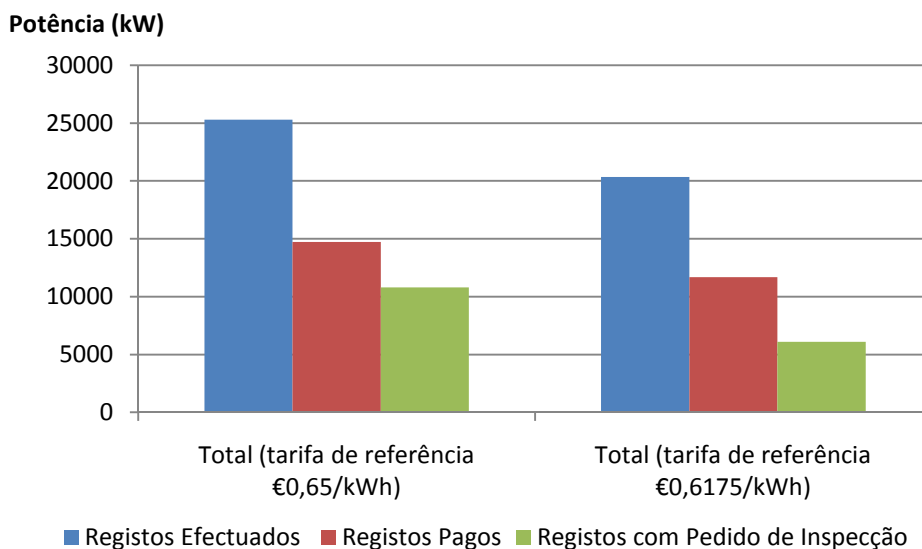
O gráfico seguinte representa os registos de potência do Regime Bonificado nas várias fases que foram abertas desde que este esquema entrou em vigor. Na 10ª fase, em Fevereiro de 2009, foram atingidos os primeiros 10 MW e portanto os registos seguintes receberam a tarifa actualizada de 617,5 €/MWh.

**Gráfico 15 – Registos Efectuados no site renováveis na hora para a microprodução de electricidade no Regime Bonificado. Fonte: [www.renovaveisnahaora.pt](http://www.renovaveisnahaora.pt).**



Importa realçar que os registos efectuados não têm correspondência ao nível das instalações. Na verdade, verifica-se que para os primeiros 10 MW apenas 43% dos registos efectuados corresponderam a instalações para as quais foram realizados pedidos de inspecção, e para o segundo lote de 10 MW este valor foi de 30%. **Esta realidade indica que muitos dos microprodutores que se registam no site não levam o projecto até ao fim, o que significa que a grande procura que está a “entupir” os registos online é na maioria apenas especulação.** O Gráfico 16 ilustra esta situação.

Gráfico 16 – Diferença entre os registos de potência iniciais e a potência instalada para a qual foi feita um pedido de inspeção. Fonte: [www.renovaveishora.pt](http://www.renovaveishora.pt).



A tarifa está neste momento a ser revista, esperando-se que a nova tarifa (mais baixa) diminua a procura e venha agilizar o processo de registos.

### 3.2. Situação de referência do sector do A&A

As principais contribuições para o sector de Aquecimento e Arrefecimento são da biomassa e do solar. A energia geotérmica não é ainda utilizada para a produção de calor, salvo algumas excepções de projectos de muito pequena dimensão, os quais não são contabilizados nos dados oficiais.

A **energia solar térmica** tem aumentado nos últimos anos, especialmente em 2009, graças à implementação da Medida Solar Térmico 2009 (MST09). Esta medida consistiu num incentivo estatal orçado em 95 milhões de euros, que se traduz numa comparticipação imediata de 50% do investimento total, no valor fixo de 1641,7 €. Além disso o consumidor/produtor tem ainda benefícios fiscais de 30% do custo do investimento em sede de IRS com o máximo de 796 € (válido no geral para qualquer investimento em energias renováveis). É garantido 100% de financiamento em crédito pessoal com condições especiais e o pagamento dos juros só começa após a instalação. No total corresponde a uma redução de 20% na factura de Águas Quentes Sanitárias (AQS).

O pedido de instalação de painéis solares térmicos através da MST09 disponibiliza um serviço chave-na-mão que inclui financiamento, equipamento, instalação, manutenção e garantia do equipamento assegurada durante 6 anos. Todos os equipamentos abrangidos pela MST09 estão devidamente certificados pela SolarKeymark ou CERTIF. De início este programa destinava-se apenas ao consumidor doméstico, mas numa segunda fase foi estendido a Instituições Particulares de Solidariedade Social (IPSS) e a clubes e Associações Desportivas de

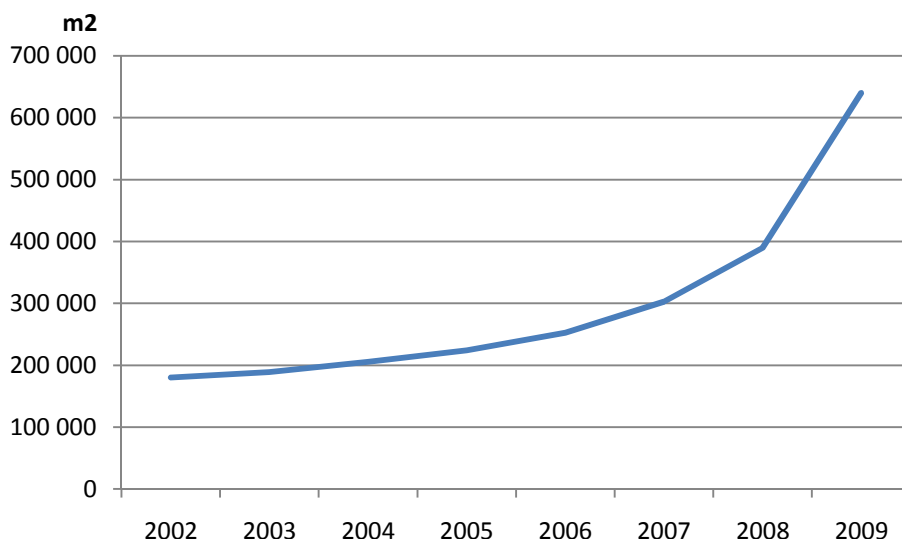
utilidade pública. O objectivo de atingir 65.000 habitações através da instalação de 250.000 m<sup>2</sup> de painéis solares foi alcançado, maioritariamente graças ao alargamento às IPSS.

Os pedidos de acesso ao esquema terminaram no dia 31 de Dezembro de 2009. No entanto, o Governo já anunciou que serão dedicados 50 Milhões de euros para o Programa Solar Térmico em 2010, uma verba que transita dos 95 milhões comprometidos e não totalmente executados no ano passado.

A evolução do número de painéis solares térmicos instalados tem sido como ilustra o Gráfico seguinte.

**Gráfico 17 – Área total acumulada de painéis solares térmicos instalados em Portugal (2002-2009).**

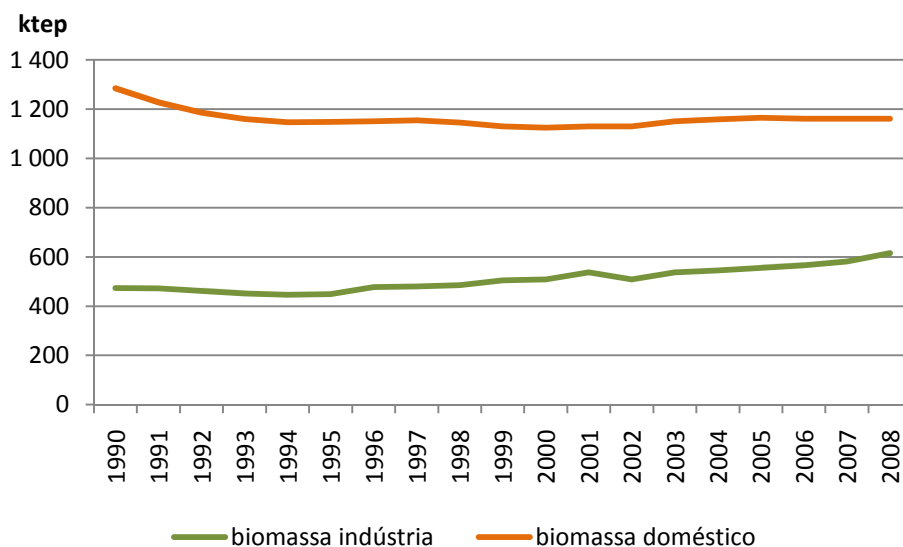
Fonte: ADENE.



Em Portugal ainda não está desenvolvida a produção de **frio a partir da energia solar**, sendo que a única actividade registada é uma infra-estrutura de teste no âmbito do projecto Solarit financiado pelo Intelligent Energy Europe.

Relativamente à utilização de **biomassa** para produção de energia para A&A os únicos sectores com expressão são o doméstico e a indústria. Apesar de ser o que tem maior significado, o consumo de biomassa no sector doméstico diminuiu 10% de 1990 a 2008, enquanto no sector industrial o consumo aumentou 30% no mesmo período. Esta tendência pode ser observada no Gráfico 18. É no entanto importante referir que a maioria do consumo de energia para A&A produzida a partir de biomassa no sector da indústria provém da cogeração; 91% em 2007.

**Gráfico 18 - Consumo final de energia da biomassa para A&A em Portugal no sector doméstico e industrial (1990-2008). Fonte: Balanços DGEG.**



A Directiva 2004/8/CE da **cogeração** de alta eficiência apenas foi transposta no início de 2010 mas não foi ainda publicada. Na nova legislação prevê-se que o cogerador receba, ainda que temporariamente, um prémio de energia renovável.

A **produção de energia para A&A em pequena escala** é incentivada indirectamente pelo regime de microprodução de electricidade renovável. Se a instalação de microgeração for de cogeração a biomassa é obrigatório utilizar o calor produzido para aquecimento do edifício. Se a instalação for de qualquer outra tecnologia é obrigatória a existência de 2 m<sup>2</sup> de painéis solares térmicos.

No que diz respeito aos **edifícios** a Directiva do Desempenho Energético dos Edifícios (Directiva nº 2002/91/CE) foi transposta para a lei portuguesa através do Decreto-Lei 80/2006, de 4 de Abril, que aprovou o Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE).

O RCCTE aplica-se a todos os edifícios com uma potência para A&A menor que 25 kW, todos os novos edifícios residenciais e de serviços sem sistema de climatização, e a edifícios residenciais ou de serviços existentes que sofram grandes intervenções de reabilitação na envolvente e/ou instalações de AQS cujo custo seja superior a 25% do valor do edifício. O artigo 7º do RCCTE introduz a obrigação de todos estes edifícios instalarem pelo menos 1 m<sup>2</sup> de painéis solares térmicos por habitante (limitado a 50% da superfície disponível) para a produção de AQS. Como alternativa aos painéis solares pode-se recorrer a qualquer outra FER que produza a mesma quantidade de energia térmica numa base anual.

A Portaria 1463/2007, de 15 de Novembro, que aprovou o o regulamento específico do Sistema de Incentivos à Qualificação e Internacionalização de PME (SI Qualificação de PME), definindo os **incentivos aplicados a Pequenas e Médias Empresas** para investimentos na compra de equipamento de eficiência energética ou produção sustentável de energia. De acordo com a primeira versão do documento, todo o equipamento de energias renováveis pode receber um subsídio ao investimento até 35% das despesas elegíveis, com um limite

máximo de 250.000 € por projecto singular (que pode ser superior para projectos apresentados por um consórcio de empresas). Se o investimento for superior o montante restante pode ser financiado por um empréstimo até 750.000 €. O acesso a este financiamento é disponibilizado através da publicação de concursos específicos.

Devido à situação causada pela crise financeira global e as suas consequências a nível nacional esta legislação foi temporariamente modificada até ao final de 2010 pela Portaria 353-A/2009, de 3 de Abril, tendo a percentagem de financiamento das despesas elegíveis aumentado para 40%. Do mesmo modo, o limite superior foi elevado de 250.000,00 € para 400.000 € por projecto.

Importa notar que têm sido reportadas algumas dificuldades no acesso a este mecanismo de suporte, principalmente devido ao facto de não ter sido disponibilizado nenhum montante para viabilizar a medida. De onde se conclui que este mecanismo não tem sido implementado de forma correcta.

Finalmente, existem também **benefícios gerais aplicados a equipamentos de energias renováveis**. Estes consistem numa aplicação da taxa intermédia de IVA de 12% e o facto de serem dedutíveis à colecta 30% das importâncias despendidas com a aquisição de equipamentos novos, incluindo equipamentos complementares indispensáveis ao seu funcionamento.

### 3.3. Situação de referência do sector dos Transportes

A Tabela 2 apresenta as tendências do mercado Português de combustíveis para os transportes. Nela verifica-se que o mercado de gasóleo rodoviário deverá continuar a crescer, com a procura a ser já cinco vezes superior à de gasolina. Como consequência o país tem capacidade excedentária de produção de gasolina, cenário que se irá agravar.

**Tabela 2 – Tendências do mercado português de combustíveis para transportes. Fonte: DGEG, Wood Mackenzie.**

Oil Demand Transport [Mtons]	2007	2008	F2009	F2010	F2015	F2020
<b>Total</b>	7,97	7,92	7,66	7,61	7,94	8,57
<b>LPG auto</b>	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04
<b>Gasoline</b>	1,59	1,49	1,43	1,38	1,28	1,28
<b>Gasoil</b>	5,38	5,34	5,30	5,30	5,50	5,85
<b>Jets</b>	0,98	1,06	0,90	0,90	1,13	1,40

Em termos de biocombustíveis a transposição para a ordem jurídica nacional da Directiva 2003/30/CE foi efectuada pelo Decreto-Lei 62/2006, de 21 de Março.

Na Resolução do Conselho de Ministros 119/2004, de 31 de Julho que aprovou o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC-2004) foi publicado como meta para 2010, o valor de 5,75% para a colocação no mercado de biocombustíveis e outros combustíveis

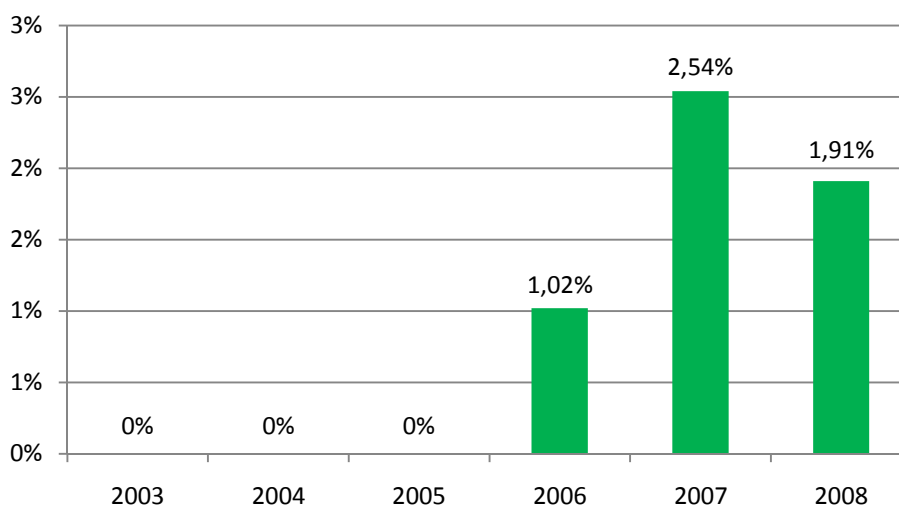
renováveis, no domínio dos transportes. No entanto, o Governo definiu para 2010 uma meta mais ambiciosa de 10%, para a penetração dos biocombustíveis no sector dos transportes.

A promoção dos biocombustíveis por medidas fiscais foi objecto do Decreto-Lei 66/2006, que prevê a isenção total (para os pequenos produtores dedicados) ou parcial, do imposto especial de consumo para estes combustíveis (nomeadamente o Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos - ISP) até uma meta fixada anualmente: em 2006 a meta foi de 2%, em 2007 3%, e entre 2008 e 2010 5,75% (percentagens referentes ao consumo do ano precedente).

Tendo em conta os baixos resultados de incorporação de biocombustíveis rodoviários no ano de 2008, foi publicado o Decreto-Lei 49/2009, de 26 de Fevereiro, que estabelece a incorporação obrigatória no gasóleo rodoviário de 6% de FAME, em volume, para o ano de 2009, e 10% para 2010. No entanto, esta obrigação está dependente da revisão do limite máximo para o biodiesel estabelecido na Norma Europeia EN 590 que fixa este valor em 7%. Deste modo, prevê-se que a incorporação de FAME no gasóleo atinja o valor de 5% a 5,5% em volume em 2009, o que representam cerca de 290 milhões de litros, ou 255.000 ton.

**No Gráfico 19 pode verificar-se a baixa incorporação de biocombustíveis no sector dos transportes, resultante das fracas políticas postas em prática até à data. As obrigações definidas pelo Decreto-Lei 49/2009 irão alterar o panorama, pelo menos para os anos de 2009 e 2010 aos quais diz respeito, mas enquanto a norma EN 590 não for alterada não se poderá ultrapassar uma incorporação de 5,5%.**

**Gráfico 19 – Percentagem de incorporação de biocombustíveis em Portugal no sector dos transportes (2003-2008). Fonte: Relatórios nacionais relativos à promoção da utilização de biocombustíveis ou de outros combustíveis renováveis nos transportes em Portugal - Directiva 2003/30/CE – DGEG.**



## 4. Metas e Trajectórias

---

O formulário adoptado pela Comissão exige que cada Estado Membro defina não só as metas sectoriais para 2020, mas também a trajectória para que estas sejam atingidas.

Primeiro que tudo é essencial fazer uma previsão da evolução do consumo de energia até 2020, dividido pelos três sectores cobertos pela Directiva.

As tabelas que a seguir se apresentam traduzem as previsões da APREN para a evolução dos consumos nos vários sectores, e da contribuição de FER em cada um deles. Os valores constantes destas tabelas resultam de uma consulta aos vários *players* de cada sector. Os pressupostos considerados são explicados em detalhe para permitir não só uma análise mais completa das metas como para facilitar a identificação do impacto de cada medida proposta.

São apresentados valores para apenas o cenário que a APREN considera mais verosímil. Este cenário não deve ser considerado como BAU (*Business As Usual*) pois já implica a adopção de algumas medidas adicionais às previstas pelo Governo até à data.

No entanto, foram também efectuados os cálculos para um cenário mais optimista que resulta do aproveitamento de todo o potencial viável de fontes de energia renováveis, mesmo tendo em consideração barreiras tecnológicas. **Este cenário é apresentado em anexo e funciona como uma chamada de atenção para o que Portugal poderá atingir caso fosse feita uma maior aposta do Governo nas energias renováveis. Neste caso poder-se-ia atingir uma meta global de incorporação de FER no consumo total de energia final de 39%, 8 pontos acima da meta de 31% imposta pela Comissão.**

### 4.1. Previsão dos consumos de energia final até 2020 para cada sector da Directiva

Para o cálculo da previsão da evolução do consumo de energia final total e por sector até 2020 primeiro foram feitas considerações diferentes para cada sector num cenário BAU, isto é tendo apenas em conta as tendências históricas e a previsão do crescimento económico. Posteriormente acrescentaram-se os efeitos das medidas de eficiência energética descritas no Programa Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) e do aumento da mobilidade eléctrica quer a nível particular (veículo eléctrico) como colectivo (metro e ferrovia). O consumo final é portanto o resultado da combinação de todos estes factores aplicados a cada um dos sectores.

O cálculo do aumento do consumo de energia eléctrica foi feito com base em taxas de crescimento anuais. Devido à recuperação da crise económica o crescimento será muito suave no início, com aumentos de 0,5 pontos percentuais por ano até estabilizar nos 2%, que é o valor médio que se verificou na Europa na última década, mantendo-se nesse valor até 2020.

**Tabela 3 - Consumo de electricidade em Portugal no cenário BAU (2010-2020).**

Consumo de electricidade BAU	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>taxa de crescimento anual</b>	0,50%	1,00%	1,50%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
<b>consumo de electricidade (GWh)</b>	51 944	52 464	53 251	54 316	55 402	56 510	57 640	58 793	59 969	61 168	62 392

O cálculo do consumo de energia para A&A no cenário BAU afigurou-se particularmente complexo porquanto obrigou à consideração de várias contribuições cujos dados são de difícil obtenção. Nesse sentido optou-se por fazer primeiro uma previsão do consumo de energia final por sector económico com base em taxas de crescimento a 5 anos, e posteriormente calcular qual o consumo de A&A em cada um desses sectores para chegar ao consumo total.

**Tabela 4 - Taxas de crescimento a 5 anos do consumo de energia final em Portugal por sector económico (2000-2020)**

taxas de crescimento	00-05 real	05-10 APREN	10-15 APREN	15-20 APREN
<b>Indústria</b>	1%	-5%	5%	2%
<b>Domestico</b>	10%	-1%	6%	4%
<b>Serviços</b>	12%	-5%	20%	15%

Verificaram-se os valores históricos da percentagem de energia para A&A consumida em cada um dos sectores económicos. Na indústria o consumo de energia para A&A correspondia a 77% do consumo de energia total em 1990, tendo diminuído para 73% em 2007. Não se espera que esta distribuição se altere nos próximos tempos e, portanto, considerou-se que os 73% de 2007 se manterão até 2020.

O sector doméstico foi aquele em que se verificou a maior diminuição do peso da energia para A&A, o que corresponde a uma “electrificação” do consumo. A percentagem de consumo de energia para A&A no consumo doméstico diminuiu de 79% em 1990 para 63% em 2007. Fazendo a média dos dados históricos, considerou-se que esta percentagem iria diminuir 1.36% ao ano até 2020, principalmente devido ao aumento da utilização de ar condicionado, o que se traduz num acréscimo da proporção do consumo eléctrico.

Finalmente o sector dos serviços foi o único que sofreu um aumento do consumo proporcional de energia para A&A de 36% em 1990 para 38% em 2007, tendo inclusivamente chegado a 49% em 2004. Calcula-se que esta descida abrupta esteja relacionada com a crise económica que resultou numa diminuição do consumo total de energia. Considerando que esta tendência será invertida, pode-se admitir uma taxa de crescimento anual da proporção de consumo de energia para A&A nos serviços de 1.5%.

Aplicando os pressupostos atrás descritos chega-se aos seguintes dados de consumo final de energia para A&A.

**Tabela 5 - Consumo total de energia final para A&A em Portugal por sector económico no cenário BAU (2010-2020).**

Consumo de energia para A&A BAU (ktep)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>total A&amp;A</b>	<b>6 501</b>	<b>6 581</b>	<b>6 663</b>	<b>6 746</b>	<b>6 830</b>	<b>6 914</b>	<b>6 969</b>	<b>7 024</b>	<b>7 081</b>	<b>7 139</b>	<b>7 198</b>
<b>indústria</b>	3 740	3 777	3 815	3 852	3 889	3 927	3 942	3 958	3 974	3 990	4 005
<b>doméstico</b>	1 918	1 914	1 911	1 907	1 902	1 898	1 887	1 876	1 865	1 854	1 843
<b>serviços</b>	843	890	938	987	1 038	1 090	1 139	1 190	1 242	1 296	1 350

De acordo com o n.º 4, alínea a), do artigo 3.º da Directiva, para o cálculo da energia total consumida pelos transportes, só devem ser consideradas a gasolina, o gasóleo e os biocombustíveis consumidos pelos transportes rodoviário e ferroviário e a electricidade.

No cálculo da contribuição da electricidade produzida a partir de fontes renováveis e consumida por todos os tipos de veículos eléctricos, os Estados-Membros podem optar por utilizar a quota média de electricidade produzida a partir de fontes renováveis na Comunidade ou a quota de electricidade produzida a partir de fontes renováveis no seu próprio território medida dois anos antes do ano em causa. Por ser mais favorável, foi considerada a hipótese da quota de electricidade renovável nacional medida dois anos antes. Além disso, no cálculo da electricidade proveniente de fontes renováveis consumida por veículos rodoviários eléctricos, esse consumo deve ser considerado igual a 2,5 vezes o conteúdo em energia renovável da electricidade de carga.

Foi considerado que Portugal não tem uma quota de consumo de energia na aviação no total do seu consumo final bruto de energia superior a 6,18% e portanto não necessita de fazer um ajustamento do consumo final bruto de energia como proposto na Directiva.

Assim sendo, a previsão do consumo total de energia para os transportes é a seguinte:

**Tabela 6 - Consumo total de energia final nos transportes em Portugal no cenário BAU (2010-2020).**

Consumo de energia transportes BAU [ktep]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Combustíveis rodoviários fósseis</b>	6 246	6 242	6 237	6 232	6 228	6 223	6 270	6 316	6 363	6 410	6 456
<b>Biocombustíveis rodoviários</b>	342	409	476	543	610	677	683	689	695	701	706
<b>Electricidade rodoviário</b>	0	1	2	4	7	10	14	20	29	40	52
<b>Electricidade ferroviário</b>	67	67	66	66	65	65	64	63	63	62	61
<b>CONSUMO TOTAL TRANSPORTES<sup>1</sup></b>	<b>6 655</b>	<b>6 720</b>	<b>6 785</b>	<b>6 852</b>	<b>6 920</b>	<b>6 990</b>	<b>7 053</b>	<b>7 119</b>	<b>7 193</b>	<b>7 273</b>	<b>7 353</b>

<sup>1</sup> Este valor já inclui a ponderação de 2,5 para a electricidade no transporte rodoviário

Os dados do consumo de electricidade nos transportes rodoviários corresponde às seguintes previsões do Governo:

**Tabela 7 - Consumo de electricidade em Portugal nos transportes rodoviários segundo as previsões do Governo (2010-2020).**

Evolução Veículos Eléctricos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Parque Automóvel</b>	100	4 100	9 380	15 950	25 550	38 200	55 900	78 650	112 000	156 000	200 000
<b>Consumo (GWh)</b>	0	12	28	48	77	115	168	236	336	468	600
<b>Consumo (ktep)</b>	0	1	2	4	7	10	14	20	29	40	52

O PNAEE estipulou e contabilizou várias medidas de eficiência para redução do consumo de energia. Como já foi referido os dados do consumo de energia apresentados para os sectores da Directiva foram calculados num cenário BAU que não inclui medidas de eficiência energética. Com vista a tornar os dados de consumo mais realistas estes foram recalculados diminuindo o impacto das medidas de PNAEE em cada um dos sectores. Este impacto foi calculado atribuindo uma percentagem da contribuição de cada medida do PNAEE a cada um dos três sectores da Directiva e multiplicando-a pelo impacto em cada ano previsto pelo Programa. Os dados finais estão apresentados na tabela do Anexo 1.

Os consumos de energia final por sector considerando medidas de eficiência energética e o aumento da mobilidade eléctrica estão compilados na tabela seguinte:

**\* Tabela 8 - Cálculo do consumo final bruto de energia por sector da Directiva em Portugal contabilizando o efeito da mobilidade eléctrica e das medidas de eficiência energética (2010-2020).**

Consumo final bruto de energia (ktep)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>A) A&amp;A BAU</b>	6 501	6 581	6 663	6 746	6 830	6 914	6 969	7 024	7 081	7 139	7 198
<b>B) Electricidade BAU</b>	4 466	4 511	4 579	4 670	4 764	4 859	4 956	5 055	5 156	5 260	5 365
<b>C) Transportes BAU (sem electricidade)</b>	6 588	6 651	6 713	6 776	6 838	6 900	6 953	7 005	7 058	7 110	7 163
<b>D) Impacto A&amp;A medidas PNAEE</b>	185	267	348	430	511	593	618	642	667	692	717
<b>E) Impacto electricidade medidas PNAEE</b>	143	206	269	333	396	460	492	525	558	591	624
<b>F) Impacto transportes medidas PNAEE</b>	315	401	487	573	660	746	809	872	935	998	1 061
<b>G) Consumo electricidade transportes</b>	67	68	69	70	72	75	79	84	91	102	113
<b>H) Consumo final A&amp;A (A-D)</b>	6 315	6 315	6 315	6 316	6 318	6 322	6 351	6 382	6 414	6 447	6 481
<b>I) Consumo final Electricidade (B-E+G)</b>	4 391	4 373	4 378	4 407	4 440	4 474	4 542	4 614	4 690	4 771	4 854
<b>J) Consumo final transportes (C-F+...<sup>a</sup>)</b>	6 341	6 319	6 298	6 278	6 260	6 244	6 244	6 248	6 258	6 275	6 292
<b>K) Consumo final total</b>	17 047	17 007	16 991	17 002	17 018	17 040	17 138	17 243	17 361	17 493	17 627

<sup>a</sup> + 2,5 x consumo de electricidade nos transportes rodoviários + consumo de electricidade nos transportes rodoviários

\* As tabelas precedidas por um asterisco (\*) são as solicitadas no “REPAP 2020 Template for the national RES industry roadmaps”

Juntando estes dados aos dados históricos do consumo do Gráfico obtém-se uma perspectiva da evolução do consumo de cada sector ao longo de três décadas, ilustrada no Gráfico 20. É importante referir que o gráfico utiliza valores reais até 2007 e valores projectados a partir de 2010. Os dados para os três anos intermédios foram calculados considerando uma progressão linear.

Da análise do gráfico destacam-se imediatamente três tendências. Entre 1990 e 2005 assiste-se a um aumento significativo de todos os consumos, mais destacado nos transportes e menos na electricidade. Entre 2005 e 2010 assiste-se a uma diminuição ou estagnação dos consumos correspondendo ao período de crise económica. Neste gráfico esta tendência não é muito perceptível para a electricidade devido à junção de duas fontes de informação diferentes, mas pode ser melhor observada no O sector da electricidade é aquele que tem sofrido um maior aumento na penetração das FER. O consumo de energia eléctrica tem subido consistentemente desde 1999, ainda que com um abrandamento desde 2006. Em 2009, devido à recessão económica que atingiu a quase totalidade dos sectores da economia, o consumo de electricidade diminuiu em relação a 2008.

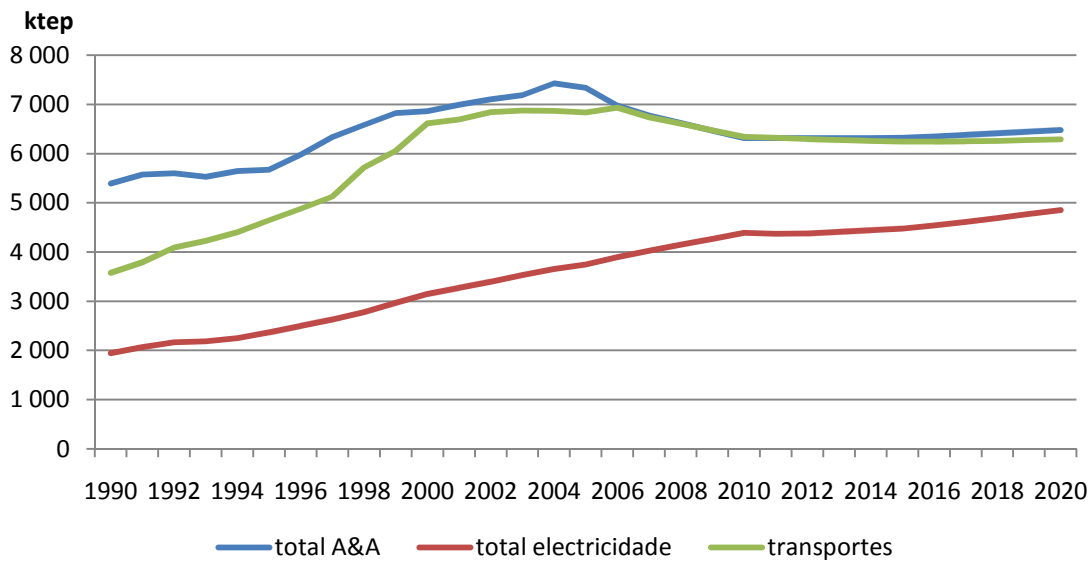
Sem prejuízo do abrandamento conjuntural verificado em 2009, a produção de electricidade de origem fóssil tem oscilado em torno dos 30 TWh, compensando anos com maior ou menor produção hídrica, ao passo que a electricidade de origem renovável praticamente duplicou nos últimos 10 anos.

Até 2008 Portugal aumentou consideravelmente a sua importação de energia eléctrica atingindo cerca de 20% do consumo nesse ano. Contudo, com o abrandamento de 2009 verificou-se um decréscimo significativo das importações, tendo-se inclusivamente observado que em Dezembro de 2009 e nos primeiros dois meses de 2010 Portugal apresentou um saldo líquido exportador de electricidade para Espanha – o que sucedeu pela primeira vez em vários anos. Considerando a atipicidade do ano de 2009, a contabilização estatística destes dados deverá ser efectuada com prudência.

Gráfico 11 – Produção de energia eléctrica em Portugal (1999-2009). Fontes: REN, DGEG, EDA, EEM. A partir de 2010 retoma-se o crescimento, mas com taxas muito mais suaves.

**Um aspecto que importa ressaltar é que, mesmo considerando a aplicação de 100% das medidas de eficiência energética previstas no PNAEE, assiste-se a um aumento do consumo entre 2010 e 2020. Daqui se conclui que é necessário um esforço muito maior de investimento na eficiência energética para se cumprir com a meta de 1% de poupança de energia por ano até 2016 estabelecida pela Directiva 2006/32/CE relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. Da mesma forma não é cumprido o compromisso de diminuir o consumo de electricidade 3% em 2012 e 10% em 2015 proposto no Programa do actual Governo.**

**Gráfico 20 - Consumo de energia final em Portugal por sector da Directiva (1990-2020).**



#### 4.2. Contribuição das Renováveis para o consumo de Energia Eléctrica

Os pressupostos considerados para a electricidade de origem renovável foram baseados na maioria nas metas já traçadas pelo actual Governo relativamente a potência instalada até 2020.

As principais diferenças do cenário da APREN relativamente às metas do Governo são as seguintes:

- Diminuição da meta de potência geotérmica instalada em 2020 proposta pelo Governo de 250 MW para 120 MW;
- Aumento da meta de potência de energia das ondas instalada em 2020 proposta pelo Governo de 250 MW para 300 MW;
- Um atraso nas datas de entrada em operação das centrais de biomassa residual florestal previstas devido a falta de disponibilidade de recurso;
- Consideração de uma potência instalada em aproveitamentos eléctricos de biogás de 170 MW, 40 MW para biogás de aterro e 130 MW para o biogás de digestão anaeróbia;
- Consideração da meta do Governo para 2020 de 150 MW para as centrais de RSU e CDR, dos quais apenas se considera 50% pois apenas esta fracção é considerada renovável;
- Aumento da meta para a energia solar dos 1.500 MW propostos pelo Governo para 2.500 MW em 2020, excluindo a microgeração;

- Consideração de toda a potência contratada no âmbito do Plano Nacional de Barragens e do programa já em curso de repotenciação de centrais hídricas da EDP, o que totaliza 8.934 MW de grandes aproveitamentos hídricos e não 7.000 MW como é referido no Programa do Governo;
- Diminuição em 1000 MW da potência eólica instalada em 2020 por falta de locais disponíveis *onshore* e por dificuldades técnicas e administrativas relativas à eólica *offshore*.

Estas diferenças são explicadas em pormenor na secção 4.6 Comparação das metas e trajectórias propostas com as previstas pelo Governo Português.

Tendo em conta as considerações anteriores, a evolução da capacidade instalada por tecnologia está descrita na tabela seguinte:

**\* Tabela 9 - Capacidade Instalada de cada tecnologia de FER para produção de energia eléctrica em Portugal (2010-2020).**

Capacidade Instalada [MW]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Biomassa</b>	<b>491</b>	<b>510</b>	<b>525</b>	<b>539</b>	<b>558</b>	<b>570</b>	<b>594</b>	<b>608</b>	<b>787</b>	<b>802</b>	<b>820</b>
Sólida	460	468	471	474	481	482	495	497	665	667	670
Biogás	31	42	54	65	77	88	100	111	123	134	150
Líquida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Geotérmica</b>	<b>16</b>	<b>26</b>	<b>37</b>	<b>47</b>	<b>58</b>	<b>68</b>	<b>78</b>	<b>89</b>	<b>99</b>	<b>110</b>	<b>120</b>
<b>Hídrica</b>	<b>5 013</b>	<b>5 481</b>	<b>5 769</b>	<b>6 042</b>	<b>6 325</b>	<b>7 759</b>	<b>8 475</b>	<b>8 506</b>	<b>9 673</b>	<b>9 790</b>	<b>9 822</b>
<10MW	435	466	498	529	561	592	624	655	687	718	750
>10MW	4 578	5 015	5 271	5 513	5 764	7 167	7 851	7 851	8 986	9 072	9 072
<b>Solar</b>	<b>140</b>	<b>240</b>	<b>480</b>	<b>720</b>	<b>950</b>	<b>1 340</b>	<b>1 690</b>	<b>1 910</b>	<b>2 190</b>	<b>2 380</b>	<b>2 500</b>
<b>Solar Termoelectrico</b>	0	0	100	150	150	250	350	350	450	500	500
<b>Fotovoltaica</b>	140	240	380	570	800	1 090	1 340	1 560	1 740	1 880	2 000
Minigeração	40	90	150	220	300	390	490	590	670	730	800
Centrais (≤10MW)	100	150	230	350	500	700	850	970	1 070	1 150	1 200
<b>Ondas</b>	<b>0,4</b>	<b>0,7</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>18</b>	<b>42</b>	<b>77</b>	<b>124</b>	<b>181</b>	<b>300</b>
<b>Eólica</b>	<b>3 500</b>	<b>3 988</b>	<b>4 477</b>	<b>4 967</b>	<b>5 460</b>	<b>5 778</b>	<b>6 097</b>	<b>6 435</b>	<b>6 783</b>	<b>7 142</b>	<b>7 500</b>
onshore	3 500	3 988	4 475	4 963	5 450	5 758	6 067	6 375	6 683	6 992	7 300
offshore	0	0	2	4	10	20	30	60	100	150	200
<b>TOTAL</b>	<b>9 160</b>	<b>10 246</b>	<b>11 289</b>	<b>12 318</b>	<b>13 355</b>	<b>15 533</b>	<b>16 976</b>	<b>17 626</b>	<b>19 657</b>	<b>20 404</b>	<b>21 062</b>

Relativamente às Grandes Centrais Hídricas acima de 10 MW, a evolução da capacidade instalada considerada foi calculada de acordo com o definido no Plano Nacional de Barragens e no Programa de repotenciação de centrais hídricas da EDP, que corresponde aos dados apresentados no Anexo 2.

Por sua vez para as centrais de biomassa a evolução da capacidade instalada está de acordo com a tabela também apresentada no Anexo 3.

A capacidade instalada na categoria de biomassa sólida inclui também as centrais de Resíduos Sólidos Urbanos (RSUs) e Combustíveis Derivados dos Resíduos (CDRs). É importante no entanto salientar que apenas metade da produção de electricidade a partir de resíduos é considerada renovável, e por essa razão a capacidade instalada considerada é metade da real.

Para o cálculo da produção eléctrica foram consideradas as seguintes horas de produção equivalentes por tecnologia:

**Tabela 10 - Horas equivalentes consideradas para cada tecnologia de produção de electricidade a partir de FER (2010-2020).**

Horas equivalentes [h]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Biomassa</b>											
Biomassa sólida	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600	5 600
resíduos	6 700	6 700	6 700	6 700	6 700	6 700	6 700	6 700	6 700	6 700	6 700
biogás	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000
<b>Geotérmica</b>	7 800	7 800	7 800	7 800	7 800	7 800	7 800	7 800	7 800	7 800	7 800
<b>Hídrica</b>											
<10MW	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600
>10MW *	2 377	2 244	2 141	2 110	2 065	1 725	1 596	1 596	1 606	1 594	1 594
<b>Solar</b>											
<b>Solar Termoeléctrico</b>	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
<b>Fotovoltaica</b>											
minigeração	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
Centrais (≤10MW)	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700	1 700
<b>Ondas</b>	100	300	500	500	1 000	1 000	1 500	1 500	2 000	2 500	2 500
<b>Eólica</b>											
Onshore **	2 400	2 382	2 364	2 345	2 327	2 309	2 291	2 273	2 255	2 236	2 200
Offshore***	0	0	1 000	1 500	2 000	2 000	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600

\*É sabido que as novas centrais hídricas a serem construídas até 2020 têm como principal função o armazenamento de energia e não a produção primária de energia (a partir de água não bombada). Por esta razão as horas equivalentes de produção da Grande Hídrica foram ponderadas considerando a evolução da potência instalada e da energia média primária produzida por central.

\*\*As horas de produção equivalentes para a eólica *onshore* vão diminuindo ao longo do tempo, atingindo valores em 2020 abaixo do real potencial da tecnologia. Esta ponderação justifica-se pelo facto de a energia eólica ter que começar brevemente a entrar no mercado e concorrer na *pool* com as térmicas convencionais e com a grande hídrica. Daí resulta que a eólica nem sempre será despachável e portanto as horas de produção irão diminuir.

\*\*\* Também se introduziram reduções significativas nas horas da eólica, já que com a potência disponível é muito possível que em períodos de vazio, em especial no Inverno, os parques eólicos (*on* e *offshore*) tenham que ser deslastrados por haver excesso de capacidade. A redução das horas foi a metodologia encontrada para ter em conta este factor.

Com excepção da energia hídrica e eólica, cujo cálculo da electricidade gerada tem regras próprias de normalização impostas na Directiva 2009/28/CE, as restantes produções foram calculadas como o produto da potência instalada pelas horas de produção equivalentes, chegando aos resultados expressos na \* Tabela 11.

\* Tabela 11 - Produção bruta de electricidade a partir de FER em Portugal (2010-2020).

Produção bruta de electricidade (GWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Biomassa</b>	<b>2 844</b>	<b>2 972</b>	<b>3 071</b>	<b>3 170</b>	<b>3 282</b>	<b>3 382</b>	<b>3 537</b>	<b>3 636</b>	<b>4 656</b>	<b>4 756</b>	<b>4 886</b>
<b>Sólida</b>	2 630	2 677	2 696	2 714	2 746	2 765	2 839	2 858	3 798	3 817	3 836
<b>Biogás</b>	214	295	375	456	536	617	697	778	858	939	1 050
<b>Líquida</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Geotérmica</b>	<b>125</b>	<b>206</b>	<b>287</b>	<b>368</b>	<b>449</b>	<b>530</b>	<b>612</b>	<b>693</b>	<b>774</b>	<b>855</b>	<b>936</b>
<b>Hídrica</b>	<b>11 732</b>	<b>12 998</b>	<b>13 274</b>	<b>13 620</b>	<b>13 941</b>	<b>17 256</b>	<b>18 356</b>	<b>17 562</b>	<b>19 815</b>	<b>18 795</b>	<b>18 549</b>
<b>&lt;10MW</b>	1 134	1 235	1 317	1 400	1 495	1 591	1 673	1 746	1 813	1 829	1 907
<b>&gt;10MW</b>	10 598	11 763	11 957	12 220	12 446	15 665	16 683	15 816	18 002	16 966	16 642
<b>Solar</b>	<b>226</b>	<b>381</b>	<b>801</b>	<b>1 203</b>	<b>1 570</b>	<b>2 236</b>	<b>2 831</b>	<b>3 175</b>	<b>3 657</b>	<b>3 977</b>	<b>4 160</b>
<b>Solar Termoeléctrico</b>	0	0	200	300	300	500	700	700	900	1 000	1 000
<b>Fotovoltaica</b>	226	381	601	903	1 270	1 736	2 131	2 475	2 757	2 977	3 160
<b>minigeração</b>	56	126	210	308	420	546	686	826	938	1 022	1 120
<b>Centrais (≤10MW)</b>	170	255	391	595	850	1 190	1 445	1 649	1 819	1 955	2 040
<b>Ondas</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>	<b>5</b>	<b>18</b>	<b>63</b>	<b>116</b>	<b>248</b>	<b>453</b>	<b>750</b>
<b>Eólica</b>	<b>7 628</b>	<b>8 646</b>	<b>10 205</b>	<b>11 672</b>	<b>12 969</b>	<b>13 938</b>	<b>14 486</b>	<b>15 076</b>	<b>15 727</b>	<b>16 395</b>	<b>17 121</b>
<b>onshore</b>	7 628	8 646	10 205	11 666	12 955	13 900	14 421	14 947	15 471	15 991	16 559
<b>offshore</b>	0	0	0	6	14	38	65	130	256	405	563
<b>Produção bruta de electricidade de FER</b>	<b>22 555</b>	<b>25 203</b>	<b>27 639</b>	<b>30 035</b>	<b>32 216</b>	<b>37 360</b>	<b>39 885</b>	<b>40 257</b>	<b>44 877</b>	<b>45 230</b>	<b>46 402</b>

Os valores da electricidade gerada pela energia hídrica e eólica incluídos na tabela anterior foram calculados segundo a metodologia imposta pela comissão e apresentada nas seguintes fórmulas:

Para a contabilização da electricidade gerada a partir da energia hídrica num dado Estado-Membro, aplica-se a seguinte fórmula:

$$Q_{N(norm)} = C_N \times \left[ \sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15$$

em que

- N = ano de referência;
- $Q_{N(norm)}$  = a electricidade normalizada gerada por todas as centrais hidroeléctricas do Estado-Membro no ano N, para fins contabilísticos;
- $Q_i$  = a quantidade de electricidade efectivamente gerada no ano  $i$  por todas as instalações hidroeléctricas do Estado-Membro medida em GWh, com exclusão da electricidade produzida em unidades de armazenamento por bombagem a partir de água previamente bombeada;
- $C_i$  = a capacidade instalada total, com exclusão do armazenamento por bombagem, de todas as instalações hidroeléctricas do Estado-Membro no ano  $i$ , medida em MW.

Para a contabilização da electricidade gerada a partir da energia eólica num dado Estado-Membro, aplica-se a seguinte fórmula:

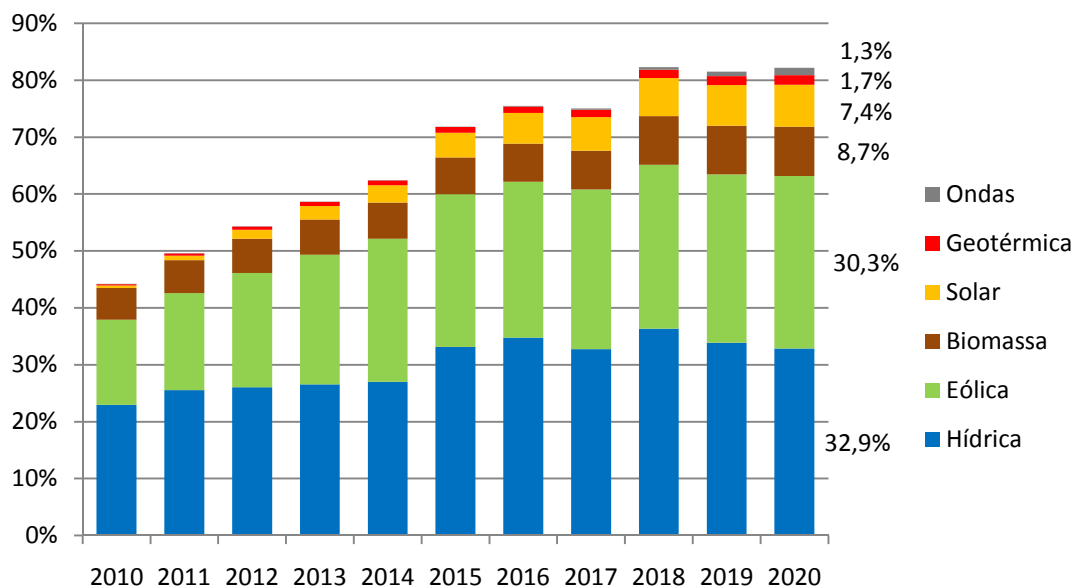
$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \left( \frac{C_j + C_{j-1}}{2} \right)}$$

em que

- N = ano de referência;
- $Q_{N(norm)}$  = a electricidade normalizada gerada por todas as centrais eólicas do Estado-Membro no ano N, para fins contabilísticos;
- $Q_i$  = a quantidade de electricidade efectivamente gerada no ano i por todas as instalações eólicas do Estado-Membro medida em GWh;
- $C_j$  = a capacidade instalada total de todas as instalações eólicas do Estado-Membro no ano j, medida em MW;
- n = 4 ou o número de anos precedentes ao ano N sobre o qual há dados disponíveis relativos à capacidade e à produção do Estado-Membro em questão, consoante o que for mais baixo.

Considerando a evolução do consumo de electricidade calculada na secção anterior é possível calcular qual a quota global e de cada tecnologia de FER na produção total de electricidade renovável. O gráfico seguinte mostra a percentagem de cada tecnologia que totaliza uma percentagem de electricidade renovável de 43% em 2010 e atinge os 82% em 2020.

**Gráfico 21 - Quota de electricidade gerada por cada tecnologia de FER em relação ao consumo total de electricidade em Portugal (2010-2020).**

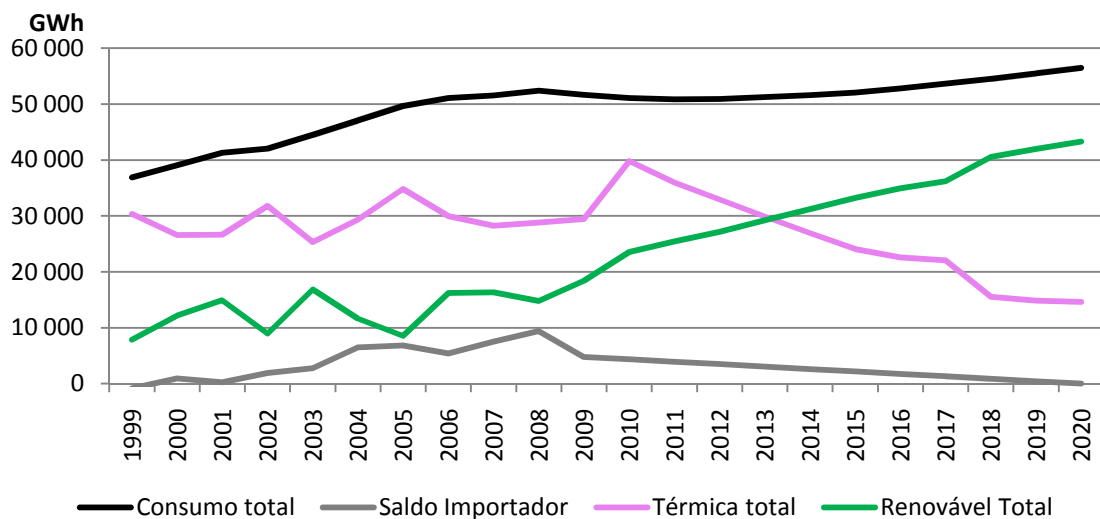


Nota: A componente "Hídrica" inclui a Grande Hídrica e as PCH's.

Para compreensão do panorama global da produção de energia eléctrica são apresentados dois gráficos com a evolução de 1999 a 2020 de todas as contribuições para o consumo de electricidade. Para elaborar estes gráficos foi considerado que, para as previsões a partir de 2010, a electricidade de PRE continuará a ter prioridade de entrada na rede até ao final do período analisado. Outro pressuposto é de que é dada prioridade à Grande Hídrica em detrimento da térmica fóssil pois a água é um recurso mais difícil de gerir que tem de ser aproveitado quando está disponível. A evolução do saldo exportador corresponde a levar o valor linearmente a zero em 2020. A evolução das renováveis traduz os dados que foram apresentados anteriormente. A cogeração (PRE não renovável) é considerada em separado e prevê-se que tenha uma taxa média anual de crescimento entre 2% a 6% e portanto considerou-se o valor intermédio de 4%. Por fim a evolução da térmica corresponde apenas à diferença entre o consumo total e a soma da renovável, da cogeração e do saldo exportador.

No Gráfico 21 pode-se observar o panorama geral. Analisando este gráfico rapidamente se compreende a considerável evolução da electricidade renovável, cuja produção total irá ultrapassar até 2013 a da térmica. A diferença entre as duas aumentará ao longo do tempo até à renovável representar 76% do consumo e a térmica total (térmica clássica + cogeração) 27%, o equivalente a aproximadamente 15 TWh.

**Gráfico 22 – Contribuição do saldo Importador, da Térmica total e da Renovável total para o consumo de energia eléctrica em Portugal (1999-2020).**



No entanto, se se aumentar o nível de detalhe do gráfico anterior podem-se tirar algumas conclusões adicionais. A produção total da eólica *onshore* e *offshore* irá ultrapassar a produção da Grande Hídrica, representando a tecnologia com maior contribuição para a produção de energia eléctrica (mas caso se agrupe a Grande Hídrica e as PCHs então é a hídrica total que ganha maior peso). O total das tecnologias de produção de electricidade renovável à excepção da eólica e da Grande Hídrica, irão ultrapassar a térmica clássica por volta de 2018 com a entrada em operação da maioria das centrais a biomassa florestal. Verifica-se também que a térmica clássica corresponde apenas a 13% do consumo, pouco mais de 6 TWh.

Em 2020, caso entrem em operação as centrais a ciclo combinado de Lavos e Sines, estará instalada uma capacidade em centrais térmicas de aproximadamente 5,7 GW. Este valor já considera o descomissionamento das centrais de Tunes, Sines, do Barreiro e de Setúbal.

Como se pode observar no Gráfico 23, a necessidade da produção térmica para esse ano será na ordem de 8.000 GWh, pelo que **se conclui que a capacidade instalada de térmica em 2020 excederá as necessidades previstas.**

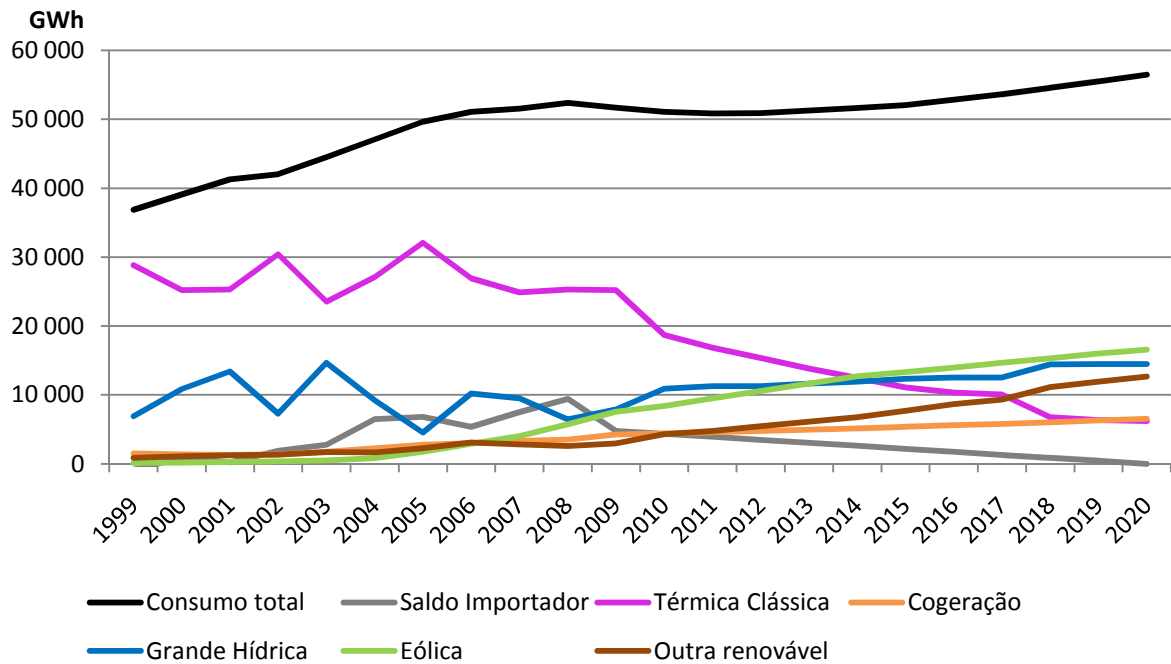
É verdade que as centrais térmicas têm um papel importante na gestão do sistema eléctrico nacional, mais ainda com uma maior penetração de eólica para controlar a sua produção intermitente e variável. Mas a capacidade de produção prevista é quase três vezes superior às necessidades calculadas o que está claramente acima das necessidades. Além disso nessa altura já deverá existir uma maior capacidade de armazenamento por bombagem hídrica, assim como maior produção renovável térmica a partir de biomassa e de cogeração, que poderão substituir em parte as térmicas clássicas no papel de manutenção da tensão e da frequência eléctrica na rede.

Se apenas se considerar a entrada em operação da central a ciclo combinado do Pego, a capacidade de produção térmica economicamente viável em 2020 seria de 16.000 GWh, ainda assim mais do dobro das necessidades previstas, mas mais consistente com o planeamento previsto de renováveis.

**Esta constatação cria uma necessidade de clarificação da estratégia energética nacional para o sector da electricidade pois neste momento os investimentos e as metas em cima da mesa parecem ser contraditórios, como é o caso das novas centrais de ciclo combinado.**

**Outra questão que se coloca é qual o impacto que a maior penetração de renováveis irá provocar no saldo exportador Português, não só no que diz respeito às trocas de electricidade entre Portugal e Espanha (e o impacto no MIBEL), mas também entre Portugal e o resto da Europa, caso a capacidade de interligação Espanha-França seja melhorada entretanto. Para avaliar a melhor forma de gerir a capacidade de sobreprodução que se verificará em 2020 e a sustentabilidade financeira do sistema energético português é também essencial analisar o custo a que estas trocas serão feitas. Isto porque não se pretende exportar electricidade, principalmente em horas de vazio e supervazio, a preços praticamente nulos como tem sido praticado no final do ano passado e início deste ano.**

**Gráfico 23 – Contribuição do Saldo Importador e das várias tecnologias de térmicas fósseis e renováveis para o consumo de energia eléctrica em Portugal (1999-2020).**



É portanto essencial que seja feito um planeamento estratégico global para o sector energético na próxima década, e que ele resulte numa política clara e firme que preveja a gestão das consequências associadas, nomeadamente no que diz respeito à capacidade excedente que se prevê para 2020.

#### 4.3. Contribuição das Renováveis para o consumo de Energia para A&A

A contabilização de energia para Aquecimento e Arrefecimento é o cálculo mais complicado de todos os sectores devido às várias contribuições que devem ser incluídas e às incertezas a elas associadas.

Segundo a Directiva, o termo «consumo para aquecimento e arrefecimento» deve ser entendido como o calor derivado produzido (calor vendido), acrescido do consumo final de todos os outros produtos energéticos, com excepção da electricidade, em sectores de utilização final como a indústria, agregados familiares, serviços, agricultura, silvicultura e pesca. Por conseguinte, a noção de «aquecimento e arrefecimento» abrange também o consumo de energia final para processamento. De uma forma mais simples o consumo de energia para A&A é o consumo de energia final de todos os produtos energéticos exceptuando a electricidade para fins que não sejam relativos aos transportes, acrescido do consumo de calor para utilização própria em instalações de produção de electricidade e de calor e das perdas de calor em redes

A contribuição de FER para A&A corresponde por sua vez à quantidade de aquecimento e arrefecimento urbano produzida num Estado-Membro a partir de fontes renováveis, mais o consumo de outras energias provenientes de fontes renováveis, na indústria, nos agregados familiares, nos serviços, na agricultura, na exploração florestal e nas pescas, para fins de aquecimento, arrefecimento e processamento.

As três FER a considerar para A&A são a geotermia, solar e biomassa.

Para a energia geotérmica considerou-se 50% do valor indicado pela EGEC (European Geothermal Energy Council) para a contribuição em cogeração e usos directos em A&A.

A contribuição da energia solar inclui as componentes 1) painéis solares térmicos para AQS domésticas, 2) painéis solares térmicos para AQS da indústria e 3) concentradores solares para produção de calor de processo para a indústria. Para a primeira considerou-se a instalação anual de 150.000 m<sup>2</sup> de painéis novos e para a segunda a instalação de 30.000 m<sup>2</sup> por ano. Relativamente ao calor de processo de origem solar assumiu-se que um terço do consumo de energia para A&A é para a produção de vapor. Em 2010 considerou-se que 0% desta quantidade seria de origem solar, aumentando para 1% em 2015 e para 2% em 2020.

A produção de energia para A&A a partir da biomassa pode ser feita através de cogeração industrial, combustão industrial ou queima no sector doméstico e de serviços. Foi ainda considerada uma componente adicional de queima de pellets no sector residencial e de serviços. Dever-se-ia também considerar a utilização de CdR e outros resíduos que substituem combustíveis fósseis nas indústrias cimenteiras, mas essa parcela não foi contabilizada por falta de dados. No entanto a sua contribuição não é significativa ao ponto de alterar os resultados apresentados.

Os dados da produção de calor em cogeração a partir de biomassa foram retirados de um estudo da Universidade de Coimbra sobre o Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal. Uma vez que em 2007 este estudo indica que a percentagem de consumo total de biomassa para A&A industrial em cogeração foi de 91%, considerou-se que 9% do consumo total de biomassa na indústria seria para a produção de calor por combustão directa.

Para o cálculo da contribuição da combustão directa de biomassa na indústria para produção de energia para A&A utilizou-se um factor de crescimento anual do consumo de biomassa na indústria de 2,5%, multiplicando posteriormente pela quota atrás referida de 9%. Para a queima de biomassa no sector residencial e de serviços considerou-se que não haverá crescimento dos valores históricos mas que se verificará um aumento da quantidade de queima de pellets, das 10.000 toneladas que se estimam para 2009 até 100.000 toneladas em 2020.

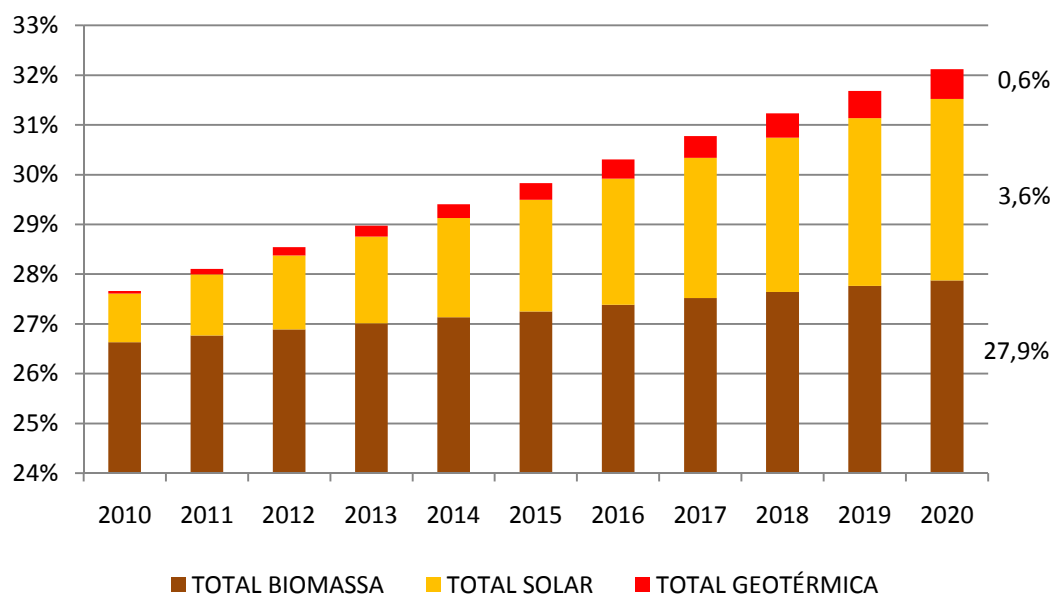
Da aplicação dos pressupostos descritos chegou-se aos seguintes valores:

\* Tabela 12 - Contribuição da energia geotérmica, solar e da biomassa para a produção de energia para A&A em Portugal (2010-2020).

contribuição FER para A&A	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>TOTAL GEOTÉRMICA</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>25</b>	<b>28</b>	<b>32</b>	<b>35</b>	<b>39</b>
dados EGECC cogeração + usos directos	4	7	11	14	18	21	25	28	32	35	39
<b>TOTAL SOLAR</b>	<b>62</b>	<b>78</b>	<b>94</b>	<b>110</b>	<b>126</b>	<b>142</b>	<b>161</b>	<b>180</b>	<b>199</b>	<b>218</b>	<b>236</b>
painéis solares térmicos para AQS domésticas	61	76	91	105	120	134	149	164	178	193	208
painéis solares térmicos para indústria	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2
vapor de processo indústria concentradores solares	0	1	3	4	5	7	11	15	19	23	27
<b>TOTAL BIOMASSA</b>	<b>1 682</b>	<b>1 690</b>	<b>1 698</b>	<b>1 706</b>	<b>1 714</b>	<b>1 723</b>	<b>1 739</b>	<b>1 756</b>	<b>1 773</b>	<b>1 790</b>	<b>1 807</b>
cogeração industrial renovável	458	461	464	467	470	473	484	496	507	519	530
biomassa industrial para combustão	58	60	61	63	65	66	68	70	71	73	75
biomassa residencial&serviços	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161	1 161
queima adicional pellets residencial&serviços	4	8	11	15	19	22	26	30	33	37	41

Considerando a evolução do consumo de energia para A&A calculada na secção anterior é possível calcular qual a quota global, e de cada tecnologia, de FER na produção total de energia para A&A de origem renovável. O Gráfico 24 mostra a percentagem de cada tecnologia de FER na produção de energia para A&A. A incorporação de FER no consumo de energia para A&A permite evoluir de uma quota de 28% em 2010 para 31,5% em 2020. A maior contribuição é a partir da biomassa, mas são a energia solar e geotérmica que terão um maior crescimento.

Gráfico 24 - Quota de energia para A&A gerada por cada tecnologia de FER em Portugal (2010-2020).



#### 4.4. Contribuição das Renováveis para o consumo de Energia nos Transportes

Tal como já foi referido anteriormente, o sector dos Transportes é o único com uma meta específica vinculativa. Cada Estado-Membro deve assegurar que a sua quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida por todos os modos de transporte em 2020 represente, pelo menos, 10 % do consumo final de energia nos transportes nesse Estado-Membro. Para efeitos de cálculo desta percentagem são aplicáveis as seguintes disposições:

- No cálculo do denominador, que é a energia total consumida pelos transportes para efeitos do primeiro parágrafo, só são tidos em conta a gasolina, o gasóleo e os biocombustíveis consumidos pelos transportes rodoviário e ferroviário e a electricidade;
- No cálculo do numerador, que é a quantidade de energia proveniente de fontes renováveis consumida pelos transportes para efeitos do primeiro parágrafo, são tidos em conta todos os tipos de energia proveniente de fontes renováveis consumida por todos os modos de transporte (incluindo a electricidade).

Tendo estas considerações em linha de conta foi desenvolvido um cenário de contribuição de FER para o sector dos transportes. Este cenário implica a introdução de novos biocombustíveis, de alterações legislativas que traduzam segurança e equidade para os *stakeholders* e de mecanismos eficazes de fiscalização e penalização de incumprimentos, mas não prevê necessidades de alteração das normas actuais ou de tecnologia nos motores de combustão interna.

Os dados de base do cenário considerado prevêem a Introdução de 7 % v/v de Biodiesel - FAME, 5% v/v de Diesel Renovável ou Green Diesel e dos seus subprodutos da tecnologia Ecofining Bio-NAFTA e Bio-GPL, e produção nacional de BioETBE para incorporação na gasolina.

Para a mobilidade eléctrica considerou-se também a introdução de 200.000 veículos eléctricos segundo as previsões do Governo e um incremento no Transporte Ferroviário de acordo com o estudo da União Europeia “European Energy and transport trends to 2030”.

No cálculo da contribuição da electricidade produzida a partir de fontes renováveis e consumida por todos os tipos de veículos eléctricos, optou-se por considerar a quota de electricidade renovável nacional medida dois anos antes. Estes valores, entre 2010 e 2020, estão apresentados na \* Tabela 16. Os valores considerados para 2008 e 2009, necessários para o cálculo da contribuição da electricidade renovável consumida nos veículos eléctricos em 2010 e 2011, foram de 24,8% e 31,7% respectivamente, que já foram calculados tendo em conta a nova metodologia da Directiva.

Na tabela seguinte são indicadas as contribuições de cada tipo de biocombustível e da mobilidade eléctrica para o consumo de energia no sector dos transportes. A contribuição da mobilidade eléctrica está de acordo com os dados apresentados nas Tabela 6 e Tabela 7. A percentagem de electricidade renovável considerada foi a de dois anos antes ao ano em questão.

**\* Tabela 13 – Contribuição de biocombustíveis e da mobilidade eléctrica renovável para o consumo de energia no sector dos transportes (2010-2020).**

Consumo de Energia no sector dos Transportes [ktep]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>bioetanol/bio-ETBE/Bio-Naphtha</b>	<b>15</b>	<b>19</b>	<b>23</b>	<b>27</b>	<b>31</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>
dos quais importados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
dos quais biocombustíveis nº2 do artigo 21º	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biodiesel (FAME e Greendiesel)</b>	<b>328</b>	<b>386</b>	<b>445</b>	<b>504</b>	<b>562</b>	<b>621</b>	<b>627</b>	<b>633</b>	<b>639</b>	<b>645</b>	<b>651</b>
do qual importado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
dos quais biocombustíveis nº2 do artigo 21º	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Hidrogénio a partir de energias renováveis</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Electricidade renovável</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>30</b>	<b>34</b>	<b>39</b>	<b>44</b>	<b>49</b>	<b>60</b>	<b>69</b>	<b>76</b>	<b>92</b>
da qual no transporte rodoviário	0	0	1	2	4	6	9	14	22	30	42
da qual no transporte não rodoviário	17	21	29	32	35	38	40	45	47	46	50
<b>Outros (bio-GPL-Auto)</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>
dos quais biocombustíveis nº2 do artigo 21º	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Consumo Total de Energia de FER para Transportes</b>	<b>359</b>	<b>431</b>	<b>506</b>	<b>578</b>	<b>649</b>	<b>721</b>	<b>732</b>	<b>749</b>	<b>763</b>	<b>777</b>	<b>798</b>

Os dados da anterior tabela não entram em conta com a bonificação de 2,5 para a electricidade renovável utilizada nos transportes rodoviários e com a bonificação de 2 para os biocombustíveis produzidos a partir de resíduos, detritos, material celulósico não alimentar e material lenhocelulósico (biocombustíveis nº2 do artigo 21º). Introduzindo estas alterações

pode-se calcular a contribuição total de FER para o sector dos transportes tal como se mostra em seguida.

**Tabela 14 – Cálculo da contribuição das várias FER para o consumo total de energia nos transportes em Portugal considerando as bonificações previstas na Directiva (2010-2020).**

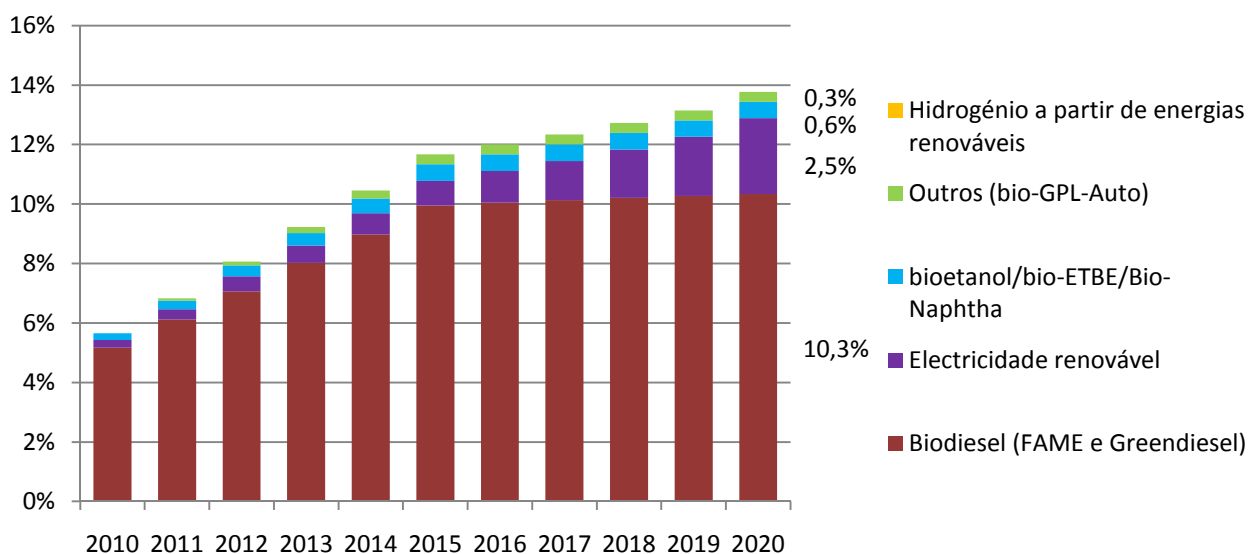
Contribuição das energias renováveis na energia consumida nos transportes (ktep)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>A) Consumo Total de Energia de FER para Transportes</b>	359	431	506	578	649	721	732	749	763	777	798
<b>B) Electricidade prevista a partir de FER nos transportes rodoviários</b>	0	0	1	2	4	6	9	14	22	30	42
<b>C) Consumo previsto de biocombustíveis definidos no nº2 do artigo 21º</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Contribuição prevista de FER nos transportes para o objectivo de FER-T = A+Bx(2,5-1)+Cx(2-1)</b>	359	431	508	581	654	729	745	770	796	821	861

Considerando a evolução do consumo de energia no sector dos transportes calculada na secção anterior é possível calcular qual a quota global e de cada tecnologia de FER na produção total de energia para o sector dos transportes. O Gráfico 25 mostra a percentagem de cada tecnologia de FER no consumo de energia para transportes. A percentagem total de energia renovável nos transportes aumenta de 5,7% em 2010 para 13,7% em 2020. O impacto da mobilidade eléctrica no sector dos transportes será sempre reduzido, no curto/médio prazo, exigindo um esforço adicional no incentivo à introdução de biocombustíveis, em especial de 2ª Geração

A implementação deste cenário implica alterações subsequentes a nível da legislação do sector, bem como nos mecanismos de fiscalização de introduções e no esquema de incentivos à produção, havendo urgência na aprovação de legislação clara que promova a equidade, a eficiência e transparência no sector, sem a qual não haverá investimentos. Estas medidas são descritas em pormenor na secção 5.3.

**Constata-se que, caso sejam aplicadas as medidas associadas ao cenário apresentado será possível ultrapassar a meta específica de 10% do sector dos transportes.**

**Gráfico 25 - Quota de energia gerada por cada tecnologia de FER no consumo total de energia nos transportes em Portugal (2010-2020).**



#### 4.5. Metas e Trajectórias Globais de Energias Renováveis

A tabela seguinte consiste num resumo de todas as contribuições sectoriais para o consumo de energia de FER. Verifica-se que o sector da electricidade é o que tem maior incorporação de FER, seguido do sector de A&A e por fim dos transportes.

**\* Tabela 15 – Contribuição sectorial da energia produzida a partir de FER para o consumo de energia final em Portugal (2010-2020).**

Contribuição de FER em cada sector para o consumo de energia final (ktep)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo final bruto previsto de FER para A&A	1 747	1 775	1 802	1 830	1 858	1 886	1 925	1 964	2 003	2 042	2 082
Consumo final bruto previsto de FER para electricidade	1 939	2 167	2 377	2 583	2 770	3 212	3 429	3 462	3 859	3 889	3 990
Consumo final previsto de energia de FER nos transportes	359	431	506	578	649	721	732	749	764	777	799
<b>Consumo total previsto de FER</b>	<b>4 045</b>	<b>4 372</b>	<b>4 685</b>	<b>4 991</b>	<b>5 277</b>	<b>5 819</b>	<b>6 086</b>	<b>6 174</b>	<b>6 626</b>	<b>6 709</b>	<b>6 871</b>

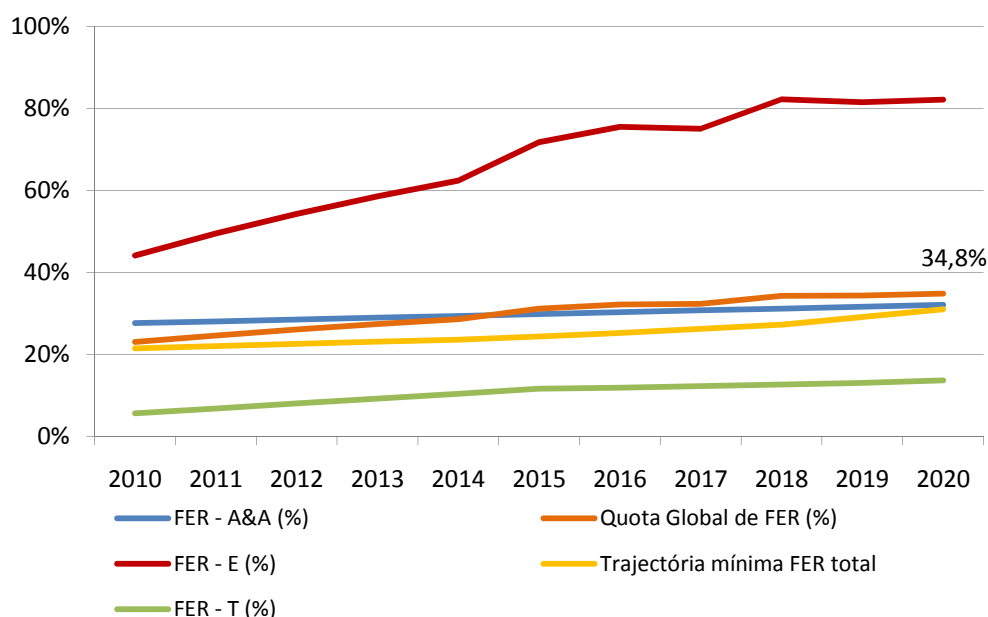
Considerando a evolução do consumo apresentada na \* Tabela 8 é possível calcular a evolução das quotas sectoriais e global de incorporação de FER. Esta evolução é representada na tabela e no gráfico seguintes.

\* Tabela 16 – Trajectória das quotas de incorporação de FER nos diferentes sectores e da quota global de FER para Portugal (2010-2020)

Trajectórias	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FER - A&A (%)	28%	28%	29%	29%	29%	30%	30%	31%	31%	32%	32,1%
FER - E (%)	44%	50%	54%	59%	62%	72%	75%	75%	82%	82%	82,2%
FER - T (%)	6%	7%	8%	9%	10%	12%	12%	12%	13%	13%	13,7%
Quota Global de FER (%)	23%	25%	26%	27%	29%	31%	32%	32%	34%	34%	34,8%

Verifica-se que o cenário descrito permite ultrapassar a meta de 31% de energia proveniente de FER no consumo total de energia final, atingindo 34,8%. A quota global é também sempre superior à trajectória mínima imposta pela Comissão o que significa que caso as previsões do cenário se cumpram Portugal irá cumprir com todos os seus compromissos.

Gráfico 26 - Trajectória das quotas de incorporação de FER nos diferentes sectores e da quota global de FER para Portugal (2010-2020).



A quota de FER na electricidade é de longe a mais elevada, atingindo os 82% em 2020. Este valor tão elevado deve-se sobretudo às previsões baixas de evolução do consumo, que ainda são acrescidas do impacto das medidas de eficiência energética. A elevada percentagem de electricidade renovável compensa a quota de FER nos transportes que, apesar de ser superior à exigida pela Comissão (10%) é muito inferior ao objectivo global de 31%. Por fim a quota de FER em A&A sobre praticamente de forma linear, mantendo-se na mesma ordem de valores que a quota global.

**O facto de se prever que Portugal poderá ficar 4 pontos percentuais acima da sua meta obrigatória indica que se poderiam encetar negociações com outros países da União**

**Europeia para aproveitar os mecanismos de flexibilidade previstos na Directiva, com o benefício financeiro para o País que tal procedimento implica.** Neste momento, em resultado dos documentos de previsão enviados por todos os Estados Membros à Comissão, a Bélgica, a Itália, o Luxemburgo e Malta declararam que não iriam conseguir cumprir com a sua meta a partir exclusivamente de medidas domésticas e portanto seriam potenciais clientes do “excesso de energia renovável” portuguesa.

No documento de previsão português entregue à Comissão em Dezembro de 2009 é referido que “Portugal considera que tem condições e recursos renováveis para poder ir mais além desta meta, e deste modo contribuir para eventuais défices de outros Estados-Membros. No entanto, essa possibilidade está dependente da capacidade de se exportar fisicamente essa produção renovável excedentária (...). Assim, uma meta superior a 31% só poderá ser equacionada e assumida por Portugal no âmbito de um quadro de desenvolvimento das interligações de rede de transmissão eléctrica, entre a Península Ibérica e o resto da Europa...”.

É importante esclarecer que as transferências estatísticas entre Estados Membros dizem respeito a energia consumida no Estado de origem, ou Estado “vendedor”, e portanto a transferência não é da energia física mas de uma estatística de consumo de energias renováveis. **Assim sendo, realça-se que existe a possibilidade de utilização dos mecanismos de flexibilidade previsto na Directiva independentemente da capacidade de interligação da rede eléctrica, ao contrário do que foi referido pelo Governo Português no documento de previsão entregue à Comissão.**

#### **4.6. Comparação das metas e trajectórias propostas com as previstas pelo Governo Português**

Na Directiva está previsto que cada Estado-Membro deve publicar e notificar à Comissão, seis meses antes da data em que o seu plano de acção nacional para as energias renováveis deva ser apresentado, um documento de previsão que indique a estimativa do excedente de produção de energia proveniente de fontes renováveis relativamente à sua trajectória indicativa que poderá ser transferido para outros Estados-Membros, bem como a estimativa do seu potencial para projectos conjuntos, até 2020, assim como a estimativa da procura de energia proveniente de fontes renováveis a satisfazer por meios distintos da produção interna até 2020. Este documento já foi entregue e está disponível na Plataforma de Transparência que a Comissão desenvolveu conforme definido na Directiva.

O documento de previsão contém também dados provisórios das metas e trajectórias. Nesta secção é feita uma comparação dos dados avançados pelo Governo com os dados propostos neste documento.

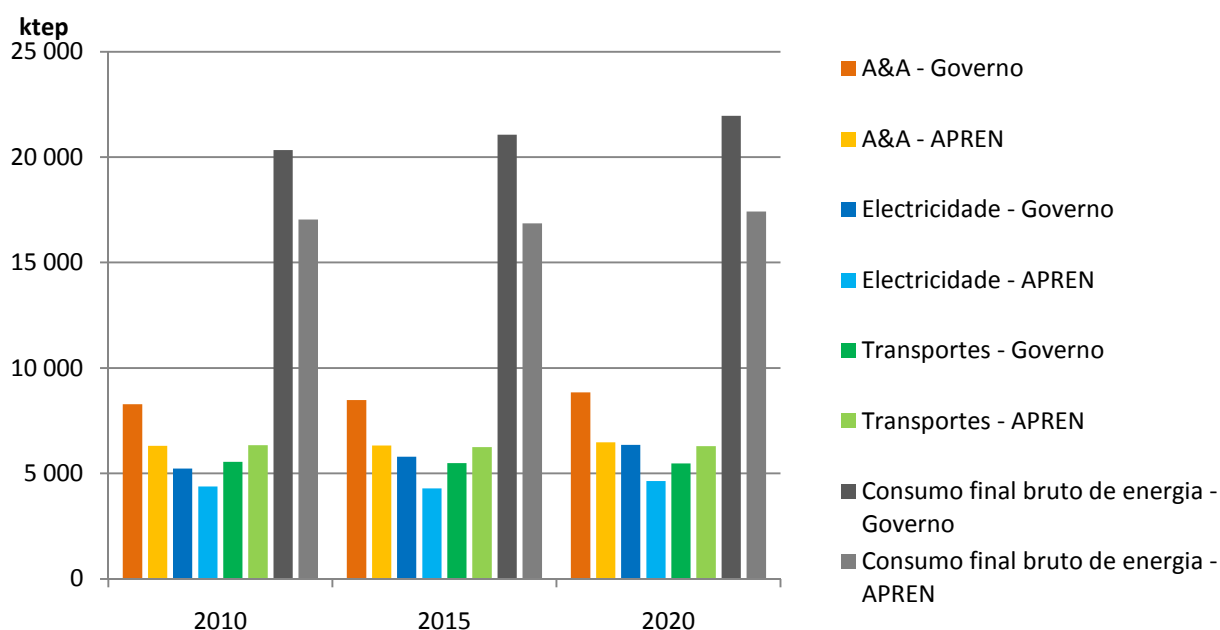
Os dados incluídos no documento de previsão relativos à previsão da evolução dos consumos são os seguintes:

**Tabela 17 – Previsão do Governo do consumo final bruto de energia final para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**

Consumo final bruto de energia [ktep]	2010	2015	2020
<b>A&amp;A</b>	8 290	8 486	8 840
<b>Electricidade</b>	5 234	5 791	6 358
<b>Transportes</b>	5 554	5 492	5 471
<b>Consumo final bruto de energia</b>	<b>20 341</b>	<b>21 069</b>	<b>21 965</b>

Comparando estes valores com as previsões da APREN apresentadas neste documento percebe-se que **o Governo tem previsões de consumo muito mais elevadas para os sectores da electricidade e A&A e um pouco mais baixas para os transportes**. Em 2020 o consumo final bruto de energia total estimado pela APREN corresponde a apenas 79% do consumo previsto pelo Governo. **Estes valores são um pouco surpreendentes pois significam uma distância ainda maior do cumprimento com compromissos de eficiência energética e diminuição do consumo.**

**Gráfico 27 – Comparação da previsão do Governo e da APREN do consumo final bruto de energia final para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**



Em relação ao contributo das FER para o consumo de energia, analise-se primeiro quais as previsões do Governo para o sector da electricidade. As tabelas seguintes apresentam as previsões do governo em termos de capacidade instalada e produção eléctrica renovável.

Tabela 18 – Previsão do Governo da capacidade instalada de tecnologias de produção de electricidade a partir de FER em Portugal em 2010, 2015 e 2020.

Capacidade Instalada [MW]	2010	2015	2020
<b>Biomassa</b>	<b>700</b>	<b>800</b>	<b>850</b>
Sólida	365	415	415
Biogás	50	100	150
Líquida	285	285	285
<b>Geotérmica</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>
<b>Hídrica</b>	<b>5 614</b>	<b>6 671</b>	<b>8 883</b>
<10MW	450	525	700
>10MW	5 164	6 146	8 183
<b>Solar</b>	<b>170</b>	<b>450</b>	<b>750</b>
Fotovoltaica	150	300	350
Solar Termoeléctrico	20	150	400
<b>Ondas</b>	<b>50</b>	<b>175</b>	<b>300</b>
<b>Eólica</b>	<b>5 165</b>	<b>6 550</b>	<b>8 500</b>
onshore	5 165	6 500	8 000
offshore	0	50	500
<b>Capacidade Instalada Total de Energias Renováveis para produção de electricidade</b>	<b>11 736</b>	<b>14 683</b>	<b>19 320</b>

Tabela 19 – Previsão do Governo da produção bruta de electricidade a partir de FER em Portugal em 2010, 2015 e 2020.

Produção bruta de electricidade (GWh)	2010	2015	2020
<b>Biomassa</b>	<b>3 916</b>	<b>4 560</b>	<b>4 965</b>
<b>Geotérmica</b>	<b>213</b>	<b>213</b>	<b>213</b>
<b>Hídrica</b>	<b>12 669</b>	<b>14 350</b>	<b>19 680</b>
<10MW	1 457	1 672	2 171
>10MW	11 212	12 678	17 509
<b>Solar</b>	<b>222</b>	<b>745</b>	<b>1 745</b>
Fotovoltaica	169	145	145
Solar Termoeléctrico	53	600	1 600
<b>Ondas</b>	<b>112</b>	<b>391</b>	<b>671</b>
<b>Eólica</b>	<b>11 368</b>	<b>13 860</b>	<b>16 883</b>
onshore	11 368	13 685	15 133
offshore	0	175	1 750
<b>Produção de bruta de electricidade de FER</b>	<b>28 500</b>	<b>34 119</b>	<b>44 157</b>

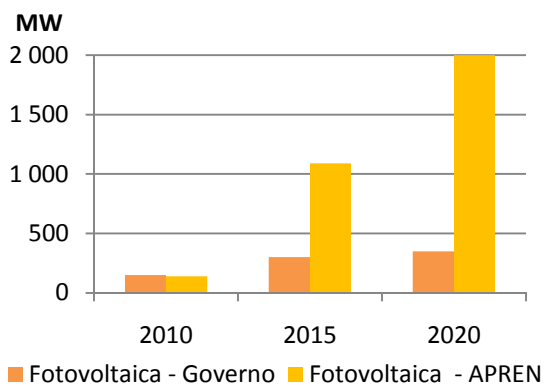
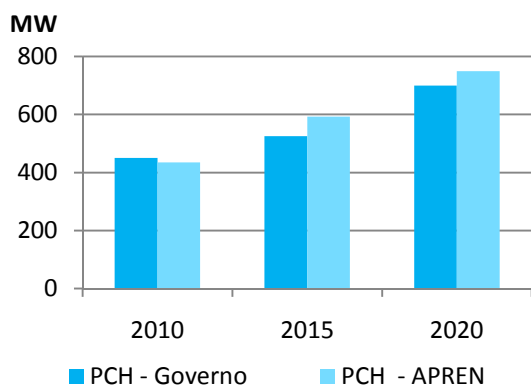
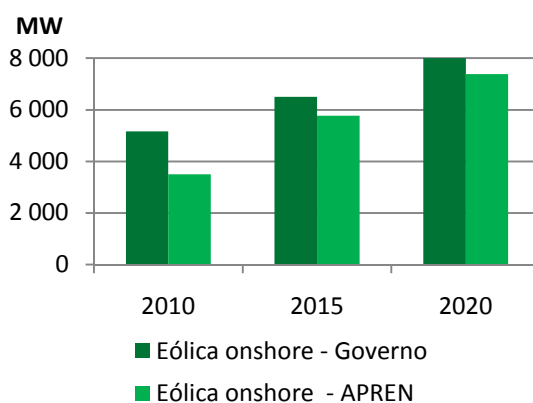
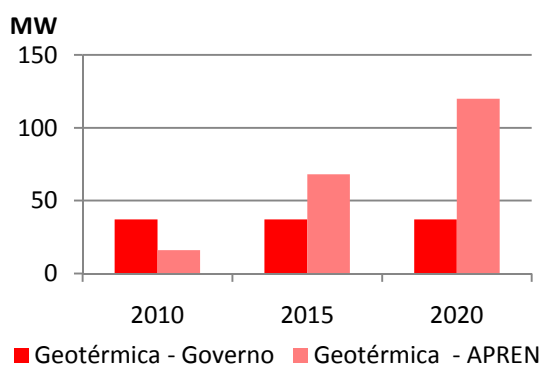
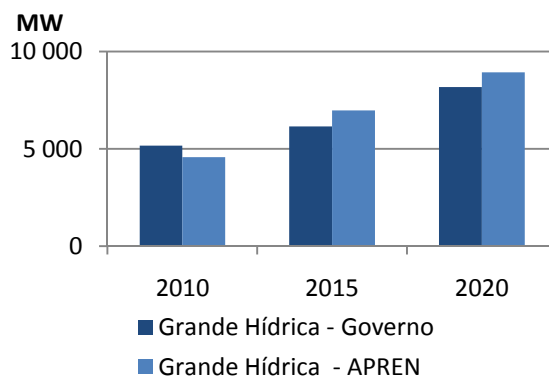
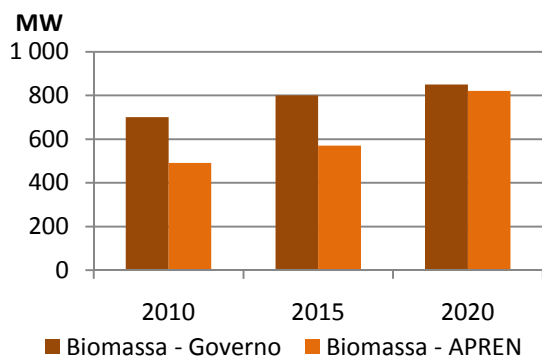
Fazendo uma comparação destes valores com as previsões da APREN para 2020 relativamente à capacidade instalada é possível retirar várias conclusões por tecnologia:

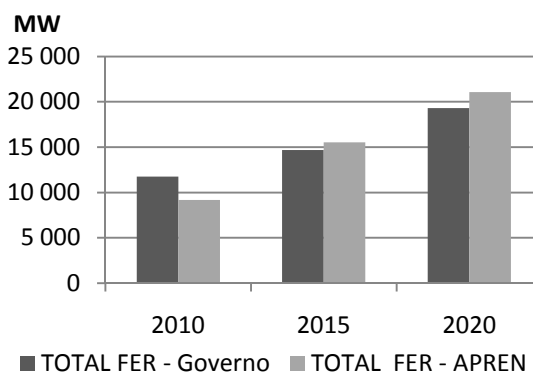
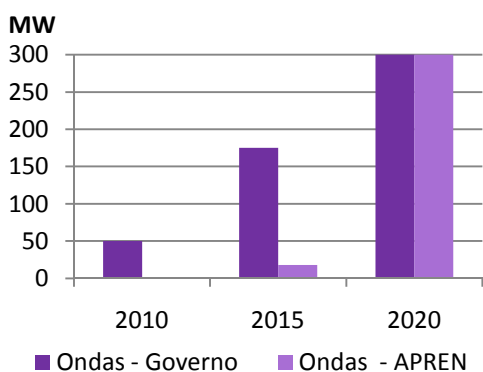
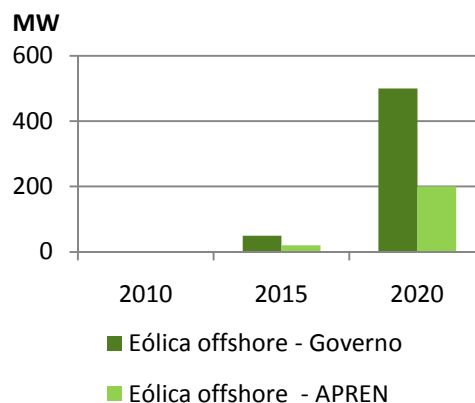
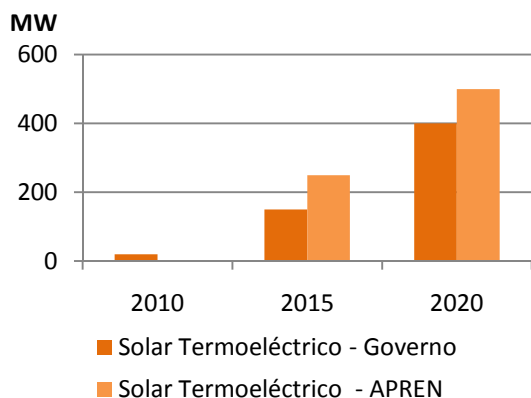
- O Governo prevê uma capacidade de biomassa total superior à da APREN, mas surpreendentemente para a biomassa residual florestal não considera toda a potência que foi posta a concurso e atribuída em PIP's anteriores. As metas para o biogás (150

MW) são equivalentes. A biomassa líquida é onde se encontram maiores diferenças pois a APREN não considerou nenhuma contribuição nessa parcela (por não se conhecer nenhum projecto nem medidas para o seu desenvolvimento), mas as previsões do Governo indicam que mais de 30% da potência instalada de biomassa em 2020 será desta fonte;

- O Governo prevê um desenvolvimento modesto da produção de electricidade por geotermia, traduzido num aumento da capacidade em 2010 que depois se mantém até 2020 (37 MW). Este facto constitui uma surpresa pois no mesmo documento de onde foram retirados estes valores é referido que o Governo pretende “aumentar a diversificação das fontes de energia renováveis, bem como, as aplicações e as tecnologias baseadas na utilização de energia renováveis (...). São exemplos desse interesse (...) os sistemas geotérmicos estimulados...”. Além disso o Programa do Governo refere uma meta de 250 MW para esta tecnologia.
- As previsões para as PCH são praticamente coincidentes, no entanto, não se entende porque foi assumida uma meta 50 MW inferior à do Programa do Governo (750 MW) que foi a considerada pela APREN;
- A previsão da APREN para a capacidade instalada de grandes centrais hídricas (9.072 MW) é superior à do Governo (8.183 MW) mas a APREN utilizou rigorosamente as previsões de implementação do Plano Nacional de Barragens e do Programa de repotenciação de centrais hídricas da EDP, descritas no Anexo 2;
- No entender da APREN a capacidade prevista pelo Governo para eólica *offshore* (500 MW) é demasiado elevada e não será possível até 2020 devido a restrições de ordem administrativa e técnica. Este assunto será tratado mais à frente nas medidas e políticas específicas desta tecnologia. A APREN propõe um valor mais modesto de 200 MW;
- Da mesma forma a APREN considera que não será atingida a meta de 8.000 MW para a eólica *onshore* mas apenas 7.200 MW, por razões também enunciados na secção das medidas desta tecnologia;
- As previsões governamentais da capacidade instalada de tecnologias de energia solar (750 MW) são muito inferiores às da APREN, principalmente no que diz respeito à fotovoltaica, e nem sequer atingem a nova meta de 1.500 MW avançada no Programa do Governo. No seu cenário a APREN considerou 1.000 MW extra a esta meta devido às excelentes condições do recurso em território português e tendo em conta a dramática descida dos custos/MWp instalado. Todos estes factores levaram a APREN a considerar uma capacidade adicional desta tecnologia em detrimento da eólica, que enfrenta barreiras concretas desenvolvidas na secção 5.1.1;
- A APREN concorda com as previsões do Governo para a capacidade instalada para produção de electricidade a partir da energia das ondas (300 MW), apesar de no Programa do Governo apenas previa 250 MW. No entanto, a APREN discorda com a evolução prevista até 2015, claramente muito acima do que os especialistas do sector prevêem;
- No total verifica-se que em 2020 a capacidade instalada proposta pela APREN é apenas um pouco mais elevada que a proposta pelo Governo mas que na previsão do Governo o desenvolvimento desta capacidade já em 2010 é superior ao previsto pela APREN.

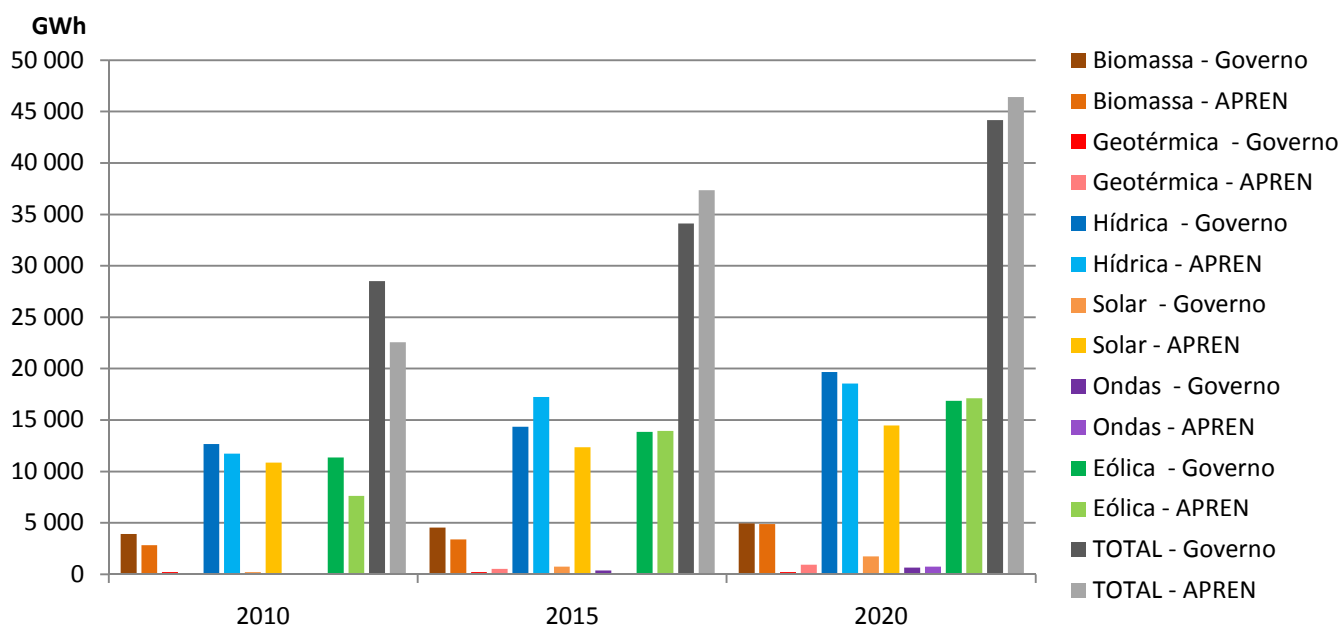
**Gráficos 28 – Comparação das previsões do Governo e da APREN da capacidade instalada de FER para a produção de energia eléctrica por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**





Analisando também a comparação ao nível da energia produzida verifica-se que a maior diferença continua a ser da contribuição solar, mas, de uma forma geral, as restantes previsões são bastante aproximadas para 2020.

**Gráfico 29 - Comparação da previsão do Governo e da APREN da produção bruta de electricidade de FER por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**



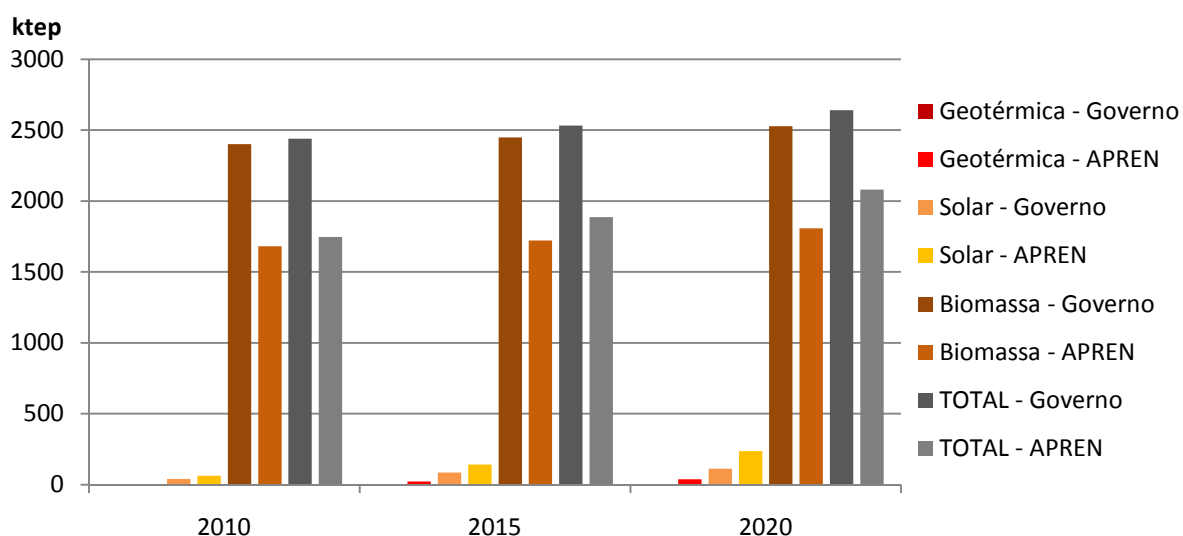
Para o sector de A&A a contribuição das diversas FER prevista pelo Governo foi de acordo com os dados da tabela seguinte.

**Tabela 20 – Previsão do Governo da contribuição de cada FER para o consumo de energia final no sector de A&A para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**

Consumo de energia final de cada tecnologia de FER para o sector de A&A (ktep)	2010	2015	2020
<b>Geotérmica</b>			
<b>Solar</b>	<b>39</b>	<b>85</b>	<b>113</b>
<b>Biomassa</b>	<b>2 402</b>	<b>2 448</b>	<b>2 528</b>
<b>Bombas de calor</b>			
<b>Consumo Total de Energia de FER para A&amp;A</b>	<b>2 441</b>	<b>2 533</b>	<b>2 641</b>

Da comparação das previsões do Governo com as da APREN, resulta que a contribuição de FER no consumo de energia para A&A considerada pelo Governo é bastante superior. Esta diferença está na contribuição da biomassa, já que para o solar e geotérmica os valores da APREN são mais elevados. Seria interessante conhecer quais os pressupostos do Governo para atingir uma contribuição tão grande da biomassa para energia para A&A. Embora não tenha considerado um cenário tão optimista, é do interesse da APREN chegar a valores dessa ordem de grandeza e portanto incluir os pressupostos do Governo nos seus cálculos, caso concorde com os mesmos. Apesar da escassez de biomassa que o país enfrenta e que é explicada com mais detalhe na secção desta tecnologia referente à produção de electricidade, a utilização de biomassa para A&A é preferível em termos de rendimentos à sua utilização para produção de electricidade e portanto deve ser incentivada e incluída nas metas tanto quanto tecnicamente possível.

**Gráfico 30 - Comparação da previsão do Governo e da APREN do consumo de energia de FER para A&A por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**



Finalmente para o sector dos transportes o Governo previu as seguintes contribuições de FER:

**Tabela 21 – Previsão do Governo da contribuição de cada FER para o consumo de energia final no sector dos transportes para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**

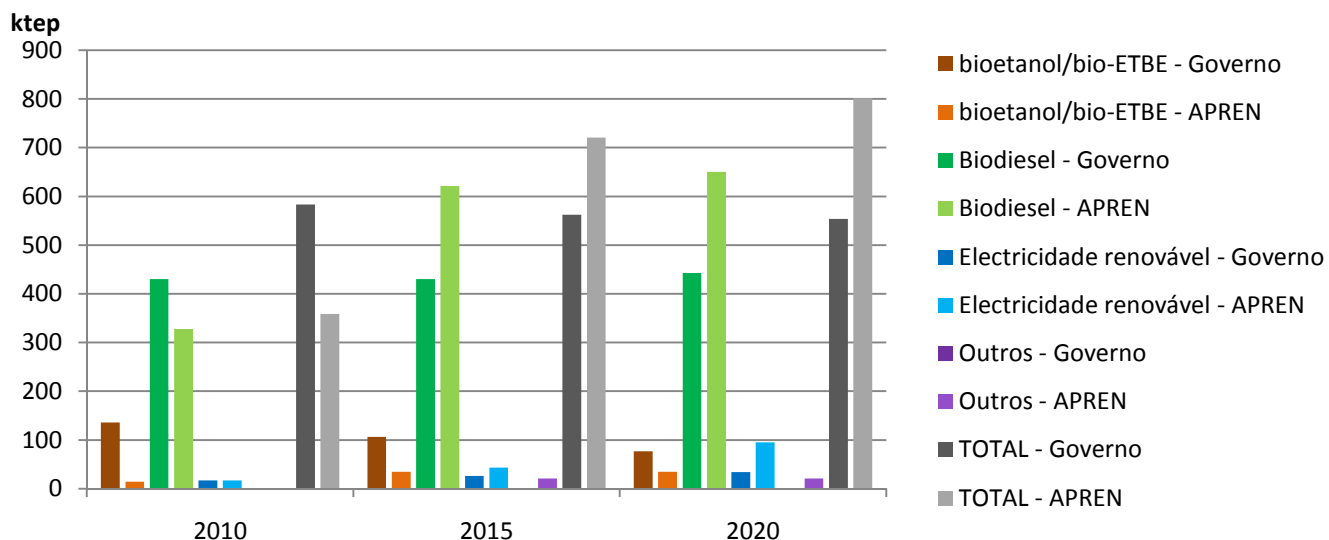
Consumo de Energia no sector dos Transportes [ktep]	2010	2015	2020
<b>bioetanol/bio-ETBE</b>	<b>136</b>	<b>106</b>	<b>77</b>
<b>Biodiesel</b>	<b>430</b>	<b>430</b>	<b>443</b>
<b>Hidrogénio a partir de energias renováveis</b>			
<b>Electricidade renovável</b>	<b>17</b>	<b>26</b>	<b>34</b>
Da qual no transporte rodoviário	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Da qual no transporte não-rodoviário	<b>17</b>	<b>26</b>	<b>34</b>
<b>Outros</b>			
<b>Consumo Total de Energia de FER para Transportes</b>	<b>583</b>	<b>562</b>	<b>554</b>

A partir de 2015, as previsões da APREN consideram uma maior incorporação de FER no consumo de energia nos transportes, principalmente graças à utilização de biodiesel. Apenas nos substitutos da gasolina o Governo previu uma maior penetração para 2020.

Relativamente ao biodiesel é possível acreditar que a previsão da APREN será mais verosímil uma vez que foi calculada com o apoio dos principais *players* do sector, que serão as entidades responsáveis pelos investimentos para garantir o cumprimento das metas neste sector. Além disso é de esperar que quando esses investimentos forem feitos eles terão a máxima capacidade de produção de biodiesel economicamente viável e portanto não estará limitada à meta de 10%.

Outro facto que chama a atenção é não ter sido considerada qualquer contribuição da electricidade renovável para o transporte rodoviário através do veículo eléctrico. Esta omissão é bastante estranha tendo em conta que é referido no documento de previsão que uma das iniciativas já em curso para o cumprimento das metas nacionais cuja importância é digna de destaque é “O Programa para a Mobilidade Eléctrica, lançado em 7 de Setembro de 2009, que, ao potenciar a utilização da energia eléctrica nos transportes (...) promovendo outro meio, para além dos biocombustíveis, para a penetração das renováveis no sector dos transportes”.

**Gráfico 31 - Comparação da previsão do Governo e da APREN do consumo de energia de FER para os transportes por tecnologia para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**



A Tabela 22 apresenta a previsão do Governo para a contribuição total de FER para o consumo de energia final.

**Tabela 22 – Previsão do Governo da contribuição de FER para cada sector da Directiva para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**

Contribuição de FER em cada sector para o consumo de energia final (ktep)	2010	2015	2020
Consumo final bruto previsto de FER para A&A	4519	4990	5478
Consumo final bruto previsto de FER para electricidade	2149	3093	3691
Consumo final previsto de energia de FER nos transportes	543	536	533
Consumo total previsto de FER	7211	8619	9702

A conjugação dos dados das duas tabelas anteriores permite calcular as quotas sectoriais e global de incorporação de FER, cujas previsões do Governo são apresentadas na tabela seguinte.

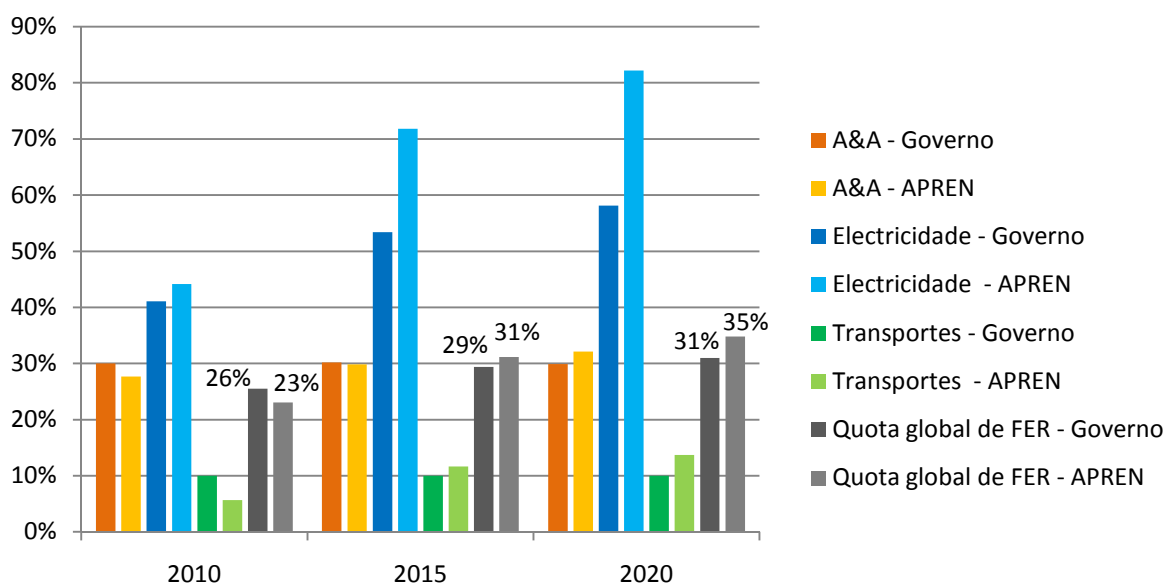
**Tabela 23 – Previsão do governo das quotas sectoriais e global de energia proveniente de FER para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**

quota de energia de FER	2010	2015	2020
A&A	30,0%	30,2%	29,9%
Electricidade	41,1%	53,4%	58,1%
Transportes	10,0%	10,0%	10,0%
Quota global de FER	25,5%	29,4%	31,0%

Comparando estes valores com as previsões da APREN apresentadas neste documento, conclui-se que existe uma diferença substancial para a quota de FER no consumo de energia eléctrica. Tendo em conta que a produção da energia eléctrica renovável prevista pela APREN e pelo Governo não é muito diferente, esta discrepância explica-se porque a previsão do consumo de energia eléctrica da APREN é muito menor que a do Governo e portanto o peso

das FER aumenta proporcionalmente. Mas se a evolução do consumo for de acordo com a meta do Programa de Governo de redução do consumo eléctrico em 3% até 2012 e 10% até 2015, então seria expectável que esta quota fosse ainda maior que o previsto pela APREN. De resto existe também uma pequena diferença na quota do sector dos transportes, mais optimista no cenário da APREN. A influência destes dois sectores resulta num acréscimo de 3,8 pontos percentuais na meta global.

**Gráfico 32 – Comparação da previsão do Governo e da APREN das quotas sectoriais e global de energia de FER para Portugal em 2010, 2015 e 2020.**



## 5. Medidas para atingir as metas propostas

---

Tão ou mais importante que estabelecer as metas sectoriais que permitam cumprir com o objectivo global definido na Directiva, urge definir quais as medidas que criarão um contexto económico, político e social que permita atingi-las. A maioria das medidas propostas resulta de barreiras que os promotores de projectos de energias renováveis e a respectiva indústria têm identificado na situação actual. As sugestões apresentadas visam ultrapassar esses obstáculos e permitir um melhor desenvolvimento dos projectos. São também propostas algumas medidas com as quais se espera criar novas oportunidades para determinados projectos de energias renováveis que não estão de momento previstos ou cuja prioridade de implementação é inferior à desejada.

As medidas incluem recomendações relativas a políticas a implementar e ao apoio financeiro a projectos de renováveis. Estas foram divididas pelos três sectores cobertos pela Directiva; electricidade, transportes e aquecimento e arrefecimento. Inicialmente são apresentadas as medidas comuns e posteriormente algumas medidas específicas de cada tecnologia.

### 5.1. Medidas gerais para o sector da Electricidade

A produção de electricidade a partir de FER enfrenta neste momento algumas barreiras muito concretas que merecem especial atenção.

O licenciamento deste tipo de projectos implica procedimentos administrativos pesados, pouco claros e cujos prazos muitas vezes não são cumpridos. Esta situação conduz a que o tempo de implementação dos projectos seja demasiado elevado, os custos de licenciamento sejam superiores aos previstos (devido a todos os imprevistos que se sucedem durante o processo), ou mesmo que os projectos não cheguem a ser concretizados e fiquem pelo caminho.

Outra dificuldade relativa ao processo de licenciamento diz respeito ao facto de existirem vários organismos envolvidos e portanto ser necessário comunicar com várias entidades ao mesmo tempo sobre o mesmo assunto. Além disso as entidades são tuteladas na sua maioria ou pelo Ministério da Economia ou pelo Ministério do Ambiente, entidades essas que muitas vezes não comunicam entre si, resultando em decisões contraditórias, processos não standardizados, trabalho administrativo em duplicado e portanto atrasos ainda maiores.

Importa referir a dificuldade de compatibilização dos projectos de FER com os Instrumentos de Gestão Territorial (IGTs), que é deixada ao livre arbítrio dos diversos *players* no processo de licenciamento, impedindo o planeamento adequado do promotor, pois cada processo passa a ser único sem condicionantes e procedimentos comuns que possam ser transpostos entre projectos. De seguida são desenvolvidos com mais detalhe exemplos concretos desta situação.

Apesar de os Planos Directores Municipais (PDMs) estarem sujeitos a uma obrigatoriedade de revisão, são vários os PDMs em vigor há 15 ou mais anos sem serem objecto de qualquer revisão. Tratam-se por essa razão de PDMs obsoletos, onde a construção de projectos FER não está prevista e cuja construção viola o disposto nos PDM, obrigando à sua prévia compatibilização. Apesar de terem sido introduzidas simplificações para tornar o procedimento de Alteração de PDM mais rápido para compatibilizar os projectos de FER com os IGTs, na realidade ele leva cerca de 1 a 2 anos a concluir. A entrada em vigor da Avaliação Ambiental Estratégica em muito contribuiu para a crescente complexidade deste regime pois traduz-se igualmente num processo moroso muito tecnicista. Para a excessiva morosidade de todo o procedimento em muito contribui também o facto de o mesmo ser desencadeado pelas Câmaras Municipais, e não pelos promotores, além de que não se prevê na legislação qualquer prazo para as Câmaras Municipais para a instrução dos processos.

Acresce ainda que tem sido prática comum e recente da parte das Comissões de Avaliação, no âmbito de um procedimento de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), exigir que as linhas eléctricas sejam compatibilizadas com os IGTs, o que não encontra qualquer apoio na legislação em vigor. Para além de as linhas eléctricas se tratarem de infra-estruturas amovíveis e para a qual não é necessário o licenciamento municipal, não se descortina a razão pela qual estariam as linhas eléctricas de projectos FER obrigadas a tal procedimento quando a tal não estão obrigadas as linhas eléctricas construídas pelos operadores de rede (REN e EDP).

A interpretação das autoridades no sentido da incompatibilização de Projectos de FER com regimes florestais ou de prevenção de incêndios também é comum. Recentemente a Associação Florestal Nacional (AFN) tem assumido uma postura mais inflexível no que toca à aceitação dos projectos FER em áreas sujeitas a regime florestal, alegando para isso a prossecução dos objectivos da Política Florestal, a qual se concretiza essencialmente na reflorestação das áreas. Os projectos de FER, em particular os parques eólicos, localizam-se em zonas de serra na maior parte das vezes baldios sujeitos a regime florestal, por serem essas zonas as que detêm recurso eólico. Assim, dever-se-iam definir medidas e políticas de cooperação que permitam retirar sinergias de ambos os projectos.

A entrada em vigor do novo Código Florestal poderá, de igual modo, levantar entraves ao licenciamento de alguns tipos de projectos, determinado pela inflexibilidade acima identificada, traduzida em interpretações menos conformes do novo enquadramento legal.

O artigo 22.º, n.º 1 do Código Florestal, apenas determina em matéria de uso do solo percorrido por incêndios, em substituição das anteriores disposições legais, que “nos espaços florestais percorridos por incêndios, em solo rural, durante o período de 15 anos a contar da data de ocorrência do incêndio, não podem ser alteradas, revistas ou suspensas as disposições dos planos municipais de ordenamento do território ou elaborar-se novos instrumentos de planeamento territorial que conduzam ao aumento da superfície urbanizável ou da edificação nesses espaços relativamente ao disposto nos instrumentos em vigor à data do incêndio”. Considerando que a finalidade desta norma consiste em evitar que sejam intencionalmente provocados incêndios com o objectivo de exercer qualquer uma das actividades identificadas na lei, esta proibição não faria qualquer sentido quando as acções em causa, independentemente de se tratar ou não de uma zona percorrida por incêndios, já se

encontrassem permitidas ou proibidas pelos “planos municipais de ordenamento do território”. Deste modo, a “nova” proibição pouco acrescentaria à proibição já prevista no PDM, assim como não passaria a proibir qualquer permissão já prevista no plano. Contudo, as autoridades administrativas têm revelado alguma dificuldade em matéria de interpretação e aplicação deste regime legal.

No que respeita ao Sistema de Defesa da Floresta Contra Incêndios, o nº 2 do artigo 16 do Decreto-Lei 124/2006 de 28 de Junho, alterado pelo Decreto-Lei 17/2009 de 14 de Janeiro, determina que “a construção de edificações para habitação, comércio, serviços e indústria fora das áreas edificadas consolidadas é proibida nos terrenos classificados nos PMDFCI com risco de incêndio das classes alta ou muito alta, sem prejuízo das infra-estruturas definidas nas RDFCI”. Contrariamente ao que tem vindo a ser a interpretação das autoridades administrativas, um edifício de comando não pode ser qualificado como “edificações para habitação, comércio, serviços e indústria” nos termos do nº 2 do artigo 16 do Decreto-Lei 124/2006 de 28 de Junho, considerando aquela que deve ser entendida como a finalidade deste preceito legal. O referido preceito visa essencialmente proteger a segurança das pessoas e, nessa perspectiva, proíbe a construção de edificações afectas a actividades que implicam uma utilização permanente por pessoas em zonas com risco de incêndio das classes alta ou muito alta. Deste modo, quando estipulou a referida proibição, o legislador pretendeu evitar a construção de edifícios nos quais, devido à actividade a que se destinem, se encontrem em permanência pessoas. Razão pela qual, este preceito limitador não se deve aplicar a infra-estruturas de produção de electricidade; infra-estruturas radioeléctricas (tais como antenas rádio), entre outras de tipo idêntico, que funcionem de modo automático sem a presença permanente de pessoas. Contudo, verifica-se frequentemente da parte das autoridades administrativas o recurso a interpretações excessivamente restritivas, se não mesmo contrárias à finalidade do quadro legal de que dispõem, o que representa um claro efeito de entrave ao desenvolvimento deste tipo de projectos.

Por último, convém realçar que a prática tem claramente demonstrado que as serras onde existem parques eólicos são menos fustigadas por incêndios. Tal resulta sobretudo da constante vigilância existente nos parques e da existência de acessos que acabam por funcionar como corta fogos.

Os procedimentos de AIA também representam um obstáculo ao desenvolvimento de projectos de FER. Independentemente de um processo estar sujeito a procedimento de AIA, os promotores têm sempre de respeitar a legislação aplicável às servidões e restrições de utilidade pública e portanto pedem pareceres às entidades supervisoras. Tais pareceres nada têm que ver com o procedimento de AIA, mas na prática o hábito é outro. As Comissões de Avaliação têm vindo sucessivamente a fazer uma interpretação abrangente deste licenciamento, só emitindo parecer favorável depois de coleccionados os vários pareceres favoráveis de toda e qualquer entidade que potencialmente terá algo a dizer sobre os projectos, e que, por diversas vezes já foi consultada pelo próprio promotor. Quando tal não acontece remetem para a fase de Pós-AIA a obrigatoriedade de o promotor entregar o referido parecer o que nem sempre se consegue em tempo oportuno.

Verifica-se também que as Comissões de Avaliação Ambiental obrigam a demasiados descritores, mas não consideram um descritor que analise o impacto económico do projecto. Além disso por vezes bloqueiam os projectos por razões facilmente contornáveis caso o promotor pudesse ser ouvido rapidamente.

No que diz respeito à legislação que regula o sector, estima-se que ela esteja dispersa em mais de 350 documentos legislativos, desde Decretos-Lei a Regulamentos da Direcção Geral, o que complica os processos e cria um fardo administrativo muito pesado.

Relativamente à tarifa, na sua composição entra o preço da energia convencional que actualmente está desactualizado, pois é bastante inferior ao preço base definido para as centrais do Sistema Eléctrico Público ou das centrais de cogeração, o que provoca desigualdades injustas. A forma de actualização da tarifa também deverá ser corrigida pois prejudica desnecessariamente os promotores dos projectos licenciados mais tarde e cujo *timing* do licenciamento está fora do seu controlo.

A capacidade da rede também é uma barreira muito importante pois dificulta a obtenção de pontos de ligação e limita a abertura de PIPs, e consequentemente a exploração de todo o potencial nacional de FER. As ligações transfronteiriças com Espanha e também entre Espanha e França são também uma razão do problema, que tem como consequência última a impossibilidade de considerar um cenário de exportação contínua de electricidade para a Europa e a adopção das medidas de flexibilidade previstas na Directiva.

Outro obstáculo que os promotores enfrentam é a dificuldade na compra ou obtenção de autorizações de utilização de terrenos para construção das linhas de interligação, o que os deixa sujeitos aos caprichos dos proprietários dos terrenos. Apesar de muitas das ligações ficarem integradas na rede pública, os promotores não têm os mesmos direitos de expropriação que a REN e a EDP Distribuição beneficiam.

O aumento da capacidade instalada está a resultar numa crescente contestação das populações locais e das organizações ambientalistas, que deve obviamente ser considerada, mas apenas até ao ponto em que é fundamentada.

Por fim, pela análise das metas propostas na secção anterior, verifica-se que chegaremos a 2020 com aproximadamente 82% de electricidade produzida a partir de FER, sendo uma das maiores fatias a eólica. Esta nova realidade tem implicações profundas tanto no sistema electroprodutor como na gestão da rede. Quanto ao primeiro ponto é muito importante ter em consideração o facto de no curto/médio prazo existir capacidade excedentária de centrais térmicas, mesmo considerando apenas a capacidade instalada actualmente. Sendo assim a continuação do investimento em Centrais de Ciclo Combinado de Gás Natural significa uma incompatibilidade política que não tem em consideração as implicações futuras da estratégia para o sector eléctrico em vigor.

Tendo em consideração todas as barreiras enunciadas anteriormente, são propostas várias medidas comuns a todas as tecnologias de produção de electricidade de FER.

As **medidas relativas ao processo de licenciamento** são:

- Dever-se-iam estabelecer prazos para que as Câmaras Municipais instruem os procedimentos, seja de Alteração seja de Suspensão dos PDMs, e simplificar os procedimentos da dinâmica dos IGTS, nomeadamente usando-se mais o procedimento de suspensão;
- As linhas eléctricas não devem estar obrigadas á verificação da conformidade com os IGTS;
- Deve ser dada uma indicação expressa do Governo de que os perímetros florestais e os projectos FER não se tratam de projectos incompatíveis, devendo a AFN adoptar uma postura colaborativa no sentido de assegurar a compatibilização de ambos. A título de exemplo refira-se a recente republicação dos regimes jurídicos da Reserva Ecológica Nacional e da Reserva Agrícola Nacional;
- Há que prever na legislação em vigor um mecanismo de excepção da proibição de construção, quando em causa estiver a construção de projectos FER. Refira-se a necessidade de definir prazos concretos para toda e qualquer entidade participante nos procedimentos definidos ou a definir;
- A Comissão de Avaliação não deveria fazer depender a sua análise e a sua decisão de outros pareceres a outras entidades que nada tem que ver com o que está previsto na própria legislação de impacte ambiental. De facto, nada impede que o promotor, em conjunto com a entidade que superintenda determinada servidão, encontre uma solução de compatibilização;
- O cumprimento ou incumprimento da legislação em matérias que extravasam o ambiente não deveria ser entendido como uma competência da Autoridade de AIA;
- Tal como acontece nos Estados Unidos da América, o processo de AIA deve ser encarado como um processo de negociação entre os promotores e a entidade licenciadora (ambiente e DGEG). Assim sendo devem ser implementadas medidas que agilizem o processo e permitam maior flexibilidade;
- Implementação de um balcão único ou *one stop shop* para o licenciamento. Esta estrutura seria tutelada pelo Ministério da Economia mas com integração de recursos do Ministério do Ambiente e de outros Ministérios quando aplicável, e integraria todos os processos relativos aos projectos de energias renováveis assim como todos os recursos necessários (humanos, técnicos, administrativos, material) que estariam localizados nas mesmas instalações. Desta forma potencia-se a integração e comunicação entre os colaboradores das diversas entidades e o acesso célere aos restantes recursos envolvidos, tendo a consequência desejada de acelerar os processos;  
 Uma possibilidade a estudar é a criação da figura de gestor de projecto, que seria a única pessoa de contacto do promotor, ficaria responsável por garantir o avanço adequado do processo e por coordenar todas as entidades envolvidas no mesmo. Esta função teria que ser bem definida e estruturada pois noutros casos em que foi implementada não trouxe grandes mais-valias (por exemplo os projectos PIN);

- O processo de licenciamento passaria a ter prazos bem definidos para todas as fases, aplicando-se o deferimento tácito caso seja atingido o final do prazo sem que o órgão ou autoridade administrativa competente se pronuncie. Desta forma garantir-se-ia o cumprimento dos prazos e o devido acompanhamento de todo e qualquer projecto;
- Com o intuito de aumentar a transparência dos processos, clarificar a atribuição de responsabilidades, facilitar a comunicação entre o promotor e a entidade licenciadora e garantir o cumprimento dos prazos, é proposta a implementação de uma plataforma electrónica que permita acompanhar o estado de cada processo. À semelhança do que acontece quando se envia correspondência pelos CTT, a plataforma permitiria consultar em tempo real o andamento do processo e à responsabilidade de quem está. A plataforma poderia também contactar o promotor automaticamente para solicitar informações adicionais ou comunicar decisões ou alterações do processo;
- A composição e modo de funcionamento das Comissões de Avaliação Ambiental necessita de ser repensado. Deveria ser incluído um representante do promotor do projecto em análise para clarificação imediata de quaisquer questões levantadas, evitando a paralisação dos projectos por razões fáceis e rapidamente resolúveis. O representante não terá direito de voto mas terá direito a assistir a todas as reuniões da Comissão e ter acesso a toda a documentação produzida.  
 Apesar de ser conveniente diminuir o número de descritores a analisar, propõe-se a incorporação de um elemento responsável pelo desenvolvimento de um indicador económico, com as funções de conduzir uma análise económica dos impactos do projecto (na criação de postos de trabalho, na economia local, na redução de emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE), nas importações evitadas de combustíveis fósseis, na sustentabilidade e competitividade das fileiras florestais quando aplicável, entre outros) permitindo comparar benefícios e custos de fazer/não fazer o projecto e das medidas de mitigação dos impactos.  
 A responsabilidade do coordenador da comissão também deveria ser reforçada de forma a agilizar o processo e garantir uma análise o mais fidedigna possível do projecto. Finalmente seria muito importante dar formação na área da energia e na área da economia aos elementos da comissão que não a possuam (ex: biólogos, arqueólogos, silvicultores, agrónomos, etc). O conteúdo e a entidade responsável por esta formação deverá ser acordado com a DGEG.  
 A Comissão de Avaliação deverá também incluir um elemento (ou até dois) de pleno direito que fosse um perito em projectos de energias renováveis e pudesse analisar do ponto de vista técnico e económico-financeiro as medidas de mitigação ou compensação propostas nas Declarações de Impacto Ambiental (DIAs);
- Para garantir objectivos comuns das entidades tuteladas pelo Ministério do Ambiente e Ministério da Economia, devem ser definidos objectivos comuns relativos a projectos de energias renováveis, de que todas as entidades sejam co-responsáveis. A avaliação do desempenho dos recursos humanos passaria a ter como critério adicional o cumprimento ou não destes objectivos. Os objectivos podem ser definidos, por exemplo, fixando um limite mínimo de potência instalada por ano, sendo a avaliação do desempenho dos

recursos humanos feita em função das potências instaladas ao final do ano. Desta forma garante-se que determinada potência é instalada, mas nas condições que causem menores impactos possíveis;

- Alterar as regras para atribuição de novas potências (abertura de PIPs) de forma a evitar bloqueios devido a um excesso de pedidos que a entidade licenciadora não tem capacidade de analisar e criando condições de igualdade e transparência para todos os promotores sem excepção. A potência só deverá ser atribuída em definitivo não só depois de reunidos todos os documentos necessários para o processo de licenciamento (demonstração da titularidade inequívoca dos terrenos, EIA, todas as licenças, existência de recurso e de quais os impactos na competitividade das respectivas fileiras, etc) mas apenas após o projecto estar licenciado em todas as suas vertentes;
- A médio prazo poder-se-ia pensar no desenvolvimento de um SIG de acesso público que reúna todas as restrições de IGTs para que o promotor possa planear antecipadamente o projecto procurando ter os menores impactos ambientais possíveis.

As **medidas relativas à legislação** são:

- **Uniformização da legislação** num documento comum mais ligeiro em que as questões técnicas ou outras que apresentem maior variabilidade, deixem de ser previstas por Leis ou Decretos-Lei, passando a ser objecto de portaria do Ministério com tutela sectorial.

As **medidas relativas à rede** são:

- Reforçar a ligação transfronteiriça Portugal-Espanha, mas ainda mais a ligação Espanha-França de forma a garantir que até 2020 Portugal poderá exportar electricidade para toda a Europa;
- Retomar os direitos de expropriação por utilidade pública dos promotores para construção de linhas e acessos aos projectos de FER, como anteriormente prevista no DL 189/88;
- Assegurar no plano de expansão da rede eléctrica que esta é feita em função dos recursos e não apenas da densidade populacional. Nesse sentido deveria ser feita uma campanha de levantamento dos locais de maior potencial de aproveitamento de energias renováveis, e a rede devia assegurar a cobertura dos mesmos;
- Os custos do desenvolvimento da rede para chegar aos locais com maior potencial para projectos de energias renováveis devem ser suportados integralmente pela REN ou EDP distribuição. O promotor é apenas responsável pelos custos das linhas entre o parque e o ponto de ligação à rede que lhe foi destinado. No entanto, tendo em conta que os promotores de energias renováveis conseguem custos e prazos inferiores para a construção das linhas, poderá estar prevista uma solução em que seria o promotor o responsável pela construção das linhas por conta da REN ou EDP, usufruindo dos mesmos direitos destas.

**As medidas relativas ao suporte financeiro são:**

- Relativamente à actualização da tarifa devem ser consideradas duas alterações. A primeira é a actualização do valor da energia convencional na fórmula de cálculo da tarifa para as centrais que não são contempladas pelo Decreto Lei 339C/2001, pois a legislação assim o permite e aquele valor já sofreu alterações substanciais. Para evitar que o valor fique muito desactualizado devia ser efectuada a sua revisão periódica como também está previsto no Decreto Lei 225/2007.  
 A segunda alteração consiste em retomar a actualização da tarifa base no IPC da última actualização dos parâmetros e não da data de licença de exploração de forma a não prejudicar os promotores que se ligaram mais tarde;
- De forma a fomentar a utilização FER que facilitem a gestão da rede, poder-se-á considerar a atribuição de um prémio para fontes renováveis que possibilitem a gestão do recurso e produção nas horas de ponta como a geotérmica, hídrica, todos os tipos de biomassa e CSP com armazenamento;
- Criação de um fundo de inovação para as energias renováveis, com uma quota específica para produção de energia renovável para cada sector da Directiva. A quota reservada à energia eléctrica teria como objectivo garantir a diversificação das tecnologias de produção de electricidade ao investir em tecnologias menos maduras em fases pré-comerciais e cuja viabilização económica não se obtém apenas por via da tarifa. Este fundo deveria atender à especificidade de cada sector e estimular a inovação também em actividades conexas fundamentais. A gestão do fundo deveria ser autónoma e com regras claras para atribuição dos financiamentos;
- Todas as tecnologias de energias renováveis para produção descentralizada, bem como todos os equipamentos associados, devem ser sujeitos a uma taxa de IVA mínima de 5% e não 12% como actualmente.

**As medidas relativas às acções de formação e informação são:**

- Trabalhar a percepção pública e desenvolver campanhas de comunicação nos diferentes media que clarifiquem e transmitam uma mensagem muito clara. Alguns exemplos de temas a abordar são: a justificação do aumento do preço da electricidade e a relação ou não relação com o investimento em energias renováveis, os benefícios das energias renováveis, o papel de liderança que Portugal desempenha no panorama da produção eléctrica renovável, esclarecimento dos impactos ambientais das diferentes tecnologias de produção de electricidade de FER, importância das fileiras florestais e impacto em actividades geradoras de emprego qualificado, exportadoras, geradoras de valor acrescentado bruto e da manutenção das sustentabilidade dos recursos, etc.
- Clarificar de uma vez por todas tudo o que diz respeito à expressão “sobrecusto das renováveis”. Explicar o que é e por que razão existe, distingui-lo do défice tarifário,

explicar as razões porque é economicamente favorável investir nas energias renováveis, apresentar um valor correcto uma vez que o valor que se fala é claramente superior ao real, e explicar que a energia térmica também recebeu vários subsídios ao longo do tempo mas que estes não eram contabilizados numa parcela à parte e portanto não receberam tanta atenção.

Esta informação deve ser passada não só à opinião pública em geral como principalmente aos media, a dirigentes políticos, e a todos os técnicos e dirigentes que trabalham no sector uma vez que são eles que influenciam a opinião pública e portanto são os primeiros que é necessário esclarecer.

Explicar que no caso das renováveis, mais que o sobrecusto anual, importa perceber que quando se realiza o investimento este é feito na fase inicial garantindo mais de 20 anos de produção de energia enquanto numa central convencional o custo de investimento é menor e os custos de operação (custos de combustível) são elevados e sobretudo impossíveis de prever a longo prazo. Por isso nos próximos anos, os eventuais sobrecustos pagos hoje serão compensados pelo previsível aumento do preço da energia convencional (preços petróleo, gás, carvão e restrições ambientais) pelo que no final de 20 anos os sobrecustos iniciais que hoje se verificam serão compensados pela poupança obtida em anos posteriores;

- Fomentar mais acções de formação que se adaptem às necessidades do mercado uma vez que se verifica a falta de mão-de-obra especializada no sector.

### **5.1.1. Medidas específicas das tecnologias de produção de Electricidade**

Além das medidas propostas anteriormente existem também outras específicas por tecnologia, resultantes das barreiras que cada tecnologia necessita de ultrapassar.

#### **Eólica**

A energia eólica é a FER mais desenvolvida em Portugal depois da Grande Hídrica. Em 2020 prevê-se que a energia eólica seja responsável pela produção de aproximadamente 30% da electricidade em Portugal, mais do que a contribuição das centrais térmicas. Por essa razão enfrenta obstáculos muito específicos que não se verificam com outras tecnologias.

Primeiro que tudo são apresentadas algumas considerações sobre o recurso eólico em Portugal.

Em Portugal Continental estão ainda disponíveis locais com recurso eólico eventualmente suficiente para tornar exequível a instalação de parques eólicos. Este interesse está obviamente condicionado pela remuneração de venda de energia e pela evolução do preço dos equipamentos, de construção e de exploração. A melhor ocupação dos locais, face ao aumento da potência nominal das turbinas, ajuda a este objectivo.

O Norte e o Interior do país continuam a concentrar os locais mais interessantes, embora os melhores estejam já ocupados com projectos. Para além disso, os locais ainda disponíveis poderão estar condicionados por uma ou mais das seguintes restrições: Zonas ambientalmente sensíveis; Infra-estruturas eléctricas deficientes ou inexistentes; Proximidade de parques eólicos já existentes; Zonas de exclusão definidas por servidões radioeléctricas, vértices geodésicos, etc.

Quanto à região Centro (incluindo a região a Norte de Lisboa), os locais com interessante potencial eólico escasseiam, por ocupação quase total das zonas com recurso. As poucas zonas ainda disponíveis não têm dimensão para constituir uma reserva de Potência interessante.

O Alentejo poderá a médio prazo ser interessante: embora o recurso seja francamente inferior, a nova geração de turbinas tem uma eficiência que poderá aí viabilizar projectos. Por outro lado, a única concorrência à ocupação de locais virá de projectos solares. A maior dificuldade vem da fraca infra-estrutura eléctrica da região e da distância considerável ao centro de massa do consumo.

O Algarve apresenta locais com grande potencial eólico embora esteja fortemente condicionado por algumas das razões anteriormente mencionadas.

Compreende-se portanto que a elevada potência *onshore* que se prevê ter instalada em 2020 levanta um problema relativamente a áreas disponíveis. Pelo enquadramento exposto anteriormente verifica-se que existem apenas duas soluções: ou se começa a instalar em áreas com menos vento, diminuindo a produtividade dos parques, ou se começa a ocupar zonas com algum estatuto de protecção ambiental. Será também necessária a expansão da rede para locais onde esta agora não chega, o que implica custos e uma estratégia coordenada com a REN e EDP.

Quanto ao *offshore*, o potencial será suficiente para instalação dos 500 MW previstos no programa do Governo, já que o potencial teórico é de várias dezenas de milhares de MW. No entanto, adivinham-se alguns obstáculos à concretização do mesmo no prazo previsto de 10 anos. Como já é do conhecimento geral, a plataforma continental portuguesa afunda muito rapidamente o que significa que teremos que recorrer a tecnologias pouco maduras como as turbinas flutuantes. Esta situação implica custos mais elevados e a necessidade de esperar por a evolução em I&D, à qual nos devemos associar através de projectos que integrem parcerias com empresas do Norte da Europa ou de outras regiões com maior capacidade tecnológica.

Os *timings* são portanto apertados pois deve-se ainda considerar o tempo necessário para construção dos cabos submarinos, das linhas em terra e das subestações. A falta de existência de infra-estruturas e experiência na instalação e manutenção de equipamentos *offshore* também joga contra pois é toda uma indústria que precisa desenvolver-se do zero ou então ser 100% importada.

Mas além dos problemas técnicos existem problemas de outra ordem como seja de enquadramento legal e de experiência no licenciamento de parques *offshore*. Em termos financeiros há a necessidade de aumentar a respectiva tarifa que neste momento é igual à eólica *onshore*, o que irá resultar num aumento do sobrecusto das renováveis.

À medida que a taxa de penetração da energia eólica na produção de electricidade tem vindo a aumentar, tem também evoluído a preocupação técnica do gestor da rede em relação à volatilidade (grande alteração de potência em reduzidos períodos temporais) que lhe estão associadas. Não se considera esta preocupação como uma barreira, mas como uma situação que necessita de reflexão e de evolução tecnológica, com uma alargada colaboração entre as partes (promotores e rede).

São conhecidas experiências realizadas pelo Operador de Rede, integradas num Programa patrocinado pela Comunidade Europeia, relativa à gestão de rede (injecção de reactiva e limitação de potência). São também conhecidos os esforços de promotores e operador de rede em desenvolver metodologias de previsão, pelo menos de curto prazo, das produções eólicas assim simplificando as acções de despacho.

Percebe-se a intenção da Rede Eléctrica e da DGEG de solicitar aos promotores eólicos, o equipamento dos seus parques eólicos com dispositivos (UVRT) que permitam sustentar cavas de tensão, assim auxiliando a rede, em casos de micro-cortes. Contudo, o grande desafio que se aproxima, à medida que cresce a potência eólica instalada, passará, pela preocupação de despachabilidade de parques eólicos, em casos de regime extraordinário, em que a oferta de energia seja superior à procura (mesmo considerando a exportação) ou em casos em que possa estar em perigo a sustentabilidade da rede. Esta perda de prioridade absoluta da entrega de energia eólica, poderá vir a estar associada a noção de serviço de sistema, tal como uma efectiva gestão de energia reactiva que eventualmente lhe esteja associada. As regras deste procedimento deverão ser objecto de estudo e de adequada definição dos procedimentos a realizar, tendo em atenção as justas preocupações técnicas da rede e a economia dos projectos.

O outro grande desafio é a futura transição da energia eólica para regime de mercado. Com uma contribuição tão grande, praticamente igual à da hídrica, justifica-se que se estude a transição da eólica para regime de mercado, nomeadamente no que diz respeito à despachabilidade e tarifas garantida. Portanto terá que ser estudado o mecanismo como as eólicas irão à *pool* concorrer com as centrais convencionais e com a grande hídrica. Com esta perspectiva várias questões se levantam, nomeadamente como fazer a transição de entrada no mercado, a necessidade de o mercado estar totalmente liberalizado, como garantir que os parques mais pequenos ligados directamente á rede de distribuição e mais difíceis de despachar não serão discriminados e como integrar as ofertas da eólica com as restantes.

Até à data, não se tem registado, de um modo geral, uma oposição por parte da opinião pública à construção de parques eólicos em território nacional. Os benefícios identificados para o País (redução das importações, redução das emissões poluentes, etc.) aliado ao facto da presença das turbinas eólicas nas serras portuguesas ser até há pouco relativamente dispersa, permitem que a visão generalizada seja positiva.

Os efeitos negativos são pontuais e localizados, pelo que o seu efeito é também ele cingido à “zona de intervenção” (leia-se aglomerado de casas, vila, aldeia) e normalmente de fácil resolução: interferência das turbinas com o sinal de televisão, nível de ruído superior ao permitido por lei, dificuldades nos processos de contratação de terrenos (parques e linhas eléctricas), etc.

Contudo, com o aumento da capacidade instalada e consequente proliferação de turbinas pelo território nacional (ao que se junta a previsível “descida da serra”), não é de excluir que se venham a registar mais casos de conflito por proximidade com a tecnologia – o designado “não no meu quintal”. De facto, os citados exemplos de efeitos negativos podem tornar-se correntes (para o que poderá contribuir a referida “descida da serra”) e a divulgação pública de casos precedentes criar uma reacção negativa das populações à instalação de novos parques.

Por outro lado, a crescente escassez de locais com potencial eólico poderá aumentar a pressão para instalação de parques eólicos em zonas ambientalmente sensíveis, que aumentarão inevitavelmente a tensão com grupos e autoridades ambientais.

Relativamente à energia eólica são assim propostas as medidas enumeradas de seguida.

**As medidas relativas à entrada da eólica no mercado são:**

- Os promotores de novos parques instalados podem escolher entre dois regimes que coexistirão em simultâneo: entrada no mercado (tarifa de mercado + prémio fixo) com a eventual fixação de limites (superior e inferior) como existe em Espanha, ou tarifa fixa. A transição de um sistema para o outro poderá ser facilitada, estando o promotor unicamente obrigado a permanecer no novo regime um período mínimo de um ano;
- Para os parques existentes é necessário definir um esquema para quando atingiram o final do período da tarifa actual garantida. A continuação da *feed in tariff* é pouco provável e portanto a hipótese mais plausível será a sua entrada no mercado, mas recebendo um bónus extra que corresponde ao prémio ambiental;
- Em ambas as situações anteriores, a opção pelo mercado, tal como hoje acontece em Espanha (Real Decreto 661/2007), deveria ficar regulada da seguinte forma:
  - O valor da remuneração da energia seria o resultado do somatório do preço da sua venda no mercado *Spot* e de um prémio fixo de 30 €/MWh, limitado a um *Cap* de 85 €/MWh e um *Floor* de 76 €/MWh.
  - Em alternativa, o promotor poderia optar por uma tarifa fixa de 78 €/MWh.
  - Tanto o prémio fixo em mercado como a tarifa fixa seriam actualizados de acordo com a evolução do IPC.
  - Este sistema tarifário poderia ser aplicado aos parques já em exploração, mediante requerimento à DGEG a apresentar pelo respectivo promotor.

**As medidas relativas à ligação e gestão da rede são:**

- Quaisquer centrais com mais de 10 MW devem estar ligadas a um centro de despacho (como acontece em Espanha);

- Os promotores devem ser compensados pela instalação de equipamentos adicionais de comunicações ou outros em parques existentes. A solução apresentada é um aumento da tarifa de 2,5 €/MWh, que permita recuperar em cinco anos o investimento adicional feito.

As **medidas relativas à promoção da aceitação pública** são:

- Manter e divulgar as energias renováveis, em geral, e a eólica, em particular, como prioridades do País;
- Manter a opinião pública informada sobre os efeitos positivos dos projectos eólicos;
- Informar (nomeadamente através de sessões de esclarecimento) as populações locais envolvidas, por proximidade, em novos projectos;
- Seleccionar turbinas de elevada potência nominal, reduzindo o impacte visual e a área efectivamente ocupada.

As **medidas relativas ao eólico offshore** são:

- Estabelecer no QREN medidas de apoio específicas a projectos eólicos offshore inovadores, nomeadamente os assentes em plataformas flutuantes, pelo risco elevado que comportam e o estado incipiente da tecnologia;
- Promover a caracterização da plataforma continental (em relação ao recurso, incluindo o das ondas, e outros dados importantes para o mapeamento da plataforma);
- Promover uma tarifa especial para o eólico offshore em função dos custos e dos riscos envolvidos (distintos para plataformas flutuantes e torres fixas);
- Estender ao eólico offshore a zona piloto para a energia das ondas.

## Hídrica

A principal barreira identificada para a energia hídrica, essencialmente para as pequenas centrais hídricas (PCH), é o facto de os prazos de concessão serem demasiado curtos.

Um aspecto muito importante ao qual deve ser prestada atenção é o facto que em 2020 existirá um excesso de capacidade, manifestado principalmente nos períodos de vazio no Inverno com produção da eólica. Deve-se portanto ponderar cuidadosamente em como aproveitar a bombagem hídrica nessas situações, assim como considerar um esquema que garanta o aproveitamento da electricidade produzida por PCH de fio de água nessas circunstâncias.

Neste sentido é proposto um conjunto de medidas específicas para esta tecnologia.

As **medidas relativas à gestão da rede** são:

- Possibilidade de instalação de PCH reversíveis. Neste caso seria necessário definir uma tarifa específica e as condições de acesso à energia de bombagem;

- Considerar a instalação de parques eólicos associados a centrais hídricas exclusivamente para bombagem. Deve ser feita uma análise técnica e económica da viabilidade desta solução e de quais as condições de instalação técnica e de tarifa associadas;
- Considerar a possibilidade de atribuição separada de pontos de interligação para as centrais hídricas instaladas em sistemas de abastecimento de água (urbana ou outros) ou em sistemas de águas residuais, quando requeridos pelo titular do sistema.

As **medidas relativas ao licenciamento** são:

- Aquando da atribuição de novas potências deve-se exigir um estudo de toda a linha de água de forma a garantir a optimização do aproveitamento o recurso;
- Revisão dos critérios actuais para definição de caudais mínimos ecológicos;
- O prazo de concessão deveria ser aumentado para 50 anos no mínimo;
- Definir um procedimento de licenciamento simplificado para centrais hídricas instaladas em sistemas de abastecimento de água (urbana ou outros) ou em sistemas de águas residuais.

As **medidas relativas aos mecanismos financeiros de suporte** são:

- Retomar o princípio de garantir a tarifa pelo prazo de concessão como era anteriormente ao Decreto-Lei 339C/2001;
- Definir uma tarifa especial para centrais hídricas instaladas em sistemas de abastecimento de água (urbana ou outros) ou em sistemas de águas residuais.

## Solar

A produção de electricidade a partir da energia solar é a única que tem expressão tanto ao nível da macro (grandes centrais) e micro produção e portanto ambas devem ser consideradas.

Relativamente ao recurso solar nacional, existe falta de informação sobre a radiação directa essencial para as tecnologias termosolares e com recurso a concentração. Os dados actualmente disponíveis, mesmo em programas oficiais, não cobrem a radiação directa e estão baseados numa estatística feita com base na década 1970-1980, que os especialistas consideram com reserva, já que tem valores anormalmente abaixo dos que se mediram no período 1950-1980. Esta informação é fundamental para o planeamento de novos investimentos e importante para controlo da produtividade das centrais em funcionamento.

A microgeração solar, apoiada pelo programa “Renováveis na Hora” tem no sistema de registo da plataforma electrónica o principal problema. Existe um excesso da procura e uma falta de capacidade de resposta por parte do sistema o que bloqueia o sistema e impede a maioria das tentativas de registo. Isto resulta numa grande frustração para os potenciais microprodutores que começam inclusivamente a perder a vontade e confiança nesta iniciativa, o que prejudica a imagem do sector e o sistema electroprodutor.

As medidas com vista à promoção de projectos de aproveitamento da energia solar para produção eléctrica são descritas abaixo.

As **medidas relativas ao estudo do recurso** são:

- Tornar obrigatórias as medições nas centrais solares (potência instalada superior a 100kW) de radiação solar global e directa (no caso de sistemas com seguidores) a disponibilizar a uma entidade independente no âmbito de um “observatório solar” juntamente com a constituição de várias estações nacionais para registo de dados solares. Este observatório deverá realizar um protocolo com uma instituição (por exemplo LNEG, que tem capacidade para fazer as análises necessárias e estabelecer as correlações essenciais para o lançamento de novos projectos em novos locais) que garanta um acompanhamento sistemático, análise e produção de relatórios relativos a todos os dados a nível nacional.

As **medidas relativas ao processo de licenciamento** são:

- Manter o actual programa de microgeração até serem atingidos os objectivos do programa, para a consolidação do mercado.
- Criação de uma nova classe de instalações denominada de minigeração essencialmente para consumidores industriais, de serviços e equipamentos sociais mas sempre associados a um ponto de consumo. A potência de interligação permitida não deverá estar limitada aos 150 kW mas a um valor adequado a definir pela DGEG tendo em conta o perfil de consumo e potência do consumidor associado e as especificidades da respectiva rede interna e da rede local;
- Uma vez terminado o actual programa de microgeração, permitir que dentro da minigeração seja possível continuar a instalação para os consumidores domésticos (de acordo com a definição no regulamento de distribuição) com potências instaladas até 5,75 kW, mantendo-se os actuais procedimentos simplificados;
- Os pedidos de potência para a minigeração deverão ser feitos tanto quanto possível na plataforma electrónica já existente, numa área independente dos registos da microgeração, aumentando a sua capacidade de resposta. É importante reforçar que ambas as categorias têm reservas de potências distintas e que portanto a potência atribuída numa categoria não poderá afectar a potência a atribuir na outra;
- As regras de acesso a potência de micro geração (e no futuro da mini geração) deverão ser reformuladas. As candidaturas devem estar abertas em contínuo, mas será exigido o pagamento de uma caução com o pedido. Propõe-se que a caução seja paga e/ou apresentada nos 5 dias imediatos ao registo. A caução será devolvida após a conclusão e aprovação da instalação. No caso de a instalação não ser executada dentro de um prazo pré-estipulado por facto imputado ao promotor, tanto a inscrição como a caução são perdidas. Propõe-se como exemplo um prazo de 6 meses para a microgeração e 12 meses para a minigeração.

As instalações de minigeração deverão ser ligadas em Baixa Tensão, mesmo que a instalação do consumo seja alimentada em Média Tensão, sendo que estas centrais

deverão poder ter no máximo o valor da potência contratada de consumo da instalação a que está associada.

A conformidade da instalação deverá ser assegurada cada vez menos por inspecção, passando a sê-lo por termos de responsabilidade dos técnicos instaladores, além de que os equipamentos devem considerar as normas de certificação impostas pela Directiva, definindo-se regras de punição exemplares em caso de incumprimento;

- Abertura de novas potências para centrais solares fotovoltaicas, limitando-se no entanto a potência máxima de interligação a 10 MW para se evitar a centralização dos centros electroprodutores, assegurando tanto quanto possível que a energia seja distribuída e consumida localmente sem entrar na rede nacional de transporte. Garante-se assim também maior equilíbrio e equidade na distribuição da potência pelos promotores, evitando-se potenciais situações de açambarcamentos da potência em mega projectos que frequentemente pelo território ocupado, necessidades financeiras e complexidade tem um elevado risco de não se virem a concretizar;
- Abertura de novas potências para o solar termoeléctrico. Para estas centrais deverá ser permitido hibridação com gás natural até 15% para períodos transitórios de forma a impedir a cristalização do fluido térmico e para garantir a operacionalidade, fiabilidade e despachabilidade das centrais. Deve-se também possibilitar armazenamento térmico em torres de sal;
- A atribuição de novas potências deverá ser por via da abertura de novos PIPs. Uma vez que Portugal dispõem já de uma fileira industrial solar fotovoltaica bastante activa, estabelecida e exportadora, não se justifica a abertura de nova potência via concursos, como foi feito para a energia eólica, com a obrigação de criação de uma fileira industrial;
- Para que a atribuição de novas potências através da abertura de PIPs seja exequível, torna-se necessário alterar as actuais regras de forma a evitar bloqueios devido a um excesso de pedidos muitas vezes especulativos. Para tal, e tomando como referência outros países da EU onde o sistema de PIPs funciona, inclusivamente em continuo, tal como Espanha, deverá ser exigido aos promotores que antes de mais demonstrem capacidade financeira através da apresentação de um aval ou garantia bancária de boa execução. Tal garantia apenas seria devolvida ao promotor quando a central entrasse em operação ou se fosse negado ao projecto alguma licença que o inviabilize. Isso implicará que o promotor, ao formular o PIP, tenha de estar efectivamente em condições de avançar até ao fim com o Projecto (física e financeiramente), evitando-se assim pedidos puramente especulativos e inconsistentes. Por outro lado, a potência de interligação só deverá ser atribuída em definitivo após conclusão com sucesso de todas as etapas do processo de licenciamento;

As **medidas relativas aos mecanismos financeiros de suporte** são:

- As tarifas solares deveriam ser revistas em forte baixa, para reflectir a redução substancial de custo da tecnologia fotovoltaica e garantir a sustentabilidade económica para o País de tal forma que a médio prazo esta aposta resulte numa poupança efectiva para Portugal;

- O prazo da tarifa garantida deverá também passar a ser de pelo menos 20 anos (recordando que as instalações têm uma vida útil superior a 25 anos) e devem ser removidas as actuais limitações de energia produzida (21GWh por MW pico instalado). Este aumento de prazo será um importante contributo para se obter maior redução da tarifa. Desta forma poder-se-á adoptar um valor que não esteja desenhado nem da forma nem dos valores que os demais países da EU estão a considerar, com uma tarifa que vá descendo no tempo para reflectir a progressiva maturidade da tecnologia e para que a paridade com a rede seja atingida o mais rapidamente possível.
- Devem ser consideradas medidas que associem a eficiência energética à tarifa obtida pelos produtores de electricidade em mini geração (industriais e de serviços). Uma hipótese é, à semelhança do que já é realizado em Itália, atribuir um prémio de eficiência energética na tarifa caso sejam atingidas poupanças consideráveis no consumo. Como exemplo propõe-se que seja prevista uma auditoria energética. Se as poupanças obtidas no consumo forem superiores a 20%, poderá ser atribuído o prémio de eficiência energética na tarifa da instalação de produção;
- Para apoio da indústria solar fotovoltaica nacional deverão ser pensados mecanismos fiscais e apoio financeiro (pacotes de seguros, garantias ou o próprio acesso facilitado a financiamento para os projectos) que permitam dotar os produtos nacionais de vantagens concorrenciais e que por essa via levem os promotores a optar por estes, garantindo-se em condições de mercado que venha a ser a indústria nacional a fornecer os equipamentos para a grande maioria das novas instalações.

## Ondas

A produção de energia eléctrica a partir da energia dos oceanos, em particular da energia das ondas, está ainda a dar os primeiros passos, com alguns projectos de demonstração instalados mas nenhum a escala pré-comercial. O estado pouco avançado da tecnologia é assim a principal barreira que este sector tem que ultrapassar, e que se traduz na necessidade de apoio financeiro a projectos de demonstração e a uma tarifa mais elevada.

Para ultrapassar estas dificuldades a constituição da zona piloto é a prioridade fundamental para o desenvolvimento desta energia, situando Portugal na primeira posição a nível mundial.

Está previsto para os próximos anos um desenvolvimento importante da indústria como aconteceu na eólica há alguns anos. É portanto uma oportunidade única para Portugal liderar a evolução tecnológica deste sector. Perder esta oportunidade significará continuar com a dependência não só energética mas também tecnológica com as consequências negativas no crescimento económico do país como sucede nas outras FER, a eólica e o solar. Contrariamente, as externalidades positivas como a redução das importações, a redução das emissões e a criação de uma cadeia de fornecimento industrial, a criação de emprego e a aquisição de experiência podem gerar benefícios económicos para o país muito superiores ao investimento necessário.

Vários estudos confirmam que os elevados custos de investimento actuais da tecnologia das ondas se reduzirão rapidamente com o desenvolvimento da indústria e se obterão economias de escala com curvas de experiência similares à eólica. Prevê-se alcançar custos de investimento inferiores a 3M€/MW em 2020 e a 2M€/MW antes de 2030.

Além disso, tal como foi referido para a eólica *offshore*, falta também experiência no licenciamento, construção e manutenção de equipamentos *offshore*, sendo necessário mais tempo e capital para executar esses trabalhos.

Por fim, apesar dos esforços na constituição de uma zona piloto para testes de tecnologias offshore, a verdade é que o contrato ainda não foi assinado, arriscando-se a o atraso ser de tal ordem que não permita o desenvolvimento atempado desta tecnologia para o cumprimento dos objectivos até 2020.

De seguida são enumeradas as medidas propostas para o desenvolvimento da energia das ondas.

As **medidas relativas à zona piloto** são:

- De forma a cumprir com as metas estabelecidas é essencial que antes do final de 2010 sejam realizadas as seguintes diligências:
  1. Assinatura do contrato de concessão da zona piloto,
  2. Cumprimento da obrigação da REN de instrumentação da zona para poderem ser recolhidos e disseminados os dados de caracterização do local,
  3. Elaboração do regulamento de acesso,
  4. Identificação do corredor de passagem do cabo eléctrico e
  5. Disponibilização de pontos de ligação em terra para os primeiros 10 MW em 2010, 80 MW em 2013 e 250 MW em 2017;
- Deve estar prevista a disponibilização de terreno para instalação de equipamento de telemetria;
- As ligações de cada parque à subestação devem estar individualizadas para evitar que problemas individuais de operação e manutenção interfiram com os restantes projectos;

As **medidas relativas ao estudo do recurso** são:

- Até 2015 deve-se considerar o lançamento de campanhas de caracterização do recurso em locais fora da zona piloto, com um nível de detalhe suficiente para que se possa identificar zonas propícias para que sejam lançados concursos de licenciamento em 2018. Esta medida é fundamental para se manter a política de investimento nas renováveis e na inovação para preparar já os desenvolvimentos após 2020. Esta medida deve ser articulada com outra semelhante para o eólico offshore.

As **medidas relativas aos mecanismos financeiros de suporte** são:

- Abertura de uma linha de financiamento específica do actual QREN para apoio ao desenvolvimento da energia das ondas, ou da energia offshore incluindo também a eólica,

que disponibilize financiamento para as diferentes componentes da actividade nomeadamente para os meios navais necessários a todas as operações, formação de recursos humanos e compra de equipamento entre outros;

- Rever a tarifa eléctrica para garantir a atracção de projectos numa fase inicial garantindo o investimento privado e o desenvolvimento do cluster e competitividade nacional frente a outros países, e que traduza a experiência que for sendo adquirida com o evolução da tecnologia em função dos custos e dos riscos envolvidos.

As **medidas relativas ao processo de licenciamento** são:

- Simplificação do processo de licenciamento, o que pressupõe clarificação das atribuições institucionais e concentração de competências, por ex. no balcão único, com estreita ligação com as entidades relevantes no processo (DGEG, DGPescas, IPTM, DGAM, ARH e CCDR). O promotor apresenta as características do projecto no balcão único, que por sua vez estabelece ligação com as entidades competentes, de acordo com a natureza e os requisitos do projecto. Neste balcão único, seria possível entregar e obter toda a documentação necessária (título de utilização de recursos hídricos, licença para exploração de energia, estudo de incidências ambientais/estudo de impacte ambiental, projecto de assinalamento marítimo), constituindo o único ponto focal de todo o procedimento;
- Clarificação e uniformização nacional na atribuição de licenças de uso de domínio público em águas territoriais, pelas respectivas autoridades competentes (ARHs ou outra a considerar);

As **medidas relativas à promoção da aceitação pública** são:

- Manter e divulgar as energias renováveis, em geral, e as energias renováveis oceânicas, em particular, colocando enfoque na geografia privilegiada do País (zonas costeiras, que estão povoadas e infra-estruturadas, e dimensão da ZEE) e na localização dos projectos, que se encontram a uma grande distância em relação às populações (pouca incomodidade);
- Manter a opinião pública informada sobre os efeitos positivos dos projectos de energia das ondas (e eólica offshore);
- Informar, nomeadamente através de sessões de esclarecimento, as populações locais envolvidas, por proximidade, em novos projectos;
- Sensibilizar as diversas actividades marítimas, nomeadamente as mais antigas (como as comunidades piscatórias), relativamente aos “novos usos do mar”, como a energia das ondas e eólica offshore.

As **medidas relativas à ligação e gestão da rede** são:

- Em conjunto com as expectativas de aproveitamento de energia eólica offshore, definir a necessidade de pontos de ligação a médio e longo prazo e a discutir a oportunidade de lançamento de uma rede de transporte offshore

## **Biomassa**

De seguida é apresentada uma curta análise do sector, aplicável tanto para a produção de electricidade como para a biomassa utilizada para aquecimento e arrefecimento.

A definição de Biomassa apresentada na Directiva 2009/28/CE inclui várias categorias de biomassa com características distintas, que no caso Português deverão desenvolver-se nos seguintes principais eixos: biomassa florestal residual, RSU, CdR, biogás de aterro e da digestão anaeróbia de RSU ou de lamas de ETAR e lamas de ETAR secas.

Os Resíduos sólidos Urbanos já se encontram actualmente a efectuar a sua valorização energética nas duas Incineradoras da Valorsul (Lisboa, com 50 MW) e Lipor (Porto, com 26 MW) e Valor Ambiente com (ilha da Madeira, com 8 MW).

A nível de produção de CdR, com a entrada em funcionamento de algumas unidades de tratamento de RSU, irão produzir-se um tipo de refugos passível de proporcionar uma produção deste tipo de combustível que poderá atingir o montante entre 950 a 1,2 milhões de toneladas anualmente, segundo a Estratégia Nacional para os CdR, aprovada no Despacho nº21295/2009, de 22 de Setembro.

A nível de consumo de CdR e ainda segundo o mesmo Despacho Ministerial, existem os seguintes potenciais consumos: 350.000 ton/ano para incineração dedicada, como reforço da 4ª linha da Valorsul e 3ª da Lipor, 640.000 ton/ano para as duas Centrais de Valorização Energética previstas pelo grupo AdP, assim como o consumo industrial (cimenteira, cerâmica e papel) de 635.000 ton/ano. Refira-se igualmente que as centrais de biomassa eventualmente poderão vir a receber até 10% da sua capacidade total, prevendo-se um consumo anual de 100.000 ton/ano.

A nível de produção de lamas secas encontra-se em fase final de construção uma unidade de secagem térmica de lamas, assim como se encontra prevista a implementação a curto prazo de diversas unidades de secagem solar, e que permitirão a obtenção de uma lama com baixos teores de humidade (25 a 30%) e com um poder calorífico não desprezável, que motivará o seu consumo industrial. Numa primeira fase deverão ser produzidas até 20.000 ton/ano de lamas secas, passíveis de consumo industrial.

O sector da biomassa florestal residual, debate-se com uma grave barreira de sustentabilidade da disponibilidade de recurso.

Analisando em primeiro lugar a oferta de biomassa florestal residual em Portugal verifica-se que esta se manteve estacionária no que se estima ser em cerca de 2 Mton/ano. Este valor corresponde ao potencial utilizável, que é diferente do potencial total pois inclui restrições ecológicas silvícolas, ambientais e económicas. Desta forma a oferta de biomassa florestal residual para produção energética é determinada pela sua existência física e pela conjugação

de interesses e condições técnicas, económicas e ambientais para a sua mobilização e utilização. Alguns estudos que incluem os matos no potencial disponível não salientam que o respectivo stock disponível resulta de uma acumulação de materiais combustíveis por ausência de gestão. Desta forma esses volumes, que têm uma natureza privada, apenas são utilizáveis em circunstâncias particulares, seja pela vontade do proprietário em torna-los disponíveis, seja pelo balanço custo/benefício da operação. Adicionalmente, uma vez mobilizados, não voltarão a estar disponíveis para queima numa óptica de gestão sustentável do território pelo que não podem ser considerados de forma linear em estimativas de produção. Desta forma a simples consideração de matos como fonte de biomassa florestal residual sobrestima o potencial do recurso. Note-se também que a oferta de biomassa florestal residual que resulta do aproveitamento de sobrantes da exploração florestal está dependente da actividade regular da indústria transformadora de madeira, produtora de bens transaccionáveis que representam 8% das exportações portuguesas, milhares de postos de trabalho e um elevadíssimo coeficiente de VAN – Valor Acrescentado Nacional, e como tal, na sua totalidade, não é regular, nem ao longo do ano, nem é igual em todos os anos.

Assim, em 2008, o consumo em Portugal de biomassa florestal residual para aproveitamento energético era 1,4 Mton e estima-se que com a actual capacidade instalada se esteja perto do limite da capacidade de mobilização de biomassa florestal residual.

A oferta de florestal em Portugal é de acordo com os estudos da FEUP (Tiago Mateus, 2007) e da AFN (Autoridade Florestal Nacional) entre 1,75 e 2,2 Mton. Os contratos de potenciais compromissos de abastecimento apresentados para futuras centrais termoeléctricas a biomassa florestal residual sobrepõem-se na generalidade dos casos e são apenas intenções de fornecimento e não capacidade sustentável efectiva de fornecimento de biomassa. Desta forma o problema reside no aumento considerável do consumo de biomassa florestal residual previsto, sem que se cuide das medidas necessárias ao aumento da oferta sustentável deste recurso, que só é possível mediante o aumento muito significativo da produtividade das plantações de pinho e de eucalipto.

Os anúncios públicos de adaptação das actuais centrais a carvão para queima de biomassa em co-combustão, aparentemente, ignoram de forma inaceitável a inexistência da sustentabilidade de recursos em quantidade e qualidade necessária assim como o impacto económico e social que essa transformação induziria nas indústrias transformadoras existentes produtoras de bens transaccionáveis e essencialmente exportadoras na quase totalidade.

A falta de maturidade do mercado actual de biomassa florestal residual, associada à necessidade de desenvolvimento e procura de novas soluções de colheita, transformação e transporte dessa biomassa, obriga a que se estabeleçam medidas específicas que promovam e acelerem o conhecimento nestas matérias e um crescimento sustentado dos agentes ao longo da cadeia de abastecimento.

Adicionalmente não se pode deixar de referir a pressão existente sobre as existências nacionais de biomassa florestal residual e restantes recursos florestais resultante da existência de um mercado aberto e da insuficiente integração e harmonização de políticas no espaço europeu com impacto na gestão dos recursos naturais, nomeadamente as políticas agrícola, energética e de combate às alterações climáticas.

Desta forma é fácil de perceber que são urgentes medidas que aumentem a disponibilidade do recurso. Sem elas as novas centrais dedicadas assim como outros projectos chave do governo tornam-se impossíveis. Uma listagem dessas medidas é apresentada de seguida.

As **medidas gerais relativas ao sector da biomassa florestal residual** são:

- Desenvolver no seio da AFN – Autoridade Florestal Nacional competências para o desempenho da função de Observatório para o sector da biomassa, em articulação com o disposto no art. 11 do DL 225/2007, que criou o Observatório das Energias Renováveis, ObsER. A DGEG manteria, em articulação com a ANF, a responsabilidade pela verificação da manutenção do direito à tarifa, nomeadamente por via da fiscalização do tipo e natureza do recurso utilizado;
- Portugal deve ter presente o peso das indústrias de base florestal na sua economia, que não tem paralelo em nenhum outro país da União Europeia. Estas indústrias representam cerca de 10% do total das exportações portuguesas (fileira do sobreiro 2%, fileira do pinho 2% e fileira do eucalipto 6%), apresentam um elevadíssimo coeficiente de Valor Acrescentado Nacional, ocupam cerca de 184 milhares de postos de trabalho não susceptíveis de deslocalização, e na qual as fileiras do pinho e eucalipto são responsáveis por cerca de 7% da produção de energia eléctrica nacional. Por estas razões as indústrias de base florestal não devem ser colocadas em situações de competição desigual face ao abastecimento da principal matéria prima;
- Portugal deve suscitar junto da EU a discussão sobre os sistemas tarifários aplicáveis ao sector da biomassa florestal residual, com o objectivo de eliminar as distorções artificiais dos mercados, que originam fluxos migratórios de biomassa florestal residual para os Estados Membros com esquemas mais atractivos e que podem criar problemas estruturais gravíssimos à competitividade das indústrias nacionais de base florestal, onde hoje Portugal é líder europeu em alguns segmentos;
- O uso da madeira em produtos de alto valor acrescentado (serração, mobiliário, pasta de papel e papel) é o motor de sustentabilidade da floresta e que proporciona os outros valores que lhe estão associados (energia, captura CO<sub>2</sub>, paisagem, etc.);
- Prevenir cenários que possam promover a utilização de madeira para uso energético por via do aumento sustentável da oferta de biomassa. A fileira florestal do eucalipto representa mais de 5% das exportações portuguesas e debate-se com um grave problema de falta de matéria-prima, e na fileira do pinho a situação é igualmente grave estimando-se um deficit na oferta para 2011 de aproximadamente 50% das necessidades;
- Garantir que o Fundo de Inovação proposto na secção 5.1 garanta uma quota específica para a produção/disponibilização de biomassa florestal residual para transformação energética. O seu objectivo consistiria no desenvolvimento e investimento em soluções técnicas e sistemas de produção, colheita e transporte inovadores de forma a gerar um

aumento de disponibilidade de biomassa florestal residual promovendo o aumento sustentável da produtividade das plantações de pinho e de eucalipto;

- Os novos mercados de biomassa florestal residual devem contribuir para criar mais e melhor floresta, apoiando medidas que promovam as operações silvícolas de limpeza e gestão da floresta de acordo com as melhores práticas por via da sua utilização energética;
- A oferta de biomassa florestal residual é manifestamente insuficiente se não houver a promoção do aumento sustentável da produção florestal.

As **medidas para aumento da disponibilidade de biomassa florestal residual** são:

- Implementação de um programa para o aumento da produção florestal de energia baseado em três áreas: o apoio à produção florestal nacional; o apoio à I&D; e o apoio a formação em operações florestais integradas (madeira + biomassa florestal residual). O primeiro ponto poderá ser alcançado através da recuperação e realocação de áreas de plantações de eucalipto e pinho visando o aumento da respectiva produtividade e da produção de culturas energéticas em áreas agrícolas e marginais. O apoio à I&D basear-se-ia em apoio a investimentos nos equipamentos necessários à gestão e exploração da floresta e em apoio a programas de melhoria do conhecimento visando o estudo dos solos, estudo do perfil de solos e utilização de plantas certificadas adequadas a cada região e de melhoramento genético específicos para aumento da produtividade florestal. A activação do programa proposto teria vários efeitos induzidos na economia pois são acções com implementação no curto-prazo, de efeito duradouras e multiplicativas na economia e no território. As principais mais-valias são: a melhoria da protecção florestal contra os incêndios, pois a limpeza das matas reduz o combustível e é uma eficaz medida de prevenção reduzindo as despesas de combate e os prejuízos directos em dezenas de milhões de euros; possibilita-se a produção florestal normal em 300 mil ha, com desbastes no pinho e nas varas de eucalipto, o que só por si garante um aumento da disponibilidade anual de madeira em mais 1,5 Mm<sup>3</sup>, e a obtenção de madeiras de qualidade para a indústrias de serração e de madeiras; e fomenta-se a criação de emprego directo na floresta e no sector de transformação industrial e ainda geração de emprego imediato em áreas do interior do território nacional. O quadro seguinte ilustra o impacto da implementação do programa proposto.

**Tabela 24 - Previsão do impacto da implementação das medidas propostas no programa para o aumento da produção florestal de energia. Fonte: grupo Portucel Soporcel.**

	2010-2020 (hectares)	Progr. Anual (ha)	Custo Total (€/ha)	Apoio	Prod. Biomassa Anual (t/ha/ano)	Produção Biomassa Anual
<b>Áreas Existentes</b>						
Programa de Limpeza de Varas de Eucalipto	150000	15000	100	70%	8	120000
Programa de Limpeza de Regeneração Pinho	150000	15000	400	70%	20	300000
Programa Cepos Euc + Pinho	150000	15000	600	70%	35	525000
						<b>945000</b>
<b>Novas Áreas</b>						
Culturas Energéticas em áreas agrícolas	50000	5000	3000	70%	30	1500000
Culturas Energéticas em zonas marginais	50000	5000	1500	70%	8	400000
						<b>1900000</b>
<b>I&amp;D</b>	<b>2010-2020</b>	<b>Progr. Anual (unidades/ano)</b>	<b>Custo Anual (€)</b>	<b>Apoio</b>		
Apoio a equipamentos de recolha selectiva	40	4	1400000	70%		
Programa Melhoramento e Produção Plantas		10000000	4000000	50%		
Programa Integrado (Formação)		50	150000	70%		
<b>TOTAL</b>						<b>2845000</b>

- Aumentar as fontes alternativas de biomassa florestal residual, que podem ser solução para complementar os níveis de fornecimento do mercado, por exemplo a partir de cepos, incentivando financeiramente as operações de recolha e melhorando a capacidade tecnológica;
- Implementar incentivos para as limpezas das florestas de pinho (desbastes) e de eucalipto (varas e cepos) com destino a valorização energética;
- Implementar incentivos para as culturas energéticas em zonas marginais (eucalipto e pinho para corte em ciclo rápido) e em áreas abandonadas de agricultura (salgueiros, choupos e eucaliptos) e outras (Miscanthus, etc.);
- Implementar incentivos para as tecnologias de gestão e exploração florestal integrando a recolha de biomassa florestal residual (ex: generalizando a utilização das enfardadeiras em operações de exploração);
- Premiar a utilização de biomassa florestal residual proveniente de origens detentoras de certificação florestal, promovendo a utilização sustentável do recurso;
- Promover a articulação entre política industrial, política energética e política florestal, uma vez que estão em causa as fileiras florestais do pinho e do eucalipto que representam mais de 8% das exportações portuguesas e mais de 7% da produção de energia eléctrica, além de milhares de postos de trabalho não susceptíveis de deslocalização. Autorizar novos projectos apenas mediante garantia de existência sustentável do recurso a ser dada pela AFN;

**As medidas relativamente a procedimentos de licenciamento são:**

- Definir, em sede de licenciamento, as condições em que as centrais a biomassa se podem constituir como instrumento da política nacional de gestão de resíduos, permitindo a valorização energética de quantidades limitadas de CDR, sem alteração do regime de licenciamento ambiental que lhes é aplicável;
- Só deve manter-se inalterado o regime de licenciamento ambiental aplicável à biomassa de todo o CDR que venha a ser consumido nestas instalações seja certificado de modo a assegurar a compatibilidade com a tecnologia instalada, caso contrário o regime ambiental deverá tornar-se mais restritivo, sobretudo no que concerne a emissões e temperaturas de queima;
- Dada a gravidade dos riscos associados à sustentabilidade do recurso biomassa florestal residual, analisar detalhadamente a implementação de mais centrais a biomassa florestal residual ou novos projectos industriais (pellets e outros), discriminando positivamente aqueles que contemplem ou se articulem com medidas de promoção e utilização sustentável do recurso com vista a garantir a existência de biomassa florestal residual, economicamente mobilizável, a partir das datas de arranque desses projectos;
- Deve também ser discriminada de forma positiva nos procedimentos de licenciamento a utilização de biomassa para a produção combinada de calor e electricidade (co-geração), além de que depois esta discriminação deve continuar a nível da remuneração de ambos os produtos;
- Rejeitar quaisquer projectos que visem a co-combustão de biomassa nas centrais a carvão, soluções viáveis apenas em condições de forte subsidiação, por estas opções serem de mérito questionável:
  - no plano técnico dado o impacto negativo sobre eficiência destas centrais;
  - no plano da competitividade, ao concorrerem pela mesma matéria-prima com actividades de bens transaccionáveis sem capacidade de repercutir no preço de venda dos produtos exportados os agravamentos inerentes de custo do factor de produção – madeira – e promovendo desse modo a perda de competitividade nacional de mais de cem mil postos de trabalho;
  - no plano ambiental, pois, dadas as grandes quantidades de biomassa necessária, originaria a importação transatlântica de quantidades massivas de madeira, com o desequilíbrio da balança de transacções e acréscimo de emissões de CO<sub>2</sub> fóssil (resultante da complexa série de operações de carga/descarga/transporte), sendo que existem outras utilizações desconcentradas (produção de energia para A&A) que permitem rendimentos que atingem mais do dobro que uma central de carvão e consequentemente evitam muito mais emissões de CO<sub>2</sub> para além serem geradoras de emprego de serviços afins;

- finalmente, pelo efeito negativo sobre o mercado da biomassa florestal residual nacional, agravando de uma forma insustentável o desequilíbrio entre a oferta e a procura.
- Rejeitar quaisquer projectos que visem a combustão dedicada de madeira em centrais de grande potência, que surgem normalmente em consequência do descomissionamento/desactivação de unidades a fuel ou a carvão, que, por serem desajustadas da realidade nacional e à semelhança das antes referidas, dependeriam também elas da importação massiva de madeira, concorrendo com as indústrias nacionais da pasta para papel, dos aglomerados e do mobiliário.

As **medidas relativas a mecanismos de suporte financeiro** são:

- Privilegiar medidas incentivadoras do aumento da produtividade da produção florestal nacional, estimulando o investimento na fileira florestal, com o objectivo de diminuir a dependência externa das indústrias que dela dependem, promovendo a criação de Valor Acrescentado Nacional;
- Disponibilizar apoios ao investimento para projectos de gaseificação de biomassa;
- Promover a utilização de pellets produzidas em Portugal no mercado nacional (privilegiando utilizações de aquecimento e arrefecimento com elevada eficiência), contribuindo para a redução de emissões de CO<sub>2</sub>.

## Geotermia

O aproveitamento de energia geotérmica para produção de electricidade está neste momento a ser realizado nas ilhas, não apresentando nenhuma barreira a salientar.

No entanto, a geotermia para a produção de electricidade não se limita aos aproveitamentos convencionais utilizados em ambientes vulcânicos. Os Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS) são actualmente uma tecnologia que permitirá o aproveitamento da energia geotérmica para produção de electricidade em zonas não vulcânicas, com gradientes de temperaturas subterrâneas mais reduzidos, como é o caso do território continental português. Já foi feita prova de conceito em França e na Alemanha mas ainda é uma tecnologia em fase inicial e a carecer de I&D.

Os projectos de EGS só começarão verdadeiramente a aparecer comercialmente no nosso país depois dos primeiros terem alcançado o sucesso (tal como tem vindo a acontecer na Alemanha, por ex.). Mas, sem o empenho dos agentes oficiais, o tempo necessário para prospecção, licenciamento e construção até ao início da exploração de novas centrais poderá ser superior a 10 anos, comprometendo as metas até 2020.

A tecnologia EGS necessita de 2 a 3 furos profundos (4-5 km), 1 a 2 furos para injeção de água, e um furo para recolha dessa mesma água após aquecida em profundidade em contacto com a rocha quente. O custo de cada furo é aproximadamente 1M€/km. Isto implica que a tecnologia é muito intensiva em termos de capital.

Para aproveitamento do recurso é necessário ter conhecimento dos mapas de temperatura a 4/5 km de profundidade, que são as profundidades típicas de exploração. Mas esse conhecimento é nulo pois não existe nenhum estudo do gradiente geotérmico em Portugal Continental. Esta situação implica um risco muito grande para o promotor e portanto um aumento dos custos de investimento, e por isso é que o interesse no sector tem sido limitado e começou tardiamente comparativamente a outros países europeus.

O processo de licenciamento de instalações de produção de electricidade a partir de energia geotérmica segue neste momento trâmites totalmente diversos à legislação de projectos de qualquer outra FER o que dificulta a sua implementação. Além disso é necessário considerar a ausência actual de tarifa específica.

Outro grande obstáculo é a inexistência de seguros que cubram o risco geológico associados a este tipo de projectos, o que ainda aumenta mais o risco e consequentemente o investimento dos projectos.

Por fim, tendo em conta que em Portugal não existe uma indústria do sector geotérmico, nem sequer uma indústria petrolífera a partir da qual ela pudesse beneficiar da experiência, é necessário criar a indústria de raiz, com investimento em I&D, e importação de tecnologia e recursos humanos especializados.

A energia geotérmica carece portanto de algumas condições que se espera atingir com as medidas propostas de seguida.

As **medidas relativas ao estudo do recurso** são:

- Promover uma campanha de determinação do gradiente geotérmico em Portugal Continental da temperatura em profundidade. A execução desta campanha seria atribuída mediante a abertura de um concurso ao qual consórcios de institutos, laboratórios ou universidade pudessem concorrer. O estudo serviria posteriormente como base para a abertura de PIPs nas zonas de maior potencial;
- Desenvolver modelos geológicos 3D que integrem o campo de tensões actual, as estruturas geológicas e características petrofísicas das rochas;

As **medidas relativas à legislação, processo de licenciamento e mecanismos financeiros de apoio** são:

- Definição de um quadro regulamentar com regras claras e objectivas relativas a atribuição de novas potências (pontos de ligação à rede) e da tarifa, semelhante ao existente para as restantes FER;
- Garantir o aproveitamento máximo do recurso, utilizando o calor residual após a geração de electricidade em soluções de cogeração. Esta situação pode ser prevista introduzindo um prémio na tarifa da produção eléctrica caso o calor residual seja aproveitado, à semelhança do que já é feito na Alemanha;

**Outras medidas:**

- Criação de um cluster/consórcio para o desenvolvimento de tecnologias de exploração dos recursos geotérmicos;
- Sensibilização das companhias de seguros para criação de um seguro específico para partilha de risco de projectos de aproveitamento da energia geotérmica.

## 5.2. Medidas gerais para o sector do Aquecimento e Arrefecimento

O sector de A&A tem sido bastante negligenciado no que toca à promoção de incorporação de FER, sendo esta a primeira Directiva em que é explicitamente referido. Devido ao nosso clima de temperaturas mais amenas e apesar dos muitos recursos, Portugal tem dado pouca atenção ao sector sendo a nossa situação muito diferente do resto da Europa, em particular da Europa do Norte.

Já se começa a assistir á utilização de tecnologias de FER para aquecimento de AQS mas o objectivo deve ser mais ambicioso. São necessárias medidas que promovam a utilização de FER na climatização do interior dos edifícios para caminhar no sentido de edifícios neutros em carbono, num esforço conjunto de medidas de eficiência energética, arquitectura e construção. Além das novas construções é ainda mais importante dirigir os esforços para o parque construído, fomentando uma política de recuperação de edifícios por exemplo nos centros das grandes cidades, aproveitando a capacidade de construção civil em Portugal e prevendo a integração de colectores nas fachadas dos edifícios e o desenvolvimento de novas soluções de integração e materiais.

A principal barreira à utilização de FER para A&A é a ausência de infra-estruturas de A&A para além da rede de gás natural e electricidade. Esta falha limita qualquer utilização generalizada de FER para A&A. Em todo o país há apenas dois exemplos de *district heating*, que nem sequer utilizam FER. Não há o costume de projectar novas urbanizações e edifícios com rede de água climatizada, mesmo quando a instalação desta tubagem é tão simples quanto a instalação eléctrica ou de gás natural e não necessita de espaço extra pois hoje em dia estão sempre previstas calhas técnicas.

Tal como no sector da electricidade também aqui se verifica a existência de muita legislação dispersa o que aumenta o peso burocrático de todos os procedimentos e dificulta a interpretação da legislação, execução de pequenos projectos e visão geral do sector.

As medidas identificadas para ultrapassar as barreiras identificadas são enunciadas de seguida.

As **medidas relativas a campanhas de formação e informação** são:

- Promoção de campanhas de informação específicas dedicadas a diferentes públicos alvo nomeadamente: proprietários de bens imobiliários, sector da construção, agentes imobiliários, operadores turísticos, agricultores, escolas, fornecedores de equipamentos, arquitectos, administração local, administração central, e instituições que gerem os fundos

e programas do sector. Identificar e utilizar as associações que representam cada um dos grupos referidos;

- Criação de um procedimento de certificação de programas de formação de instaladores de pequenos equipamentos de energias renováveis. Qualquer formação deveria ser orientada por um programa comum aprovado pela autoridade competente. Deverá ser criada uma base de dados online com uma listagem de programas de formação certificados e dos instaladores certificados;
- Destinar algum financiamento para serviços de consultoria sobre a incorporação de equipamentos de energias renováveis e medidas de eficiência energética para os consumidores finais;
- Criar um departamento responsável pela publicação/disponibilização de informação de utilização de FER em A&A em vários media (internet, televisão, rádio, jornais e revistas da especialidade) e para os diferentes públicos alvo identificados no primeiro ponto;
- Para o grupo alvo de urbanistas e arquitectos devem ser implementadas medidas específicas como sejam a integração nos currículos académicos de cursos específicos de eficiência energética em edifícios e o desenvolvimento de uma plataforma de internet com toda a informação disponível. O conteúdo de ambos deverá incidir sobre equipamentos de FER principalmente para A&A mas também para produção de electricidade, medidas de eficiência energética e de aumento da performance térmica dos edifícios e infra-estruturas de aquecimento urbano em edifícios novos ou já existentes. Deverá ser incluída informação actualizada não só sobre a tecnologia, mas também sobre a instalação dos equipamentos, sobre a sua rentabilidade económica e ambiental, exemplos de projectos implementados e legislação aplicável.

As **medidas relativas a desenvolvimento da rede para fornecimento de energia para A&A** são:

- Ser aprovada legislação que imponha uma obrigatoriedade de realização de um estudo de viabilidade de implementação de uma rede de climatização ou de outras propostas de soluções globais de A&A para todas as novas urbanizações, em função dos seus condicionantes, e que maximizem a utilização combinada de FER;

As **medidas relativas à legislação** são:

- Uniformização da legislação num documento comum mais ligeiro em que as questões técnicas ou outras que apresentem maior variabilidade, deixem de ser previstas por Leis ou Decretos-Lei, passando a ser objecto de portaria do Ministério com tutela sectorial;
- Introdução de uma quota obrigatória de climatização de grandes edifícios recorrendo a uma combinação de FER à semelhança do edifício da Caixa Geral de Depósitos (produção de 20% dos consumos por energia solar) e tentando também fomentar a utilização combinada com biomassa ou geotérmica caso esteja disponível. Em 2020 pelo menos 1000 edifícios com uma área superior a 3500 m<sup>2</sup> deverão ter sistemas de climatização recorrendo a energias renováveis;

- Introdução de obrigatoriedade de em 2020 35% do parque de edifícios deverá corresponder a edifícios com boa performance energética.

As **medidas relativas aos mecanismos financeiros de suporte** são:

- Todas as tecnologias de energias renováveis para produção descentralizada, bem como todos os equipamentos associados, devem ser sujeitos a uma taxa de IVA mínima de 5% e não 12% como actualmente.

### 5.2.1. Medidas específicas das tecnologias de produção de A&A

#### Solar

A energia solar é aquela que tem sido mais promovida para utilização em A&A. O Governo lançou no ano passado o Programa Água Quente Solar que teve vários frutos e que portanto deve continuar, com algumas alterações fruto da aprendizagem da experiência do último ano.

Tal como foi referido na secção geral deste sector um dos grandes desafios que o sector de solar térmico enfrenta no futuro é utilização da energia solar para novos fins além das AQS, em particular a climatização de edifícios e os processos industriais. Desta forma poderá ser aproveitado todo o potencial do recurso e fazer corresponder a oferta à procura de energia numa perspectiva de produção de proximidade e portanto aumento da eficiência.

Para garantir o cumprimento dos objectivos delineados é necessário a implementação das medidas propostas de seguida.

As **medidas relativas aos mecanismos de suporte financeiros** são:

- Relativamente ao Programa Água Quente Solar as medidas a adoptar são:
  1. Dar continuidade à Medida Solar Térmico no mínimo até 2015;
  2. Alargar os promotores, incluindo para além dos bancos, outras entidades como os CTT e as próprias empresas do sector;
  3. Prever a participação de outras entidades gestoras nos processos de adesão de empresas e de gestão dos fundos de apoio;
  4. O montante total dos incentivos a disponibilizar deverá sofrer uma redução progressiva em função dos m<sup>2</sup> instalados, reflectindo a diminuição prevista dos custos do equipamento;
  5. Alterar a forma de subsídio começando a distinguir a maior ou menor qualidade dos equipamentos em particular indexando o subsídio à energia fornecida e não à área de captação ou tipo de sistema.

6. Aumentar os objectivos do Governo de instalação de 100.000 m<sup>2</sup> de painéis solares térmicos por ano até 2020, para 150.000 m<sup>2</sup> no mínimo, mas idealmente apontar para os 250.000 m<sup>2</sup> como incentivo ao desenvolvimento da indústria e à criação de um cluster tecnológico (nos cálculos considerou-se o valor médio de 200.000 m<sup>2</sup>);
  7. Integrar de alguma forma a utilização de outras FER para climatização ambiente (biomassa ou geotermia), por exemplo através da majoração dos incentivos para painéis solares térmicos se utilizados em conjunto com outros sistemas de energias renováveis
- Criação de incentivos específicos para a utilização de painéis solares térmicos para produção de AQS na indústria hoteleira;
  - Promover um Programa semelhante para o sector industrial que promova a produção de AQS para a indústria a partir de energia solar e que se traduza na instalação anual de 30.000 m<sup>2</sup> de painéis solares com este fim, tal como considerado no cenário atrás apresentado;
  - Introduzir incentivos específicos para a utilização painéis solares térmicos na indústria para produção de calor de processo. Podem ser disponibilizados benefícios para os *early adopters* e formas de facilitação do investimento de forma a atingir as metas consideradas no cenário apresentado: passar de 0% do vapor industrial gerado a partir de energia solar para 1% em 2015 e 2% em 2020;
  - Incentivar sistemas solares para a climatização integral de edifícios de maiores dimensões com programas destinados a induzir a contribuição solar activa e passiva em conjunto, em particular valorizando esta integração nos edifícios recuperados (*retrofit*) através, por exemplo, de incentivos fiscais. Ter em consideração que o que esta medida pode e deve vir a constituir uma nova oportunidade para a indústria nacional e exportação, já que é novidade deste tipo de produtos é à escala mundial.  
 Na aplicação desta medida deve-se ter em consideração que para serem complementados com incentivos para instalação de sistemas solares activos, deve-se primeiro garantir que os edifícios candidatos demonstrem que já implementaram, ou implementarão paralelamente, todas as medidas possíveis para melhorar o seu rendimento energético, por exemplo ao nível do design e escolha de materiais.

**As medidas relativas a legislação são:**

- Corrigir aspectos da actual legislação como o da exigência de 1m<sup>2</sup> de colectador solar por pessoa nos novos edifícios, exigência não correlacionada nem com a energia necessária nem com a energia fornecida, e que assim não fomenta a melhor qualidade e utilidade nos sistemas que se instalam. Deve ser substituída por uma obrigatoriedade de fornecimento de uma determinada quantidade de água quente aquecida por energia (solar) por pessoa. No entanto, deve ser tido em consideração que essa quantidade não será comum para todo o território nacional, prevendo-se classes que traduzam os recursos solares disponíveis na zona;

- Efectuar uma adenda à legislação do condomínio, de forma a garantir que em edifícios existentes seja possível efectuar a instalação de painéis solares na parte comum do edifício por inquilino individual.

As **medidas relativas a I&D** são:

- Envolver a indústria do solar térmico com a indústria de fachadas para edifícios (estruturas metálicas, vidros, etc.) e as universidades portuguesas num programa de I&D e Inovação conducente ao aparecimento de novos produtos no mercado que permitam ter novas fachadas e elementos activos para integração na envolvente dos edifícios (incluindo coberturas e outros elementos da envolvente), capazes de fazerem a captação de energia para climatização (inverno, verão) e AQS. Estender este tipo de iniciativa aos gabinetes de arquitectura e aos construtores;
- Promover projectos de *District Heating*.

As **medidas relativas a formação e informação** são:

- Facilitar informação ao consumidor final sobre os benefícios económicos da instalação de painéis solares térmicos como por exemplo o período de retorno do investimento no equipamento, a poupança total durante o período de vida dos painéis e a melhoria do *payback* total da casa;
- Criação de uma plataforma informática única sobre a medida solar térmico (que unifique os sites do Governo e da ADENE) onde os proprietários de painéis solares térmicos possam fazer o registo do número de m<sup>2</sup> instalados, que passaria a ser obrigatório, com vista a reportar à DGEG e ADENE.  
 A informação recolhida deveria estar disponível online para qualquer utilizador, nomeadamente o número e dimensão de instalações e sua distribuição no país, além de informação sobre fabricantes, distribuidores, instaladores de sistemas solares e programas de certificação.

As **medidas relativas a certificação de equipamentos e instaladores** são:

- Apoiar a ampliação dos laboratórios de certificação de equipamentos de forma a colmatar a elevada procura registada;
- A certificação de instaladores deverá primar pela qualidade. A formação deverá ser exigente nos seus conteúdos programáticos mas deverá ser adaptada ao perfil dos participantes. Os conteúdos deverão ser concebidos por técnicos com experiência prática reconhecida;
- Deverá ser formada uma entidade inspectora capaz de verificar a qualidade das instalações e garantir que são efectivamente realizadas por pessoal qualificado. Além disso deve-se também ampliar a capacidade de fiscalização, que neste momento é competência da ADENE mas que poderá passar a ser da responsabilidade da entidade proposta.

As **medidas relativas aos impactos ambientais dos painéis solares** são:

- Criação de código LER segundo a lista europeia dos resíduos, para resíduos de componentes dependentes directa ou indirectamente de sistemas solares térmicos;
- Impor obrigatoriedade para a empresa fornecedora de definir o destino final dos resíduos aquando desmantelamento do painel.

## **Biomassa**

A biomassa já foi em tempos o único recurso utilizado para A&A. Com a electrificação e a construção da rede doméstica de gás natural estas fontes energéticas passaram a substituir a utilização de biomassa, não só pela facilidade no acesso como por vantagens fiscais de que estas fontes gozam.

A biomassa, tal como a lenha, estilha e *pellets*, está sujeita a IVA à taxa normal de 20%. Verifica-se no entanto que a electricidade e o gás natural estão sujeitos à taxa reduzida de 5% e que combustíveis fósseis como o petróleo, fuel-óleo, gasóleo e gasóleo de aquecimento estão sujeitos à taxa intermédia de 12%. Esta situação prejudica gravemente o sector da biomassa e entra claramente em contradição com os objectivos da Directiva.

A biomassa bruta que ainda é utilizada no sector doméstico para A&A (lenhas domésticas) tem a característica de ser de contabilização difícil e portanto esta contribuição pode estar subestimada nos balanços energéticos nacionais.

É também essencial promover a cogeração utilizando biomassa, em particular a micro cogeração, para aproveitamento das altas eficiências do potencial energético do recurso.

Tal como referido no sector da electricidade, outra das principais barreiras que a biomassa enfrenta é a escassez do recurso. Mas a utilização de biomassa no sector de A&A é prioritária pois corresponde a um melhor aproveitamento do potencial energético do recurso.

Neste momento não existem medidas específicas que promovam o consumo de biomassa para A&A, nem no sector doméstico nem no industrial. A medida Calor Verde referida no Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) promove a instalação de recuperadores de calor a biomassa (cerca de 20.000 equipamentos por ano até 2015), mas apenas como substituição dos queimadores já existentes e portanto não é expectável um aumento do consumo de biomassa para A&A derivado desta medida.

Um elemento recente muito importante nesta equação é a produção e consumo de pellets e briquetes.

O mercado doméstico de pellets em Portugal começou apenas em 2005, mas desde então a capacidade de produção aumentou drasticamente para aproximadamente 400.000 ton/ano em 2008. Em 2008 existiam 6 fábricas de pellets, a maioria de grande escala, e a produção rondou as 100.000 toneladas, isto depois de em 2007 se ter verificado uma taxa de crescimento de produção de 200%. O facto que grandes companhias internacionais estão a investir e a gerir estas fábricas facilita o estabelecimento do sector além de que indica menos problemas técnicos graças à experiência acumulada destas empresas. É portanto esperado um

rápido desenvolvimento deste sector. No entanto é necessário ultrapassar dois problemas que o mercado enfrenta actualmente: a falta de consumo interno e a escassez de matéria prima, problema que já foi abordado na secção 5.1.1.

O aumento da capacidade produtiva não resultou num aumento do consumo doméstico uma vez que a maioria (90%) das pellets produzidas em Portugal são destinadas a exportação. Além da perda de um recurso 100% nacional de alto valor energético, a exportação de pellets resulta também num aumento de emissões de GEE pois significa que os Portugueses continuam a utilizar combustíveis fósseis ou electricidade para o aquecimento das suas casas ou para a produção de calor nas suas indústrias. E como se sabe neste momento as emissões de GEE têm um custo e portanto a exportação de pellets acaba por ter um preço ambiental associado.

O baixo consumo doméstico de pellets é justificado pela falta de incentivos, pela pouca informação disponível aos consumidores portugueses sobre os seus benefícios e pela ausência de uma rede de distribuição bem estabelecida. Os preços ainda são modestos, entre os 120 e 190 €/ton. No entanto o custo dos equipamentos de queima é muito elevado, principalmente porque não há produção doméstica.

As **medidas relativas aos incentivos financeiros** são:

- O IVA da biomassa deve ser revisto para a taxa mínima de 5%;
- Introduzir uma *feed-in-tariff* para o calor gerado em centrais de cogeração a FER (biomassa, incluindo biogás e resíduos, mas também geotérmica) fornecido a clientes comerciais, domésticos ou industriais, consoante já está em vigor em vários países;
- Garantir que os incentivos à implementação de cogeração referidos no PNAEE têm como prioridade a utilização de biomassa;
- Garantir que a nova legislação de cogeração prevê uma tarifa superior para a electricidade gerada a partir de FER, nomeadamente biomassa;
- Associar um incentivo extra à medida solar térmico que permita a climatização ambiente a partir de FER prevendo a instalação de queimadores a biomassa como complemento aos painéis solares;
- Incentivos para a compra de infra-estruturas de aproveitamento do biogás (biodigestores) em instalações agrícolas e pecuárias para aproveitamento dos efluentes e que possam ser utilizados em conjunto com incentivos para a compra de painéis solares térmicos que mantenham a temperatura do digestor adequada;

**Outras medidas relativas à promoção da utilização da biomassa para A&A** são:

- Promoção da criação de uma indústria nacional de equipamentos para queima de pellets, que permitam baixar o preço destes produtos;
- Aplicar as medidas para aumentar a disponibilidade de biomassa florestal residual referidas no sector de electricidade;

- Promover uma campanha de monitorização do consumo de biomassa no sector doméstico (lenhas domésticas, pellets e briquetes) que permita ter dados fiáveis ao longo do tempo e não esporadicamente como existe actualmente com os inquéritos que se realizam com baixa frequência;
- Até 2020 os dois casos de *district heating* devem prever a incorporação ou conversão total para biomassa;
- Promover uma campanha de comunicação que promova os benefícios da associação da energia solar com a energia da biomassa na climatização integral de habitações, com informação sobre todos os incentivos disponíveis e impactos económicos e ambientais. O objectivo considerado no cenário apresentado é aumentar o actual consumo de 10.000 ton de pellets em 2009 para 200.000 ton em 2020.

### Geotermia

No País, além das zonas de anomalias geotérmicas onde se constituem recursos geotérmicos susceptíveis de ser aproveitados como tal, existem vários aquíferos relativamente pouco profundos que serão susceptíveis de funcionarem como origem de calor na climatização de edifícios, a várias escalas, através de bombas de calor. No entanto é ainda necessário investigar o respectivo potencial e os tipos de instalações de bombas de calor mais adequados a cada situação.

Chama-se a atenção que a extrapolação de situações do norte da Europa para Portugal pode ser muito redutora. Portugal tem condições muito mais favoráveis quer no aquecimento quer no arrefecimento de edifícios. Temperaturas praticamente constantes da ordem de 18-19°C de verão e inverno, como se conhecem em vários aquíferos, associados a massas de água muito grandes e a produtividades elevadas, parecem configurar situações realmente favoráveis que importa investigar.

As **medidas relativas à promoção da utilização da geotermia para A&A** são:

- Promoção de uma campanha de identificação dos locais mais propícios para aproveitamento da energia geotérmica de baixa entalpia;
- Promoção de uma campanha de sensibilização a consumidores, empreiteiros, construtores civis e todo o sector do imobiliário sobre os locais disponíveis, tecnologias e vantagens da utilização da energia geotérmica para A&A;
- Disponibilização de mais incentivos à semelhança da medida Geo-Indústria, que concedia um incentivo não reembolsável de 50% dos custos de aquisição do equipamento e instalação de bombas de calor geotérmicas a duas empresas;
- Adopção de regulamentos que simplifiquem os procedimentos de licenciamento de bombas de calor geotérmicas.

### 5.3. Medidas para o sector dos Transportes

Tal como já foi referido, a utilização de FER no sector dos transportes traduz-se no uso de biocombustíveis e na componente renovável da electricidade utilizada nos carros eléctricos.

Em termos gerais é importante no entanto referir que até 2020 não se esperam grandes mudanças na mobilidade em Portugal e portanto os avanços significativos que se possam fazer até ao horizonte temporal a que este documento diz respeito deverão ser focados principalmente apenas ao nível dos combustíveis líquidos. Os actuais programas de promoção da mobilidade eléctrica podem potenciar resultados nesse sentido mas apenas resultarão impactos a longo prazo. Até 2020 a contribuição da mobilidade eléctrica para substituição de combustíveis fósseis será ainda muito tímida. Deve-se então apostar em I&D de novos conceitos de mobilidade sustentável desde novos biocombustíveis de 2ª geração, até outras alternativas como o hidrogénio, ou introdução de tecnologia de aumento da eficiência energética como *smart meters* de mobilidade, assim como apostar em novos transportes públicos mais eficientes ou mesmo em alterações disruptivas de comportamentos para preparar o futuro.

É ponto assente que, caso se mantenha a legislação vigente e os actuais mecanismos de regulação do mercado, não será possível cumprir nem a meta da Directiva de FER nem da *Fuel Quality Directive* relativamente aos biocombustíveis. Os cálculos feitos para este cenário BAU em que nenhuma das medidas propostas é implementada (i.e. não o cenário apresentado anteriormente mas outro cujos detalhes se optou por não apresentar neste documento) mostram que se atingirá apenas 6,5% de incorporação de FER no sector dos transportes, 5,1% proveniente de biocombustíveis e 1,4% proveniente da mobilidade eléctrica (já considerando a majoração de 2,5 prevista na Directiva). Ou seja, caso não se implementem as medidas propostas para o sector dos transportes, Portugal não cumprirá com a meta de 10% de incorporação de FER nos transportes.

O cumprimento da meta da Directiva obriga à introdução de aproximadamente 700 kton/ano de biocombustíveis líquidos, em oposição aos actuais 250 kton, o que implica investimento adicional por parte dos *stakeholders*, que terá de ser acompanhado por mecanismos eficientes e claro de regulação.

A Resolução Conselho Ministros 21/2008 indica uma meta obrigatória de 10%, mas não existe quadro legislativo aprovado para o pós 2010. Assim sendo os distribuidores apenas podem incorporar biocombustível de primeira geração, no combustível de uso generalizado, até ao máximo permitido pelas normas EN da UE, o que condiciona as metas obrigatórias a esse valor.

Com a alteração da norma EN590, que estabelece as propriedades físicas do gasóleo rodoviário comercializado na União Europeia, o limite máximo de incorporação do biodiesel-FAME (1ª geração) no gasóleo rodoviário, foi alargado para 7% (v/v), tendo-se tornado obrigatória a incorporação de 6% (v/v), conforme previsto no Decreto Lei 49/2009. Desta forma, desde 1 de Agosto de 2009 o gasóleo rodoviário passou a incorporar este teor, devendo passar para 7% v/v em 2010, o que equivale a 4,5% em energia no total dos combustíveis

rodoviários. Este valor está ainda bastante longe da meta de 10% estabelecida na Directiva. Nesse sentido é urgente a definição de um quadro regulatório claro e estável para que os investimentos adicionais necessários possam ser materializados, em especial um investimento em tecnologias de 2ª geração e numa rede logística eficiente, uma vez que o quadro regulatório existente não permite concretizar qualquer ambição no sector.

Simultaneamente à obrigatoriedade de incorporação, vigora um sistema de incentivos paralelo que atribui isenção parcial de ISP a alguns produtores nacionais de biodiesel FAME até 2010, de acordo com regras de concurso (aproximadamente 350 mil ton/ano). Este sistema actual de isenções não é transparente e gerou muita polémica entre os *stakeholders*.

A manutenção do sistema actual custa em média 100 Milhões de Euros por ano em incentivos por isenção de ISP e não garante o cumprimento das metas, nem a sustentabilidade das mesmas. O risco de não cumprir a sustentabilidade pode criar um custo adicional para o Estado Português devido à não redução real das emissões.

Torna-se assim urgente a alteração do sistema de incentivos, criando um novo sistema que permita concretizar a ambição dos 10% ao menor custo possível, sendo transparente e claro para permitir competitividade entre os operadores e aumentando a eficiência do sistema. Uma solução passa pela aplicação do conceito de taxa de carbono, já dentro das taxas em vigor, com reformulação do método de cálculo do actual ISP, tal como está a ser pensado pela EU para o período pós 2012 e já foi inclusivamente implementado em França e na Suécia.

Este novo sistema permite o incentivo necessário à introdução de produtos com menores emissões de CO<sub>2</sub>, exactamente na medida do seu custo para o Estado Português, dando assim um incentivo aos operadores para cumprimentos das metas. O sistema permite ainda o cumprimento dos critérios de sustentabilidade, sendo essa condição essencial para a contabilização das introduções ao consumo segundo a Directiva. Esta metodologia ainda garante retorno para o Estado do investimento na isenção de imposto, além de que é mais transparente, flexível a todos os tipos de combustível e mobilidade. A proposta apresentada pode permitir baixar o valor dos incentivos (via isenção parcial da taxa de carbono) para menos de 40 M€/ano, sendo que parte da diferença de face ao sistema actual poderia ser canalizada para uma linha de incentivos a investimentos em tecnologias inovadoras de 2ª geração, e na criação da Entidade Certificadora, garantindo-se um impacto positivo nas finanças públicas.

Será também necessário rever o enquadramento legislativo que permita a introdução de novos Biocombustíveis, tais como o Diesel Renovável (Green Diesel ou HVO), a, BioNafta, o BioGPL, o Hidrogénio e a Electricidade, assim como um quadro de incentivos ao investimento e incorporação de tecnologias mais eficientes e mais amigas do ambiente, ditas de 2ª geração, como por exemplo a hidrogenação de óleos vegetais não alimentares ( HVO/Green Diesel), ou biocombustível utilizando gordura animal ou óleos alimentares usados, algas, e ainda a tecnologia de produção de biodiesel via BTL a partir de resíduos, material lignocelulósico e lixo (síntese Fischer-Tropsch).

Outra barreira importante é a ausência de mecanismos de certificação da sustentabilidade dos biocombustíveis com base a sua pegada carbónica. O actual sistema de controlo das introduções não é suficientemente eficaz para o controlo de quantidades, muito menos para o

controlo de redução de emissões. O controlo de sustentabilidade deve ser pragmático, simples e eficaz. Para tal deve-se ter por guia os valores de defeito da Directiva, devendo o produtor/importador de biocombustível fazer prova da origem, matéria-prima e tecnologia de produção, aplicando-se de seguida os valores de redução de emissões de GEE descritos na Directiva. Ficará em aberto a possibilidade de análise detalhada de determinado sistema produtivo, desde que certificada por entidade acreditada e aceite a nível da EU.

Por fim devem ser tomadas medidas que mitiguem os impactos do transporte rodoviário, em particular o individual. Verifica-se que a tendência da mobilidade, a nível mundial, obedece a uma política centrada na viabilização do automóvel. O seu uso ilimitado nas áreas urbanas tem gerado um efeito negativo na sociedade, na economia e no meio ambiente. Hoje, aproximadamente 60% (Fonte: PNAC, 2004) das emissões de GEE (Gases com Efeito de Estufa) produzidas pelo sector de transportes, que assumem 30% das emissões nacionais, são originadas pela utilização de automóveis particulares nas cidades. Consequentemente, é reconhecida a urgência em alterar os padrões da mobilidade urbana, de forma a democratizar a qualidade da circulação, visando a implementação de políticas de mobilidade sustentável. Tais medidas são essenciais para reduzir o congestionamento urbano, aumentando a consciencialização e participação pública, e fomentando uma mudança dos comportamentos de mobilidade.

Tendo em conta todas as barreiras enumeradas foram identificadas algumas medidas essenciais que devem ser implementadas.

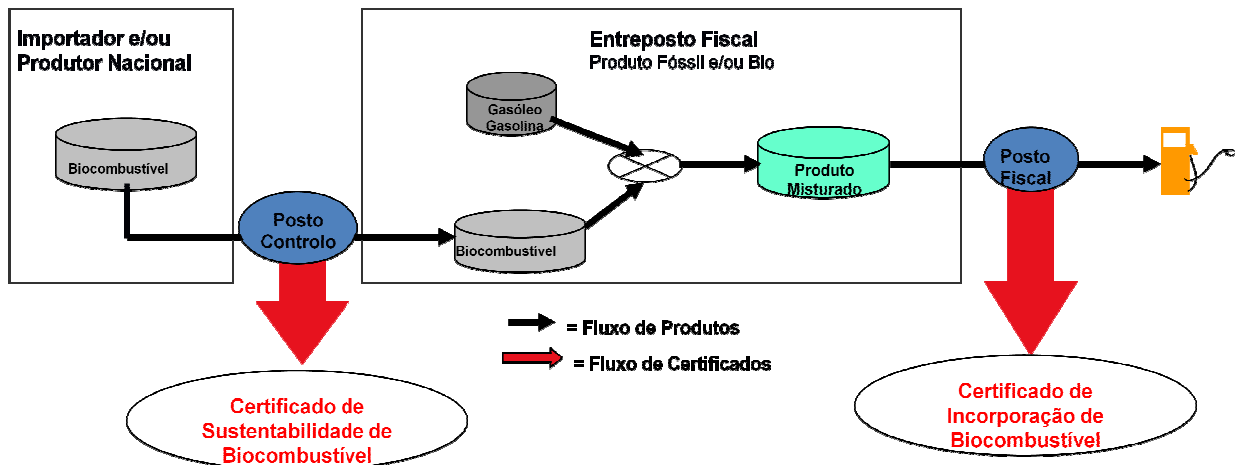
**As medidas relativas ao sistema de certificação de sustentabilidade e da incorporação de biocombustíveis são:**

- Criação de uma Entidade Certificadora Nacional acreditada pela DGEG junto da EU que certifique a sustentabilidade do produto introduzido, regulando assim a taxa de carbono a aplicar a cada biocombustível, tendo por base as regras da EU.
- A Entidade teria como competências:
  - A emissão dos certificados aos importadores e produtores de biocombustível registados;
  - Definição dos critérios e metodologia de verificação/auditoria da sustentabilidade do produto, de acordo com normas da EU e da Directiva, garantindo a sustentabilidade das introduções de biocombustíveis no mercado;
  - Trabalho administrativo de avaliação de cumprimento das introduções e contabilização dos certificados de introdução, colaborando de perto com a DGA e DGEG.
- Tal entidade deve ter como sócios os *stakeholders*, nomeadamente os produtores de biocombustíveis, distribuidores de combustíveis e a DGEG, à imagem do Instituto Tecnológico do Gás para o sector do Gás, sem custos acrescidos para o Estado;
- Os produtores/Importadores de biocombustíveis têm de dar prova da origem do produto, matéria-prima e tecnologia de produção, sendo emitidos certificados de sustentabilidade por biocombustível produzido ou importado para o mercado português;
- Os certificados devem acompanhar a venda de produto para aos distribuidores, comprovando que o produto cumpre com os requisitos da Directiva e terão informação

sobre a respectiva percentagem de redução de CO<sub>2</sub> associada, podendo ser contabilizado para incorporações e cálculo de Imposto (certificado acompanha a Declaração de Introdução ao Consumo para cada lote de biodiesel vendido aos distribuidores);

- Os distribuidores deverão ter uma conta corrente electrónica de certificados introduzidos a consumo, sendo da responsabilidade da entidade proposta o cálculo dos certificados entregues face aos necessários para cumprir metas obrigatórias (de acordo com as vendas declaradas), que é cruzado pela informação enviada pela Direcção Geral das Alfândegas nas introduções a consumo;
- A certificação de sustentabilidade pode assim ser efectuada por auditorias acreditadas aos produtores nacionais, sendo que as importações teriam também de passar por um processo de prova de origem e sustentabilidade associada. De igual forma, poderiam ser efectuadas auditorias às introduções a consumo, criando as condições para o cumprimento efectivo por parte de todos os distribuidores em Portugal, garantindo assim o cumprimento das metas de redução de emissões de carbono do Estado Português.

Gráfico 33 – Esquema do fluxo de certificados e de combustível. Fonte: Galp.



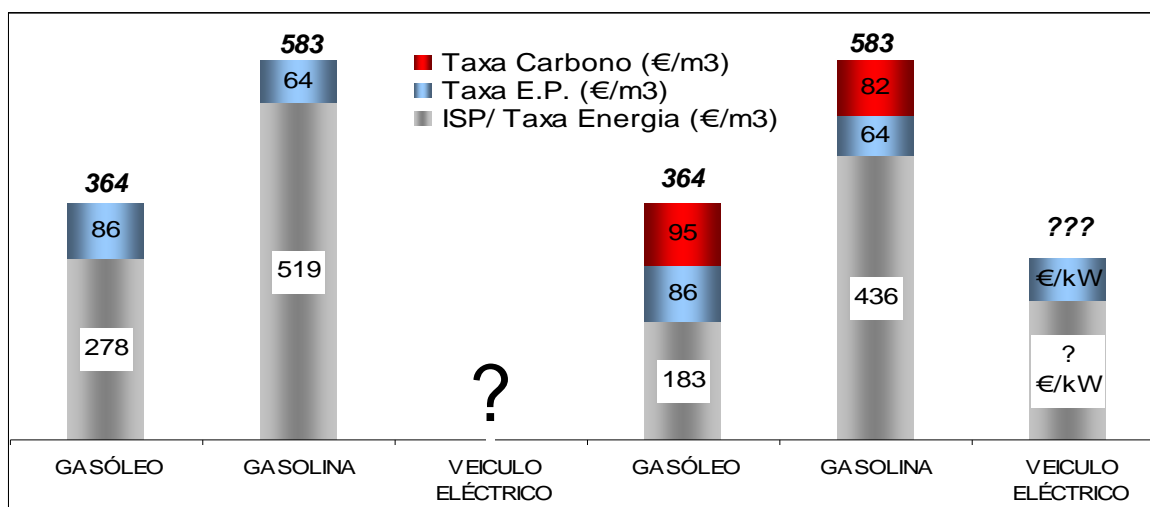
As medidas relativas a legislação são as seguintes:

- Legislar a obrigação de introdução de determinada quota de biocombustíveis, de forma clara para o médio-longo prazo, e com penalidades e sistema de fiscalização adequados. A obrigatoriedade apresenta várias vantagens em relação a um incentivo nomeadamente: é mais transparente e não discriminatória, o utilizador é ao mesmo tempo o pagador, cria uma melhor eficiência do mercado, tem uma maior taxa de sucesso de cumprimento e tem menos custos para o estado (de aprox. 200M€ para 30M€ cumprindo 10% Energia);
- Permissão de contabilização de mais formas de biocombustíveis, substitutos de outros combustíveis fósseis além do gasóleo rodoviário, noutros sectores além dos transportes (tais como BioGPL, BioNafta, BioJet) e em sectores como motores de combustão estacionários, gasóleo agrícola e aquecimento;
- Actualização da tabela do 4º Artigo, do D.L 62/2006 com as definições incluídas no Artigo 2 da Directiva 2009/28/CE assim como com as designações sobre os biocombustíveis contemplados no Anexo III da mesma Directiva Comunitária (Bio-DME, Bio-TAEE, Gasóleo Fischer-Tropsch, Óleo vegetal tratado com hidrogénio, Diesel Renovável e etc).

**As medidas relativas ao sistema de taxaço são:**

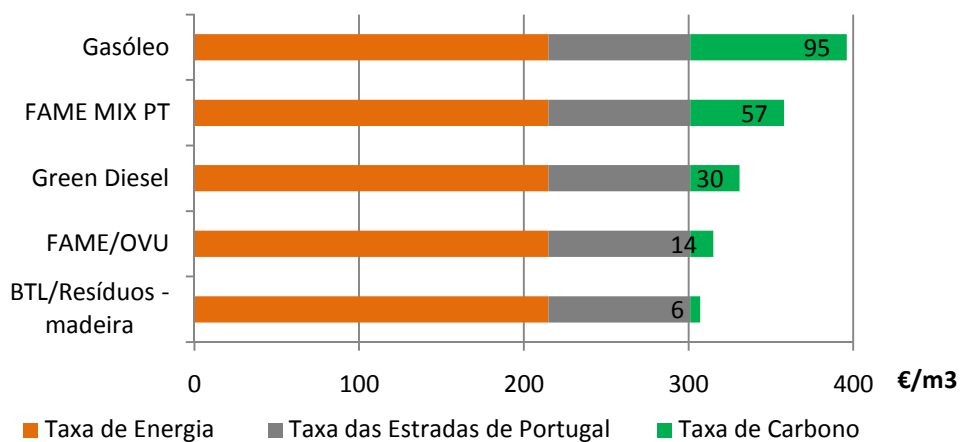
- Reestruturação do cálculo do ISP incluindo um componente relativo à utilização de energia para o transporte (fóssil, bio ou eléctrico), que se passara a chamar Taxa de Energia, assim como um componente relativo à pegada carbónica de cada combustível (fóssil, bio ou eléctrico), a Taxa de Carbono. Será assim necessário alterar a fórmula do actual ISP, dividindo/o em duas taxas com racionais de calculo diferentes, sendo o total da taxaço igual ao que hoje temos para os combustíveis fosseis, havendo redução da taxa de carbono para os biocombustíveis de acordo com os impactos reais dos mesmos, algo que será certificado pela entidade responsável. Os cálculos terão por base o que está estabelecido no Anexo V da Directiva de FER (para biocombustíveis) e na Fuel Quality Directive (para combustíveis fósseis);
- Diferenciar a Taxa de Carbono e a Taxa de Energia para cada tipo de combustível, garantindo impactos ambientalmente positivos para o País. O racional de aplicação das taxas deverá ser aplicado a todas as fontes de energia utilizadas no transporte, incluindo a eléctrica, cabendo a cada Governo estipular a taxa energética base para cada fonte energia, de forma a manter a equidade fiscal entre formas de energia;
- Separar da actual taxa do ISP, as emissões reais de CO<sub>2</sub> de cada produto, não criando aumento de impostos e incentivando uso de biocombustíveis ambientalmente mais sustentáveis;
- Esta reforma da taxa de ISP vai de encontro à reformulação em discussão na UE das actuais taxas sobre combustíveis, já formalizada pela Suécia e França, podendo Portugal actualizar o racional de cálculo das taxas de acordo com as directrizes da UE para a fiscalidade sobre combustível a adoptar no pós 2012.  
 A proposta da DG TAX da UE é de que, a partir de 2012, as futuras taxas sobre combustíveis terão obrigatoriamente de ter por base um princípio de utilização de energia para a circulação rodoviária, com um valor mínimo igual por GJ de energia, separando posteriormente o impacto ambiental de cada produto com a taxa de carbono proporcional às emissões associadas a esse produto e a um preço da tonelada de emissões de carbono, apontando como valor de referência 30€/ton CO<sub>2</sub>.
- O novo sistema não altera a carga fiscal sobre os combustíveis, e diferencia positivamente os biocombustíveis introduzidos tendo em conta o seu impacto ambiental ficando já adaptado ao futuro sistema fiscal imposto pela EU.

**Gráfico 34 – Comparação do sistema de taxaçoão actual com o proposto que se baseia na pegada carbónica de cada produto. Fonte: Galp.**



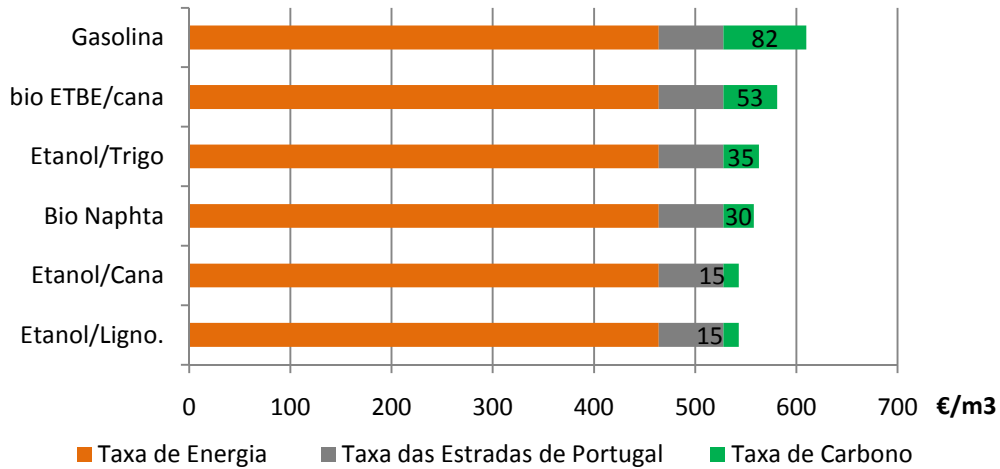
nota: valores simulados para um preço de CO<sub>2</sub> de 30 €/ton, sendo que para o veículo eléctrico deve-se ter uma taxa equivalente em kW à taxa de energia a fixar nos biocombustíveis por questões de concorrência.

**Gráfico 35 – Proposta de novo sistema de taxas sobre combustíveis. Base de motores a diesel. Fonte: Galp.**



Nota: valores simulados para um preço de CO<sub>2</sub> de 30 €/ton.

**Gráfico 36 – Proposta de novo sistema de taxas sobre combustíveis. Base de motores a gasolina.**  
**Fonte: Galp.**



Nota: valores simulados para um preço de CO2 de 30 €/ton.

As **medidas de apoio à utilização de biocombustíveis mais avançados** (genericamente referidos de 2ª geração) são:

- Criação de linhas de apoio ao Investimento em I&D e Produção de biocombustíveis a partir de Tecnologias Inovadoras de 2ª geração, que registem um impacto ambiental positivo com poupanças de GEE superiores a 50%, assim como para os casos em que não exista competição com a cadeia alimentar, tal como está previsto na Directiva;
- Bonificar ao nível dos certificados de introdução ao consumo, os biocombustíveis produzidos com tais tecnologias inovadoras, e que demonstrem ter externalidades positivas para além da componente ambiental, majorando assim a introdução com um múltiplo de 2x (a exemplo do que é sugerido pela Directiva, e que estará em prática para o carro eléctrico com o múltiplo de 2,5x);
- As tecnologias e matérias-primas a bonificar como inovadoras seriam: utilização de resíduos e óleos usados para produção biocombustíveis; conversão de biomassa em fuel – BTL/Lignocelulose; hidrogenação Óleos Vegetais (HVO/Green Diesel) e produção com óleo de microalgas e de culturas não alimentares

As **medidas destinadas à promoção de alterações comportamentais** são as seguintes:

- Promoção de conceitos como o *car pooling*, *car sharing*, *Demand Responsive Transport (DRT)* – *Call Center*, sistemas *park&ride*, entre outros, que possibilitam a diminuição de veículos em circulação, levando a uma redução de emissões de GEE e, paralelamente, à redução do congestionamento nas cidades;
- Incentivar a utilização do automóvel de uma forma mais racional, integrado ao transporte público, e podem mesmo trocá-lo pelo transporte público de boa qualidade, por exemplo para ir para o trabalho ou para a escola. Neste contexto, a promoção da integração de rede de transportes e integração tarifária permite implementar modelos operacionais e

institucionais que ofereçam à população um serviço de transportes colectivo coordenado envolvendo todas as empresas concessionárias;

- Planeamento do estacionamento com base em estratégias que incentivam quer o uso mais eficiente das estruturas já existentes de estacionamento, quer a redução da necessidade de estacionamento. Este planeamento destina-se também a melhorar a qualidade do serviço fornecida aos usuários do estacionamento e à melhor inserção dos parques em centros urbanos;
- Promoção de Sistemas Inteligentes de Transporte visando o melhoramento da segurança, eficiência e conforto do transporte, promovendo a eficácia dos automóveis e das estradas, e usando Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC);
- Desenvolvimento do papel das TICs no aumento da eficiência energética associada ao uso do automóvel, nomeadamente através da monitorização do desempenho dos condutores, na formação em tempo real dos mesmos, e na informação ao condutor sobre o *performance*.

**Outras medidas necessárias para o aumento da incorporação de FER no sector dos transportes são:**

- Criação de um incentivo específico para frotas para a introdução de Biocombustível em % superiores ao permitido pela EN590 do GASÓLEO RODOVIÁRIO ou EN228 na Gasolina;
- Reformulação dos impostos específicos sobre os veículos, incentivando a compra de veículos mais flexíveis na utilização de biocombustíveis.

## 6. Referências

---

Daniel Rosende, Michael Klingel, Mario Ragwitz, Konstantin Zech, Gustav Resch, Christan Panzer, *REPAP 2020 – Renewable Energy Policy Action Paving the way towards 2020, National RES energy roadmaps, The case of Luxemburg*, 13 de Outubro de 2009

Decisão da Comissão que estabelece um modelo para os planos de acção nacionais para as energias renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE, de 30 de Junho de 2009

DGEG, *Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis, Portugal, Documento de Previsão*, 23 de Dezembro de 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 subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE, de 23 de Abril de 2009

EGEC, *Recommendations, EGEC's Position in the template for National Renewable Energy Action Plans (NREAPs)*, Dezembro 2009

EREC, *Overview – Forecast Documents*, Fevereiro 2010

Filippo Vivarelli, *ETA Renewable Energies, Pellet@las – Pellet market country report, PORTUGAL*, September 2009

Manuel Collares Pereira, *A Política Energética e a Energia Solar*, Novembro de 2009

Michal Cwil, *REPAP 2020 – Renewable Energy Policy Action Paving the way towards 2020, National Roadmap for Renewable Energy Sources, the case of Poland 15% until 2020*, Outubro 2009

Rainer Hinrichs-Rahlwes, Björn Pieprzyk, *Growth Prognosis for the Renewable Energies Industry in Germany*, 30 November 2009

Resolução do Conselho de Ministros nº80/2008, *Programa Nacional para a Eficiência Energética – Portugal Eficiência 2015*, 20 de Maio de 2008

Universidade de Coimbra, EEP, INESC Coimbra, Instituto de Sistemas e Robótica da Universidade de Coimbra, PROTERMIA, *Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal*, Julho 2008