

O principal objectivo que presidiu à realização deste estudo era o de analisar a racionalidade, económica e financeira, do investimento em projectos de produção de energia a partir de fontes renováveis, em Portugal. O sector eléctrico é, necessariamente, muito regulamentado, face à necessidade de segurança no abastecimento e garantia da competitividade do preço. Procurámos, devido a esse peso da regulamentação, formar uma perspectiva consistente acerca do acolhimento futuro que estes projectos poderão encontrar. No quadro actual, que descrevemos com a profundidade possível, concluímos que, com o actual figurino ou outro, os esquemas de incentivos continuarão a existir, embora com um ritmo mais lento que o verificado até aqui.

Para melhor materializar o estudo, concebemos um projecto de miniprodução fotovoltaica, tendo como instalação de utilização a iluminação pública da Segunda Circular, uma das principais vias da cidade de Lisboa. Com o actual enquadramento normativo o projecto é economicamente viável, observando-se um grande peso do investimento inicial na rentabilidade, que tem algum espaço para diminuir em áreas que não respeitam directamente ao custo de produção

Sugerimos a concepção de um sistema de incentivos à produção fotovoltaica que passe pela majoração da sua produção, que tem lugar em período de ponta e cheio, possibilitando um menor dimensionamento da capacidade e com isso mitigando o relevo assumido pela despesa de investimento que, ocorrendo no momento inicial, escapa ao exercício da actualização.

Lançamos um breve olhar sobre o programa Eco.AP e concluímos que, tal como está concebido, não é muito atraente, especialmente para pequenas e médias empresas.

Palavras chave:

Energias Renováveis, Miniprodução, Iluminação Pública, Lisboa.

The main goal that presided over this study was a rationality analysis, both economical and financial, of the investment on projects of energy production from renewable sources, in Portugal. The power and utilities sector is, necessarily, very closely regulated, given the need to insure security in its supply, and guarantee price competitiveness. Given this regulatory burden, we have sought to build a consistent view on the future acceptance of these projects. In the current framework, which we have described as thoroughly as possible, we have concluded that the incentive programs will continue to exist, even though with a slower pace than before.

To better materialize this study, we have designed a project of photovoltaic mini-production, with the installation of street lighting taking place in the so-called Second Circular, one of the main routes of Lisbon. In light of the current regulatory framework, the project is economically viable, with the initial investment having great influence in profitability, but with room to be lowered in areas that do not directly concern the cost of production.

We suggest the design of a system of incentives for photovoltaic production that allows an increase in production, which takes place during peak and full periods, allowing a smaller sizing in capacity and thereby mitigating the weight of the investment spending which, by occurring in the initial moment, escapes any correction from time value of money.

We launched a brief look at the Eco.AP program and concluded that, as it is conceived, it is not especially appealing, in particular for small and medium businesses.

À Sofia e ao Mateus, à Rosa e ao Aires.

Ao Professor Vasco Barroso Gonçalves, orientador da elaboração deste documento e que em momentos difíceis abriu caminho onde antes não existia.

Ao Professor Pedro Leite Inácio, pelo apoio e disponibilidade constante.

Aos diversos agentes do sector da energia e iluminação, pelos imprescindíveis contributos:

Engenheiro Nuno Gonçalves, Enerwise,

Engenheiro Paulo Oliveira; ERSE,

Engenheiro João Oliveira, Câmara Municipal de Lisboa,

Engenheiro Bruno Gomes, Câmara Municipal de Alvaiázere,

Engenheiro Rui Oliveira Santos, EDP Serviço Universal,

Engenheira Ana Estanqueiro, LNEG,

E ao Senhor António Jorge Almeida, pela compreensão e disponibilidade com que acolheu o meu esforço.

1.	Introdução.	1
2.	A estratégia para a energia – Perspectiva geral	3
2.1	A ENE 2020	3
2.1.1	Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira.	4
2.1.2	Aposta nas energias renováveis.	5
2.1.3	Promoção da eficiência energética.	7
2.1.4	Garantia da segurança de abastecimento.	8
2.1.5	Sustentabilidade da estratégia energética.	9
2.2	O contexto que envolveu a concepção da ENE 2020.	9
2.3	A Estratégia Europa 2020	15
2.4	O Debate em Portugal	30
2.5	Uma perspectiva sobre a situação	37
3.	Estratégia para a energia. A perspectiva do XIX Governo Constitucional.	49
4.	O Mercado da Electricidade – Liberalização, Funcionamento do Mercado Livre e sua Relação com as Renováveis	64
4.1	O Mercado da Electricidade em Portugal	64
4.2	O Funcionamento do Mercado Livre e as Renováveis	67
4.3	Dimensão do Mercado – Capacidade de Produção e Consumo	75
5.	Uma Unidade de Miniprodução Fotovoltaica em Meio Urbano	80
5.1	Vantagens da produção renovável fotovoltaica	81
5.2	A Instalação de Utilização – a Iluminação Pública da 2ª Circular	86
5.3	Dados de Base do Investimento em Capital Fixo do Projecto	89
5.4	Primeira análise do projecto	91
5.5	Análise Financeira do Projecto	94
5.5.1	Apresentação dos parâmetros do estudo financeiro	94
5.5.2	Estudo de Viabilidade Económica	97
5.5.3	Estudo da viabilidade Global	99

5.6	Uma perspectiva sobre o Eco.AP	103
6.	Conclusões	106
7.	Referências	107

1. Introdução.

A incerteza desempenha um papel central na análise de investimentos. A teoria financeira remete para a adequação ao risco, associado a um projecto, a rentabilidade a esperar desse mesmo projecto. Tipicamente esse risco vem representado pela variabilidade a que os *Cash Flows* gerados estão sujeitos, muitas vezes quantificada pela sua variância ou desvio padrão. Essa é a sua tradução numérica, indispensável para a modelização financeira, mas tão importante como a quantificação é perceber as forças que estão subjacentes a essa variabilidade e a intensidade, ou os efeitos que podem produzir na formação dos *Cash Flows*. Cabe ao modelizador identificar, tão exaustiva e rigorosamente quanto possível, as fontes de risco do projecto, bem como a medida em que poderão, com razoabilidade, manifestar-se. Há grande diversidade de fontes de risco e até de categorias de risco. Porventura dos mais desafiantes para o modelizador financeiro, por envolver conhecimentos específicos de cada área de negócio, o risco de projecto reúne uma quantidade de variáveis com considerável capacidade para influenciar os resultados da análise – as previsões de vendas, as estimativas do investimento inicial, a tecnologia a usar, entre outras, são questões mais facilmente tratadas com recurso a informação “do meio”. O risco político, talvez de forma enviesada, está muitas vezes associado a análise de investimentos internacionais: se o ambiente político do país onde se implementa o projecto é estável, se a “repatriação” dos *Cash Flows* é simples e viável, a fiscalidade, ou até o risco de nacionalização, são tudo assuntos associados ao risco político. Na verdade, o risco político está, de uma forma ou de outra, subjacente a todos os projectos, quer de uma forma mais directa pelas disposições regulamentares de cada sector, ou de uma forma mais transversal, por exemplo através da fiscalidade.

No nosso caso inclinamo-nos para integrar o risco político como risco de projecto. Isto porque a influência política é transversal a todo o projecto: se podemos instalar, o que podemos instalar, como podemos instalar, quando podemos instalar, que relacionamento é que temos com o cliente, quem é o cliente, os preços de venda e até o volume de vendas, todas estas matérias estão regulamentadas. Por isso desenvolvemos o esforço apresentado de seguida, de modo a podermos enquadrar, da melhor forma que nos foi possível, o contexto que envolve a estratégia para a energia e encontrar as pistas mais consistentes para o quadro que se desenhará para o futuro e que os projectos de investimento em energias renováveis irão enfrentar.

Para o fazer recorreremos a informação estatística disponível no Eurostat ou na Direcção Geral de Energia e Geologia, e outras fontes que tratam matéria relacionadas.

Após a análise do contexto perspectivamos a orientação do XIX Governo Constitucional e de seguida produzimos uma visão sobre as relações do mercado da electricidade com a energia de fontes renováveis.

Finalmente, entraremos na análise financeira do projecto de investimento numa central de produção fotovoltaica tentando perceber e ilustrar os mecanismos subjacentes a este negócio.

2. A estratégia para a energia – Perspectiva geral

2.1 A ENE 2020

A “presença do país entre os 5 líderes europeus ao nível dos objectivos em matéria de energias renováveis, em 2020 e afirmar Portugal na liderança global na fileira industrial das energias renováveis, de forte capacidade exportadora”. Estes objectivos sumários, de carácter mais lato, acabam por ser o reflexo de outros 6, mais concretos e quantificados:

1. Atingir, em 2020, uma dependência energética do exterior de 74%, com a produção de energia a partir de recursos endógenos a equivaler a 60 milhões de barris de petróleo;
2. 60% da electricidade produzida e 31% do consumo de energia final terão origem em fontes renováveis, cumprindo as metas assumidas por Portugal no âmbito das políticas europeias de combate às alterações climáticas;
3. Reduzir em 25% o saldo importador energético, o que se traduz numa redução de importações de 2000 milhões de euros;
4. Consolidar o *cluster* energético no sector das energias renováveis, assegurando até 2020:
 - Um VAB de 3800 milhões de euros;
 - Criar mais 100000 postos de trabalho;
 - Peso no PIB de 1,7%.
5. Desenvolver o *cluster* ligado à eficiência energética, garantindo, até 2020:
 - Criação de 21000 postos de trabalho anuais;
 - Investimento de 13000 milhões de euros;
 - Proporcionar exportações equivalentes a 400 milhões de euros.
6. Promover o desenvolvimento sustentável, de forma a cumprir as obrigações assumidas no quadro europeu, no que respeita à redução de emissões.

Globalmente, os vectores que orientam a estratégia, passam pelo crescimento económico, a independência energética e a segurança no abastecimento do país, a promoção da

competitividade por via da redução dos preços da energia, tudo com o pano de fundo da sustentabilidade ambiental.

O desenvolvimento e implementação da ENE 2020 assentam em 5 eixos principais:

1. Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira;
2. Aposta nas energias renováveis;
3. Promoção da eficiência energética;
4. Garantia da segurança de abastecimento;
5. Sustentabilidade da estratégia energética.

É uma visão sobre estes 5 eixos que vamos, de seguida, apresentar.

2.1.1 Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira.

A presença do país na fronteira tecnológica da produção de energia com origem renovável é uma meta definida. Nesse sentido, dá-se ênfase à inovação e investigação, procurando-se o estabelecimento de parcerias de entidades de referência nesta área, como o MIT, e ainda a criação do Centro Ibérico para as Energias Renováveis e a Eficiência Energética.

Com o pano de fundo da redução da dependência energética, é atribuído um papel central às energias renováveis, quer em tecnologias já consolidadas, quer em novas áreas de demonstração, mas também à eficiência energética, prevendo-se o apoio ao investimento em redes inteligentes, iluminação e à massificação dos veículos eléctricos. A produção de energia de forma descentralizada é vista como potenciadora do desenvolvimento local, prevendo-se a atribuição de potência baseada em critérios de equilíbrio regional, existência de recursos renováveis endógenos e capacidade de injeção na rede.

A aposta no veículo eléctrico tem como objectivo a diminuição das importações de petróleo, quantificado em 10% dos combustíveis usados no sector dos transportes, o que se traduz em 5 milhões de barris, com a perspectiva de a energia consumida por estes veículos ser, maioritariamente, de origem renovável. Pretende-se assim acentuar a trajectória descendente do petróleo enquanto principal fonte de energia primária, então com 52% do total, sendo metade desse valor destinado ao sector dos transportes.

A restante agenda para a competitividade centra-se no fomento da concorrência através da dinamização dos mercados, essencialmente de electricidade e de gás natural, mas também com intervenção no sector petrolífero. Na electricidade procura-se obter maior eficiência no mercado ibérico que entrou em funcionamento em 2007, o MIBEL, baseado em dois operadores distintos: o mercado a prazo – OMIP, e o mercado diário e intradiário – OMEL. Pretende-se incrementar a integração ibérica, aumentando as interligações com Espanha, à data com um máximo de 15% do consumo em período de ponta a nível nacional, mas que, com os investimentos previstos até 2014, poderá duplicar. Paralelamente à integração ibérica está previsto o reforço de interligação entre Espanha e França, elevando a integração para um nível europeu.

2.1.2 Aposta nas energias renováveis.

Com um objectivo quantificado de atingir 31% de consumo de energia final produzida a partir de fontes renováveis, a estratégia obedece a duas orientações de base: diversificação da carteira de recursos, até aqui assente na combinação entre energia eólica e energia hídrica, apostando em tecnologias já maduras e que possam contribuir, no imediato, para o sistema electroprodutor, e o apoio à investigação e desenvolvimento de tecnologias ainda em fase de demonstração, mas com potencial para a criação de valor na economia nacional.

Assim, elencam-se as principais fontes de energia renovável, oferecendo-se uma perspectiva sumária sobre cada uma delas.

Energia hídrica – com uma capacidade instalada, em 2010, de 4900 MW, pretende-se que esse valor passe, com a implementação do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) lançado em 2007, para os 8600 MW em 2020. Esta aposta não se enquadra, exclusivamente, no aproveitamento do potencial hídrico. De facto, a existência de capacidade reversível nas novas barragens, a designada turbinagem - bombagem, é um dos principais motivos subjacentes ao PNBEPH, visando, essencialmente, o armazenamento de energia.

Energia eólica – destaca-se o acentuado crescimento da capacidade instalada e aponta-se para a instalação, até 2020, de 3000 MW adicionais, mas condicionados a diversos factores, como a procura de electricidade, a penetração dos veículos eléctricos, a capacidade da transferência de consumos do período de ponta para o período de vazio, a viabilidade das tecnologias *offshore* e ainda os impactos ambientais dos diferentes tipos de tecnologia.

Energia solar – é vista como a próxima grande aposta, após o nível de desenvolvimento atingido na energia hídrica e na energia eólica, observando-se como grande vantagem a complementaridade face aos outros recursos, designadamente o eólico, reflectida na capacidade de produção durante (grande parte) as horas de maior consumo. Fixam-se como objectivo os 1500 MW de potência instalada em 2020, prevendo-se o acompanhamento da evolução tecnológica ao nível do solar termoeléctrico e do fotovoltaico de concentração. A aposta na micro-geração é para continuar, dado o seu sucesso e impacto produzido na indústria, abrindo-se espaço para a mini-geração, enquadrando projectos de maior capacidade, com potências até 250 kW.

Biomassa – a aposta a desenvolver assenta nas potencialidades oferecidas ao nível da profissionalização da gestão das florestas, designadamente na redução dos riscos de incêndio, e também no substancial impacto social em zonas menos desenvolvidas que se pretende ampliado pelo desenvolvimento de todas as componentes da cadeia de valor da produção de energia a partir da biomassa.

Biogás e resíduos – um pouco à semelhança do que sucede com a biomassa, a aposta no biogás e resíduos como fonte renovável da produção de energia não se baseia apenas no seu potencial energético, passando também pelas possibilidades que abre na gestão dos próprios resíduos, que se torna mais atractiva com a internalização dos benefícios ambientais que produz.

Biocombustíveis – em tempos vistos como solução quase miraculosa para a dependência do petróleo, a reputação dos biocombustíveis sofreu forte revés com a divulgação de efeitos perversos na área dos mercados agrícolas. No entanto, continuam a ser uma alternativa consistente, especialmente no sector dos transportes, pelo que a estratégia delineada garante espaço para a sua dinamização, utilizando recursos endógenos, numa perspectiva de estímulo simultâneo ao sector agrícola.

Geotermia – já com forte presença no arquipélago dos Açores, prevê-se que até 2020 a geotermia ganhe relevo no *mix* energético nacional, dado o potencial de inovações tecnológicas recentes que conferem dimensão aos recursos existentes, também no território continental, planeando-se, para já, a implementação de projectos-piloto, mas com uma capacidade prevista de 250 MW até 2020.

Energia das ondas – mais uma vez estabelece-se o objectivo de 250 MW de potência instalada até 2020 e mais uma vez se perspectiva a produção de energia como alavanca do desenvolvimento, neste caso da designada economia do mar. Para já, a tecnologia é ainda nascente, tendo o governo concessionado uma zona piloto para o estabelecimento de infra-estruturas de demonstração.

Hidrogénio – observa-se no desenvolvimento das pilhas de combustível a hidrogénio um potencial disruptivo derivado, essencialmente, da capacidade de armazenamento de energia e também da possibilidade de uso no sector dos transportes. No entanto, enquadra-se a tecnologia num contexto de avaliação, sem que se conceba, para já, um plano tão consistente como o desenhado para a exploração de outros recursos.

2.1.3 Promoção da eficiência energética.

A eficiência energética tornou-se, com o choque petrolífero de 2008, um objectivo incontornável na estratégia nacional, designadamente no que respeita ao consumo de derivados do petróleo, que ainda representa mais de metade das fontes de energia primária, em Portugal. No sector dos transportes essa preponderância é ainda mais vincada, pelo que acaba por não surpreender o papel central atribuído aos veículos eléctricos como catalisadores da eficiência energética. Mesmo em termos absolutos – já que, apesar de tudo, os veículos eléctricos também consomem energia – a maior eficiência dos motores eléctricos permite uma poupança de 2% no consumo final de energia. Quantificando objectivos, a aposta na mobilidade eléctrica visa a substituição de 10% dos combustíveis actualmente consumidos nos transportes, por energia eléctrica, evitando importações com um volume de 5 milhões de barris de petróleo, até 2020. Acresce a esta trajectória a possibilidade de a maior parte desta energia eléctrica ser produzida a partir de recursos endógenos de fontes renováveis.

A aposta na penetração dos veículos eléctricos está interligada com um outro vector estratégico, eventualmente de carácter ainda mais futurista: as redes inteligentes. A área das redes inteligentes constitui-se como um mundo aberto de novas possibilidades na gestão da energia. De relevância indesmentível, com mensuração próxima do ininteligível, a sua análise justificaria um trabalho dedicado exclusivamente a essa temática, não cabendo no âmbito do presente documento. No entanto, podemos dizer que as redes inteligentes assentam na monitorização permanente e no controlo e gestão integrada da produção, distribuição, armazenamento e consumo de energia. No caso concreto dos carros eléctricos, há uma capacidade valiosa dentro destes veículos – o armazenamento de energia nas suas baterias.

Com uma complexidade que apenas se intui, o esquema de funcionamento baseia-se, no entanto, em princípios muito simples: sendo expectável que os utilizadores de veículos eléctricos procedam, na sua maioria, ao carregamento das baterias durante a noite, ou seja, no período de vazio, poderão, obedecendo ao seu padrão de consumo, fornecer energia à rede durante o dia, nos períodos de cheia e de ponta, integrando as suas baterias como uma bateria do sistema eléctrico. Este é apenas um exemplo concreto das potencialidades em perspectiva para o uso de redes inteligentes. Com vários projectos de investigação em curso em algumas empresas e universidades, perspectiva-se a instalação de um projecto-piloto abrangendo 50000 consumidores de energia eléctrica, apontando-se para a cobertura da maioria dos consumidores por redes inteligentes até 2020.

A estratégia a desenvolver para a eficiência energética obedece ao Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), documento cuja redacção inicial, produzida em 2008, previa uma redução de 10% do consumo final de energia, até 2015. Com metas definidas a nível europeu para o ano de 2020, o documento viria a ser reformulado, alargando o seu horizonte temporal. É no PNAEE que se coordenam as medidas sectoriais, desde os transportes aos edifícios, indústria e agricultura, a fiscalidade e as prioridades de financiamento. É dada ênfase a medidas mais profundas, como as ligadas ao ordenamento do território e à alteração de comportamentos, mas também há lugar para o detalhe, como o que nos diz mais directamente respeito – a iluminação pública.

2.1.4 Garantia da segurança de abastecimento.

A via definida para a obtenção de segurança no abastecimento é a diversificação. Diversificação quer de fontes, quer de origens da energia. Nas fontes de energia, e mais concretamente de energia eléctrica, vemos que a trajectória realizada, que levou ao ponto actual em que a produção a partir de fuel é residual, passou pela construção de centrais a carvão nos anos 80 e pelas centrais de ciclo combinado, possíveis, pela introdução do gás natural, a partir de 1997 com a construção do gasoduto ligado à Argélia. As energias renováveis entram neste processo de diversificação do *mix* energético pelas duas vias, uma vez que se constituem como alternativa enquanto fonte, mas também enquanto origem, reduzindo a dependência externa. No entanto, é desde logo reconhecida a necessidade de investimentos paralelos de modo a contornar o carácter intermitente das energias renováveis. Já na diversificação das origens, é colocada ênfase na consolidação do mercado ibérico e sua integração no mercado do sudoeste europeu, algo que já mencionado acima.

2.1.5 Sustentabilidade da estratégia energética.

Perspectivam-se duas dimensões de sustentabilidade: a sustentabilidade financeira e a sustentabilidade funcional. Do lado financeiro procura-se conceber um esquema tarifário que viabilize economicamente os investimentos em energias renováveis. Este esquema passa pela internalização progressiva das externalidades positivas geradas por estes investimentos, ao nível do ambiente, criação de emprego e equilíbrio da balança comercial. Para o financiamento destas tarifas cria-se o fundo de equilíbrio tarifário, cujas receitas, entre outras fontes, advêm da venda de licenças de emissão de dióxido de carbono ao sector eléctrico. A sustentabilidade funcional está relacionada com a intermitência da disponibilidade dos recursos renováveis. Por um lado assegura-se o fornecimento através da manutenção de centrais a gás natural ou a carvão, por outro, procura-se, numa primeira fase, aproximar a produção eólica do diagrama de consumo recorrendo às barragens de capacidade reversível e numa segunda fase, já com recurso a redes inteligentes, modificar o próprio diagrama de consumo, deslocando procura do período de ponta para o período de vazio.

Há ainda que referir o reforço das interligações com Espanha, que desempenha dois papéis, um em cada dimensão da sustentabilidade: na sustentabilidade financeira como catalisador da concorrência por via do alargamento do mercado, na sustentabilidade funcional como garantia de abastecimento, já que, com a implementação da ENE 2020, aponta-se para níveis de capacidade de produção de electricidade que permitirão que o país seja exportador em anos de produção hídrica média ou elevada, mas que implicarão a importação de energia eléctrica nos anos em que esta produção seja mais baixa.

Apresentado o resumo da ENE 2020 procuraremos, de seguida, demonstrar o nosso entendimento do contexto que envolveu a sua concepção, para depois lançarmos um olhar para o caminho já percorrido. Ou seja, identificaremos a posição em que nos encontrávamos e, seguindo o caminho percorrido desde então, apresentaremos uma perspectiva sobre o posicionamento actual e a sugestão que este produz para um posicionamento futuro.

2.2 O contexto que envolveu a concepção da ENE 2020.

É recorrente, no seio da sociedade portuguesa, o discurso em torno dos saldos registados no comércio internacional. Sem nos querermos alongar em qualquer apreciação sobre o carácter conjuntural ou estrutural dos resultados, podemos, no entanto, constatar que nos últimos anos, como se pode ver no gráfico seguinte, a importação de bens supera sempre a exportação:

Cobertura de Importações pelas Exportações (% apenas bens)

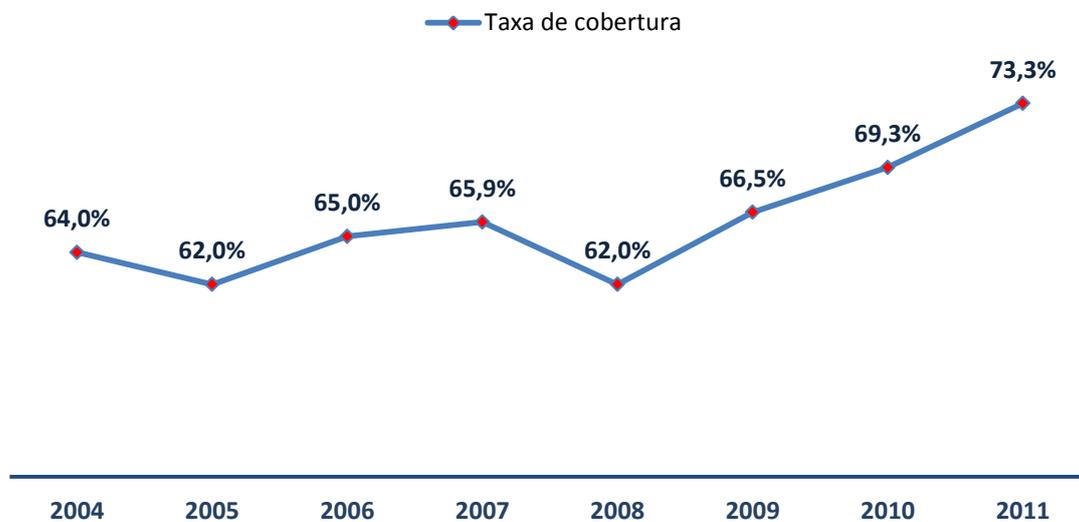


Gráfico 2.1 - Cobertura de Importações pelas Exportações

Fonte: INE, Anuários Estatísticos

No entanto, também é visível no gráfico que, nos últimos oito anos, apenas em dois deles (2005 e 2008) se verificou uma redução da cobertura das importações pelas exportações. Convém sublinhar que o gráfico diz apenas respeito a trocas de bens com o exterior, já que, caso incluíssemos as trocas de serviços a linha da taxa de cobertura deslocar-se-ia para cima, reflectindo os resultados mais favoráveis ao nível dos serviços, que nos aproximam da cobertura total das importações pelas exportações. De facto, os dados mais recentes apontam para o equilíbrio do comércio externo, sendo de realçar a previsão, já para o próximo ano, de um excedente de 2,5% do PIB na Balança de Bens e Serviços (Banco de Portugal, 2012).

A nossa opção pela apresentação dos dados de comércio internacional relativos, apenas, à troca de bens, explica-se por ser nesta balança que se contabiliza o comércio de produtos energéticos, aquele que pretendemos agora observar. Desde logo podemos adiantar, aqui sim com confiança, o traço estrutural que desenha a nossa dependência energética. O país não tem recursos energéticos, pelo menos os que eram tradicionalmente associados à produção de energia. O indicador usado para o ilustrar é a taxa de dependência energética:

Taxa de Dependência Energética



Gráfico 2.2 - Taxa de Dependência Energética

Fonte: DGEG, Balanços Energéticos

Grosso modo define-se a taxa de dependência energética como o rácio entre a quantidade importada de produtos energéticos e o consumo de energia. De forma mais rigorosa:

$$Dependência\ Energética\ (\%) = \frac{Imp - Exp}{CEP + NMI + AI} \times 100 \quad (1.1)$$

Com,

<i>Imp</i>	Importações
<i>Exp</i>	Exportações
<i>CEP</i>	Consumo de Energia Primária
<i>NMI</i>	Navegação Marítima Internacional
<i>AI</i>	Aviação Internacional

Na definição apresentada no glossário disponibilizado no site do Eurostat não é considerada a aviação internacional (Eurostat, 2012), no entanto, a metodologia apresentada é a usada pela DGEG (DGEG, 2012). Por Navegação Marítima Internacional e Aviação Internacional entendem-se todos os fornecimentos de combustível feitos às embarcações e aeronaves com destino a portos ou aeroportos internacionais, com excepção das militares ou de pesca, que são considerados como consumo final. Assim definido, parece-nos fazer sentido a opção da

DGEG de incluir no seu cálculo a aviação internacional, porquanto não conseguimos distinguir, para efeitos aqui relevantes, a energia fornecida a um avião da energia fornecida a um barco.

Com a dimensão dos valores apresentados no gráfico facilmente se percebe a vulnerabilidade do país à variação dos preços internacionais da energia. Com efeito, tivemos bem recentemente uma amostra dos impactos extremos que essa exposição pode ter: no verão de 2008, quando o preço do barril de petróleo atingiu um pico nos mercados internacionais, as imagens que podíamos ver a abrir os noticiários pareciam de um país em conflito civil, com prateleiras de supermercados vazias, filas intermináveis nos postos de abastecimento de combustível, estradas bloqueadas com pneus a arder ou camiões a circular com forte escolta policial. Vamos um pouco mais além na análise gráfica, para percebermos as grandezas subjacentes ao clima que se instalou.

Para além da respectiva taxa, a dependência energética tem tradução no saldo importador de produtos energéticos. Vejamos o comportamento desse saldo nos últimos anos, primeiro em volume:

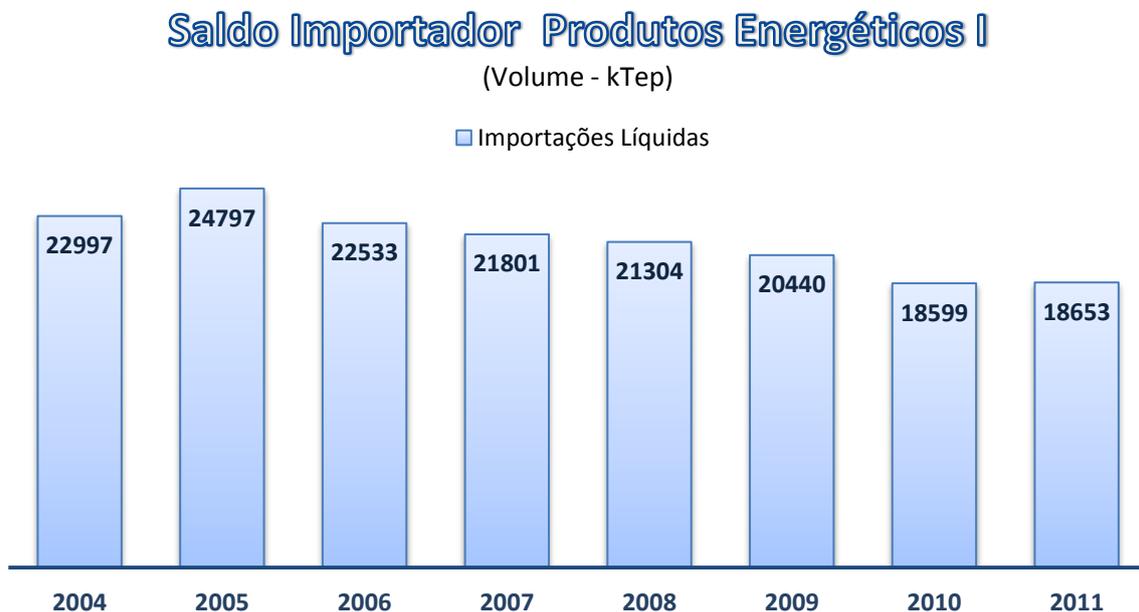


Gráfico 2.3 - Saldo Importador de Produtos Energéticos I

Fonte: DGEG, Balanços Energéticos

Chamamos a atenção para as unidades, kTep, onde k corresponde a milhares e Tep representa tonelada equivalente de petróleo. A necessidade de uso desta unidade prende-se com a

diversidade das naturezas das fontes de energia. Assim, é possível fazer a correspondência de todas as formas de energia para uma única forma, por comparação com a energia libertada na combustão de uma tonelada de petróleo, 41,868 gigajoules (IEA, 2007), estando definidos os parâmetros de conversão no Despacho n.º 17313/2008, de 3 de Junho.

Salta à vista a tendência decrescente do saldo importador, para a qual concorrem duas outras tendências, uma descendente, a do consumo de energia primária, e outra ascendente, a da produção doméstica de energia (DGEG, 2012).

Mas queremos centrar a nossa atenção em 2 anos em particular, aqueles em que a trajetória da taxa de cobertura das importações pelas exportações (de bens) foi descendente: 2005 e 2008 (gráfico 1.1). Se é verdade que o ano de 2005 sempre tem sobressaído nos 2 gráficos de análise em volume que apresentámos (recordamos que a taxa de dependência energética é um indicador que respeita a quantidades de energia, importadas e consumidas), o mesmo já não sucede com 2008, que graficamente passa despercebido na análise em volume, mas que, na análise em valor, encontra o destaque gráfico que o *boom* do preço do petróleo de que falámos já sugeria:

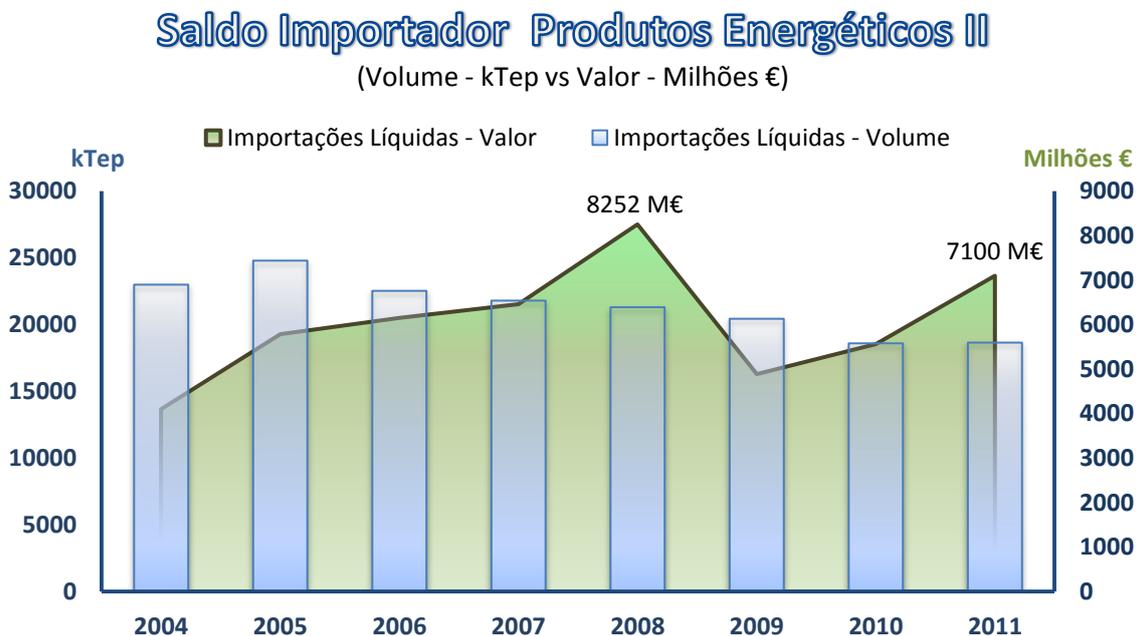


Gráfico 2.4 - Saldo Importador de Produtos Energéticos II

Fonte: DGEG, Balanços Energéticos; INE, Anuários Estatísticos

Não conseguimos obter os valores exactos do saldo em valor para os anos de 2004, 2005 e 2006. Realizámos uma aproximação baseada na troca de produtos energéticos de origem

mineral, que de facto constitui a maior parte do saldo e podemos garantir que os valores obtidos são de dimensão próxima da verificada, o que se pode constatar por análise do gráfico semelhante produzido pela DGEG no “Energia em Portugal, Principais Números” de Fevereiro de 2012.

O ano de 2005 foi um ano de seca em Portugal. A produção de energia hídrica foi inferior a metade da média verificada desde 1995 – 5118 GWh contra 11101 GWh (DGEG, 2012), daí que o saldo importador seja, em volume, tão proeminente. No entanto, em valor, apesar da subida acentuada do saldo, o preço “normal” do petróleo não deixou que se verificasse um pico como o observado em 2008. Mas então o que se terá passado em 2011? O que se passou foi apenas mais do mesmo: uma subida do preço do petróleo. Se é verdade que as coisas se passaram de forma muito mais discreta, por motivos sobre os quais apenas poderíamos especular, o facto é que a cotação média do barril de Brent ultrapassou, em 2011, a verificada em 2008, quer em dólares quer em euros.

Vamos observar essa evolução graficamente:

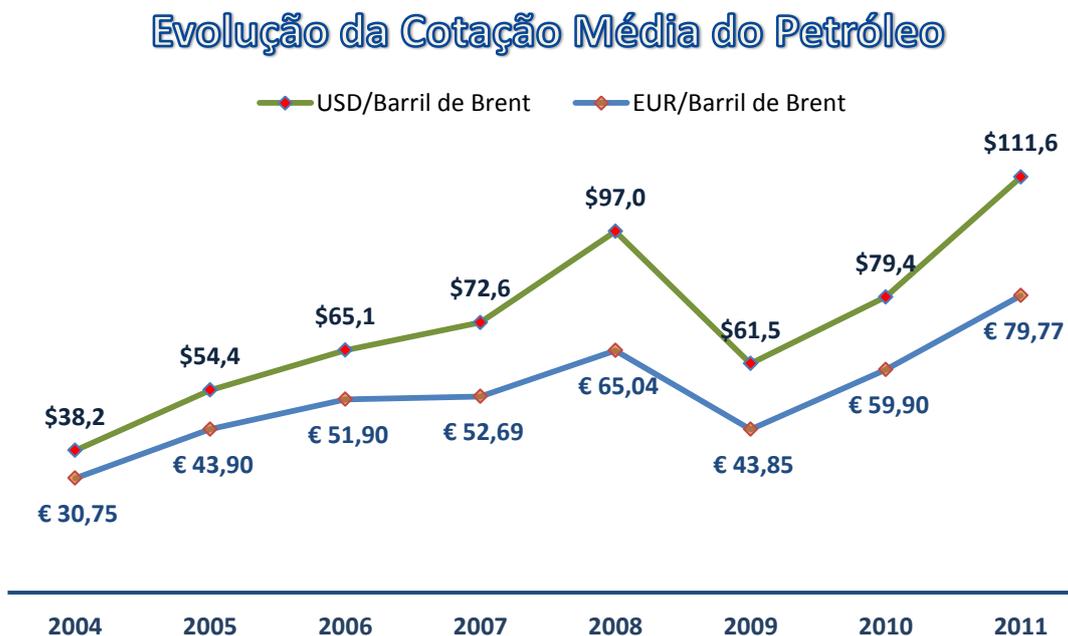


Gráfico 2.5 - Evolução da Cotação Média do Petróleo

Fonte: DGEG/Energy Information Administration

Por que motivo não se verificou, em 2011, o clima conflituoso a que assistimos em 2008 é uma discussão que não cabe no âmbito deste trabalho. No entanto, acreditamos que as imagens de 2008 estivessem presentes no pensamento dos decisores políticos quando

abordaram a concepção da estratégia nacional para a energia. Ou seja, a dependência energética face ao exterior constitui-se como um problema sério, desde logo no que respeita à segurança do abastecimento, mas também com impactos significativos a nível económico e social. Não surpreende, portanto, que o primeiro objectivo quantificado na ENE 2020 seja o da redução, até 2020, da dependência energética do país, face ao exterior, para 74%.

Este é o racional desenvolvido pelos defensores da chamada “Economia Verde”. Há que referir que o argumentário desenvolvido por esta via não se esgota em motivações que se possam associar a algum fundamentalismo ecológico. De facto, defendem a independência energética como vector integrante da política de segurança, apontando conflitos baseados na luta por recursos energéticos, ao mesmo tempo que destacam o potencial da inovação tecnológica na área da produção de energia sustentável como forma de alcançar vantagens competitivas e assim fortalecer a economia dos países – por exemplo, em 2008 as exportações dinamarquesas de bens associados a novas tecnologias de energia cresceram 19%, quase quatro vezes mais que o crescimento registado nos restantes bens (Hedegaard, 2009).

2.3 A Estratégia Europa 2020

Muito desta lógica encontra acolhimento na União Europeia. Pensamos que daqui partiu o outro grande estímulo subjacente à ENE 2020 - os compromissos assumidos a nível europeu. É esta dimensão que vamos, de seguida, analisar.

Primeiro que tudo há um aspecto que temos que ter presente: se existe um objectivo que pretende produzir efeitos na vertente ambiental, particularmente se a vertente ambiental é considerada pela perspectiva das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), então a questão da energia tem que ser considerada em simultâneo. Este resultado decorre da

consistência da proporção das emissões de GEE que está relacionada com a energia:

Emissões Relacionadas com Energia - 2009

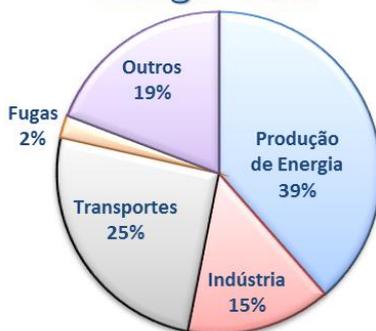


Gráfico 2.6 - Emissões Relacionadas com Energia 2009

Fonte: Eurostat, Energy, transport and environment indicators

Origem das Emissões de GEE

(% do total de emissões)

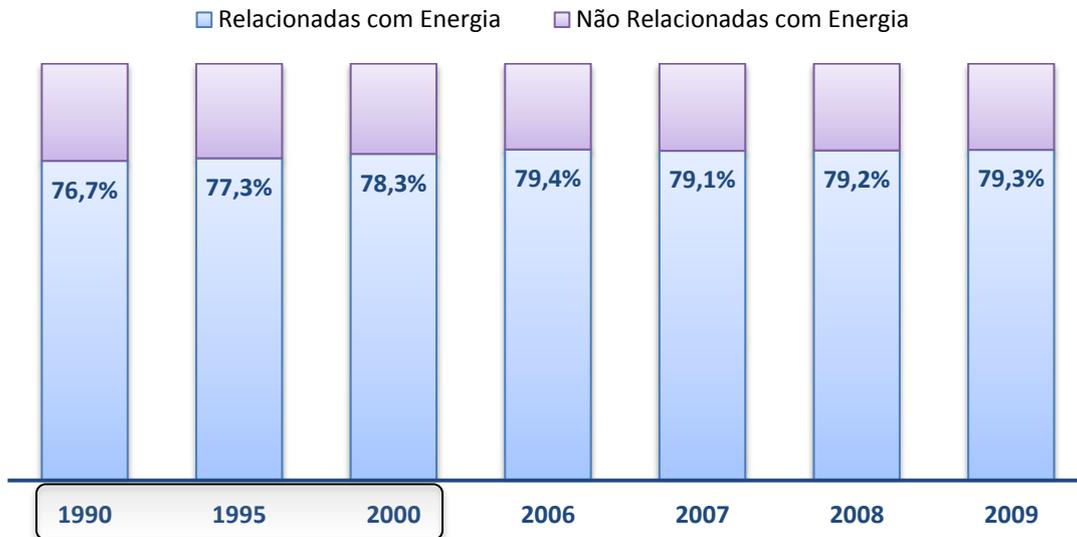


Gráfico 2.7 - Origem das Emissões de GEE

Fonte: Eurostat, Energy, transport and environment indicators

O peso das emissões de GEE relacionadas com a energia, mais concretamente energia produzida a partir da queima de combustíveis, é esmagador, e ainda por cima com tendência crescente. Cabe, no entanto, referir que essa tendência crescente não está relacionada com um aumento absoluto do volume de emissões. De facto, o nível de emissões relacionadas com a energia tem caído nos últimos anos, o que sucede é que tem caído relativamente menos do que as emissões não relacionadas com a energia, sendo aqui de salientar a queda registada nas emissões provocadas pela indústria transformadora.

Identifiquemos, nas duas categorias, as actividades que lhes estão subjacentes. Temos, nas emissões não relacionadas com a energia, por ordem de volume de emissões, a agricultura, processos industriais, os resíduos e os solventes. Nas emissões relacionadas com a energia, temos a produção de energia, principal emissora, os transportes e a indústria. Então, a produção de energia, por queima de combustíveis, é a principal actividade poluidora.

A prevenção de alterações climáticas perigosas é uma prioridade estratégica para a União Europeia (Comissão Europeia, 2012). A perspectiva é de que esta aposta envolve custos, mas não fazer nada envolveria custos ainda maiores. Por outro lado, o investimento em tecnologias limpas abrirá oportunidades de crescimento económico e de criação de emprego. Para conter o aumento da temperatura global em 2 graus centígrados, a comissão estima uma necessidade de redução de emissões de 50%, face ao montante verificado em 1990. Este é um

horizonte demasiado longínquo e para se poder falar em prioridade a perspectiva tem que passar por um espaço de tempo que não se confunda “no nevoeiro” Para passar esta prioridade a efeitos práticos foi concebida a Europa 2020, a conhecida estratégia dos objectivos 20-20-20, com o horizonte temporal de... 2020:

- Redução em 20% das emissões de gases com efeito de estufa, relativamente ao nível verificado em 1990;
- Aumentar para 20% a proporção de energias renováveis no total de energia consumida;
- Melhoria de 20% na eficiência energética.

A estratégia Europa 2020 é bastante mais abrangente, estabelecendo objectivos para o combate à pobreza e exclusão social, emprego, despesa em investigação e desenvolvimento, e educação. No entanto, para benefício da nossa análise, centramo-nos nos objectivos dos três 20. Começamos com as emissões:

Emissão de Gases com Efeito de Estufa 2010 (% de 1990)

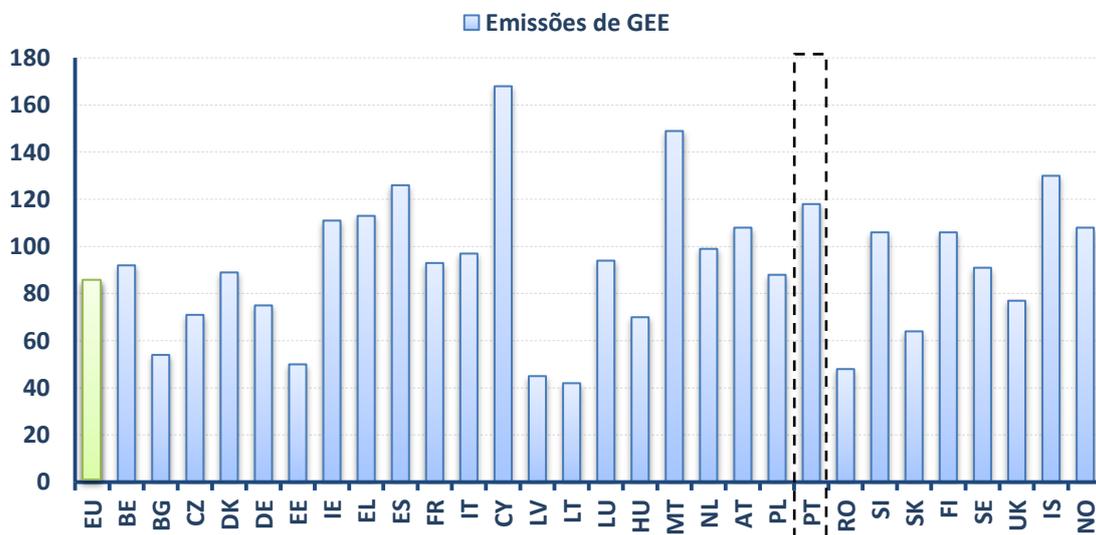


Gráfico 2.6 - Emissão de Gases com Efeito de Estufa

Fonte: Eurostat, Europe 2020 Indicators

À partida a posição portuguesa não parece brilhante: apenas quatro países – Espanha, Chipre, Malta e Islândia – apresentam um nível de emissões, em percentagem das emissões do ano base, 1990, superior ao de Portugal, que atingiu, em 2010, um montante de 118%. Mas a

apreciação tem que ser um pouco mais elaborada. Vejamos qual a trajectória seguida pelas emissões de GEE, em Portugal:

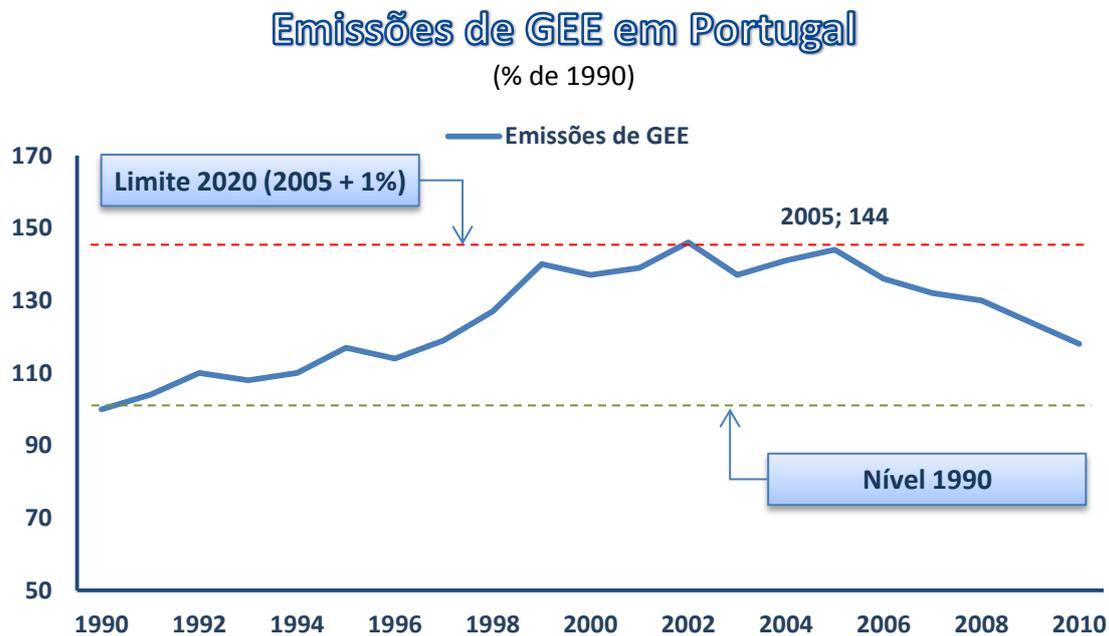


Gráfico 2.7 - Emissões de Gases com Efeito de Estufa em Portugal

Fonte: Eurostat, Europe 2020 Indicators; Decisão 406/2009/CE

Afinal parece que o país ainda tem margem de manobra. Os países da União Europeia subscreveram, no protocolo de Quioto, uma redução do nível de emissões para 92% do verificado em 1990, a atingir no período 2008-2012. No entanto, o protocolo prevê a possibilidade de as metas declaradas não serem atingidas de uma forma individual mas em associação, o que se verifica na União Europeia, com regulamentação vertida no chamado *"Burden sharing" agreement*. De facto, no seio da união há países que se comprometeram com fortes reduções, enquanto outros poderiam aumentar os seus níveis de emissões. Portugal estava autorizado a aumentar as emissões em 27%, relativamente ao ano base, 1990, sendo que esse nível foi ultrapassado em 1998, apenas um ano depois da assinatura do protocolo. O montante de emissões continuou a subir até atingir o pico de 146% em 2002, aliviando de seguida mas voltando a novo pico em 2005, ano em que, como vimos atrás, se verificou uma forte queda na produção hídrica. Após 2005 a tendência de queda parece consistente e em 2010 o valor de 118% já respeita o objectivo de Quioto para 2012. Entretanto a Europa 2020 vem introduzir novas metas, mais exigentes, com o tal valor de 20% de redução até 2020. De referir que o objectivo de redução de emissões de GEE é “negociável” – a União Europeia estará disponível para aumentar este objectivo para os 30%, caso outras economias

importantes, desenvolvidas ou emergentes, se mostrem comprometidas com a redução de emissões. Na Decisão 406/2009/CE, de 23 de Abril de 2009, são estabelecidos os limites a respeitar por cada estado membro no âmbito da estratégia. No estabelecimento desses limites foi considerado o estado da economia de cada país, preconizando-se que países “ricos” teriam uma maior contribuição para o esforço a desenvolver, enquanto países “pobres” desenvolveriam um esforço menos intenso, podendo até aumentar as suas emissões. Nesse sentido foi, desde logo, decidido que a nenhum país seria exigida uma redução superior a 20% e que nenhum país poderia aumentar as suas emissões acima de 20%. O ano base estabelecido como referência para estas reduções passou a ser 2005 e Portugal tem como limite, até 2020, um aumento de 1% das suas emissões. Assim, o país parece encontrar-se numa posição privilegiada para atingir o valor estabelecido, mas existe uma *nuance*: a partir de 2013 a trajectória do nível de emissões deve ser linear em direcção ao objectivo (para contornar o problema da volatilidade inerente às fontes de emissões, há mecanismos de flexibilidade que permitem a deslocação de alguns valores de emissões para anos diversos), sendo que o valor a atingir em 2013 deve respeitar o definido por uma trajectória linear iniciada em 2009, com o máximo na média das emissões verificadas em 2008, 2009 e 2010 – grosso modo isto traduz-se num montante de emissões, em 2013, de cerca de 124% do registado em 1990, podendo, de seguida, aumentar 3 pontos percentuais, em cada ano até 2020, sempre relativamente a 1990.

A União Europeia como um todo apresenta, em 2010, um montante de emissões correspondente a 85% do valor de 1990, fruto de uma trajectória com tendência vincadamente descendente, parecendo bem colocada para superar a meta de redução de 20% (Comissão Europeia, 2011).

Um dos mecanismos introduzidos pela Europa 2020 é o da negociação de licenças de emissão, revisto pela Directiva 2009/29/CE, de 23 de Abril de 2009, onde se estabelece que as entidades cuja actividade envolva emissão de GEE apenas poderão produzir essas emissões se dispuserem dessas licenças de emissão. É aqui que passamos para a análise do segundo objectivo, o de aumentar para 20% a proporção de energias renováveis no consumo total de energia. Primeiro os dados a nível europeu:

Quota de Energia Renovável 2010

(% do total de energia consumida)

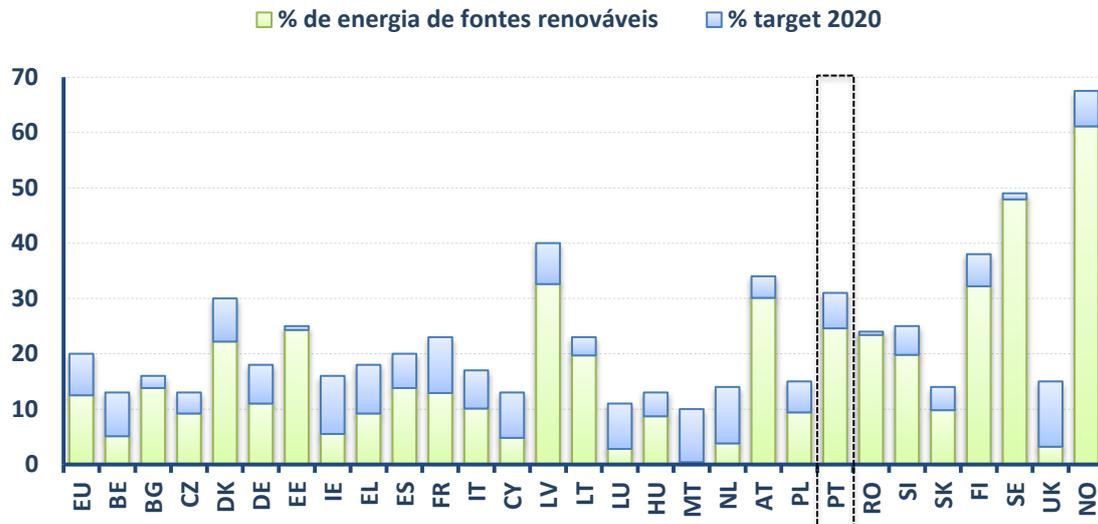


Gráfico 2.8 - Quota de Energia Renovável 2010

Fonte: Eurostat, Europe 2020 Indicators

Apesar da distância que ainda a separa do objectivo estabelecido, 12,5% contra 20%, as perspectivas para a Europa na globalidade são favoráveis (Comissão Europeia, 2011). Portugal é um dos países com metas mais ambiciosas: 31% do consumo total de energia assegurado, em 2020, por energias renováveis. Apenas cinco países planeiam ir mais além – Letónia, Áustria, Finlândia, Suécia e Noruega. Já em 2010 os 24,6% apresentados por Portugal são suplantados, somente, pelos mesmos cinco países. Eis a evolução, em Portugal, nos últimos anos:

Evolução da Quota de Energia Renovável

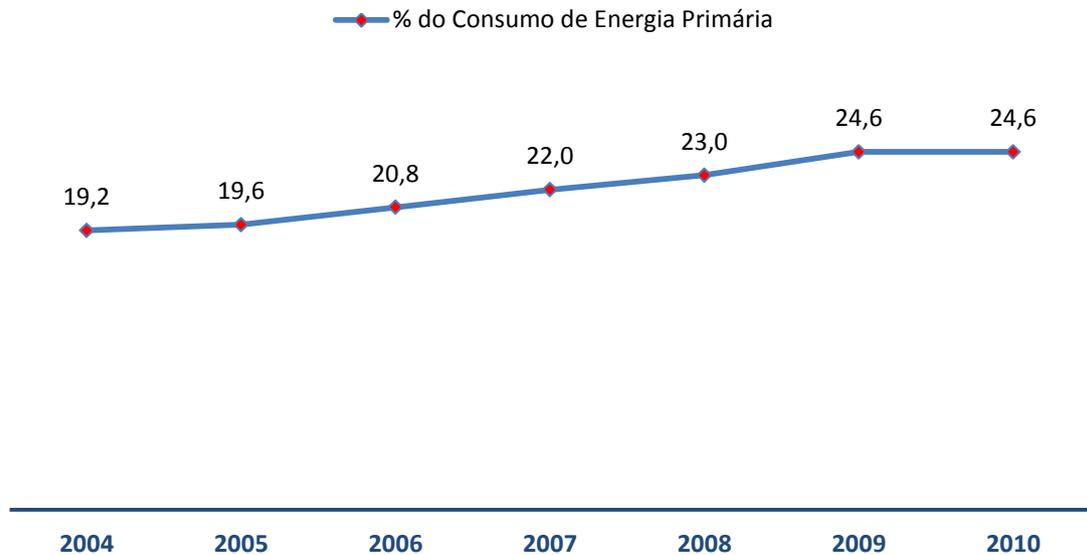


Gráfico 2.9 - Evolução da Quota de Energia Renovável

Fonte: Eurostat, Europe 2020 Indicators

A tendência é de crescimento mas parece necessária a manutenção do investimento para que seja atingido o objectivo dos 31% em 2020. Uma componente fundamental do apoio a esse esforço de investimento é a bonificação das tarifas de compra da energia aos produtores em regime especial, ou seja aos que produzem energia a partir de fontes renováveis. Como vimos no resumo da ENE 2020, ali se estabelece a criação de um fundo de equilíbrio tarifário precisamente para suportar essas bonificações. O financiamento desse fundo assentaria, essencialmente, nas receitas provenientes da venda de licenças de emissão de GEE. Ora, no sector da electricidade, a partir de 2013, todas as licenças serão atribuídas através de leilão (deixando de haver distribuição gratuita), revertendo, então, as receitas desse leilão, na maior parte, para programas ambientais ou de apoio a energias renováveis, como está, afinal, reflectido na ENE 2020 portuguesa. Será esta fonte de financiamento suficiente? Parece evidente que não, mas o tema da sustentabilidade da estratégia é algo a que nos referiremos um pouco mais adiante. Para já, continuemos com a análise dos três objectivos centrais da Europa 2020.

Já vimos em que posição se encontra a generalidade dos países europeus (com dados disponíveis apenas até 2010) relativamente ao montante de emissões de gases com efeito de estufa e à proporção de energias renováveis no total do consumo de energia primária. Para

além disso, apresentámos também a evolução desses indicadores no que respeita a Portugal. Vamos de seguida desenvolver idêntico percurso para o outro “20”, o da eficiência energética.

Este é o objectivo que faz com que os alarmes se manifestem. Desde logo porque as estimativas mais atuais apontam para que a União Europeia não consiga atingir o objectivo definido. Mas vamos por partes.

A questão da eficiência energética não é simples. Como medida de eficiência remetemo-nos sempre para o uso de recursos na obtenção de um determinado resultado. No entanto, o indicador escolhido inicialmente para estabelecer o objectivo de aumento de 20% da eficiência energética foi o de consumo de energia primária, um indicador absoluto portanto. Eis os valores de 2010:

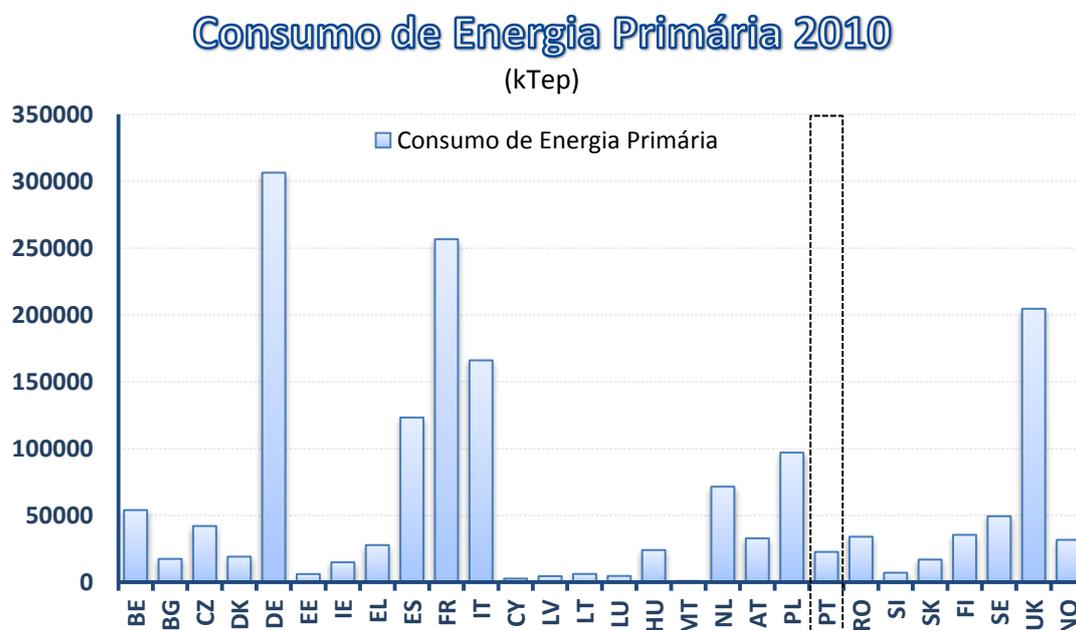


Gráfico 2.10 - Consumo de Energia Primária

Fonte: Eurostat, Europe 2020 Indicators

Não incluímos os dados referentes à globalidade da União Europeia por uma questão de escala. De facto, a adopção de um indicador baseado no volume origina as disparidades patentes no gráfico, onde, grosso modo, se percebe que quanto mais desenvolvida é a economia, maior é o consumo de energia. Um indicador baseado no volume de energia parece mais adequado, na nossa opinião, para a poupança de energia e não para um conceito mais complexo como o da eficiência. Ao falarmos de poupança de energia podemos admitir ganhos resultantes, por exemplo, da redução da actividade económica, o que já não seria rigoroso se

estivéssemos a falar de eficiência. Vamos tentar aclarar a questão: no Plano de Eficiência Energética de 2011, apresentado pela Comissão Europeia a outros organismos da união em Março de 2011, reconhece-se a ambiguidade do tema estabelecendo-se o seguinte:

Tecnicamente, «eficiência energética» significa utilizar menos energia mantendo um nível equivalente de actividade ou serviço económico; «poupança energética» é um conceito mais amplo, que inclui também a redução do consumo graças à mudança de comportamentos ou à redução da actividade económica. Na prática, é difícil distinguir estes dois conceitos, que – como na presente Comunicação – são frequentemente utilizados como sinónimos.

Nestes termos faz sentido a tal definição do objectivo em função do volume. Mais tarde apresentaremos um gráfico que apresenta dados relativos, ou seja, considerando consumo e volume de produção. Mas para já prosseguimos com a análise de acordo com a metodologia que presidiu ao estabelecimento dos objectivos. Vamos então ver qual tem sido a evolução do consumo de energia primária da União Europeia, no global:

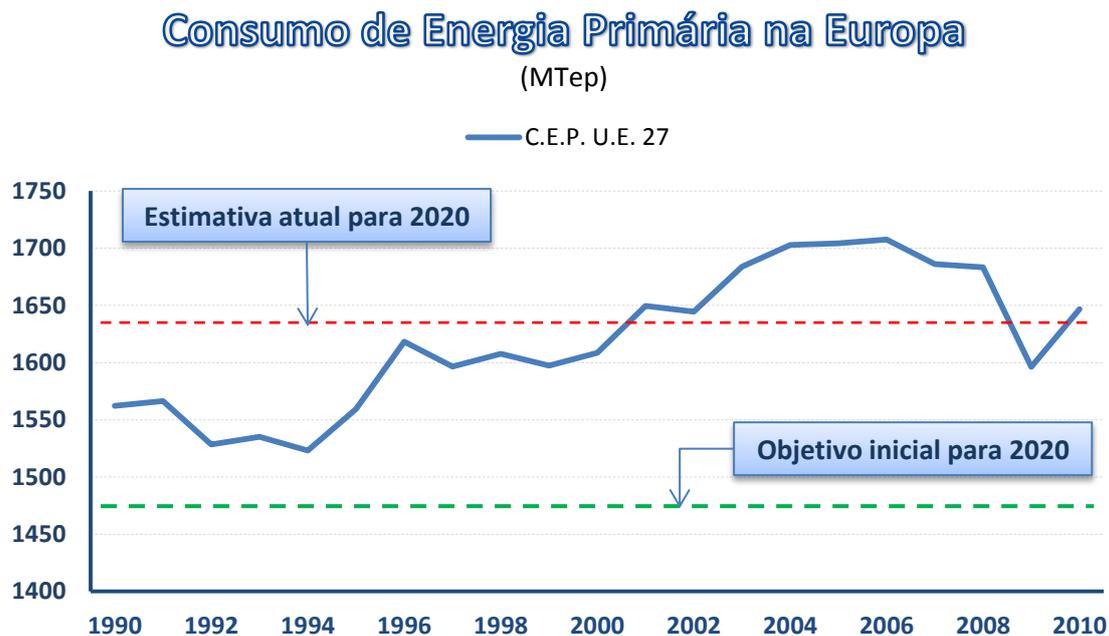


Gráfico 2.11 - Consumo de Energia Primária na Europa

Fonte: Eurostat, Europe 2020 Indicators; Comissão Europeia, Europe 2020 Targets

Antes de mais chamamos a atenção para as unidades, MTep, ou seja, milhões de toneladas equivalentes de petróleo.

Olhando para o gráfico percebe-se de imediato o cepticismo com que se perspectiva o objectivo inicialmente traçado para 2020. Aqui temos que referir a forma como foi

estabelecida essa meta. Desde logo apresentamos o ano base: neste objectivo, o ano base escolhido é o próprio 2020. Assim, procedeu-se a uma estimativa daquele que seria o valor do consumo de energia primária, em 2020, num cenário de *business as usual*, isto é, admitindo que não era introduzida qualquer medida adicional com vista à redução do consumo de energia, conduzindo-se a actividade económica pelos padrões habituais no que a esse consumo diz respeito. Essa estimativa produziu o valor de 1842 MTep (Comissão Europeia, 2011). Deste valor resulta que a redução de consumo de energia primária necessária para a designada melhoria de 20% da eficiência energética seria no montante de 368 MTep. O contexto actual identifica este objectivo como demasiado optimista, observando-se que a travagem significativa registada em 2009 é explicada pela contracção da actividade económica e que, uma vez ultrapassada a crise, os consumos regressarão aos níveis verificados nos anos pré-crise. Com efeito, as estimativas produzidas em 2011, apontam para um valor exequível de redução do consumo de energia primária, na União Europeia, de cerca de 207 MTep, ou seja, pouco mais de metade do que inicialmente se ambicionava. Decorrem iniciativas para delinear estratégias mais efectivas na perseguição do objectivo. Em Março de 2011 foi revelado um novo Plano de Eficiência Energética e em Junho do mesmo ano apresentou-se uma proposta de directiva para dar força jurídica a algumas das suas orientações. Por outro lado, defende-se que no próximo orçamento plurianual, 2014-2020, seja reservada uma parcela de 20% para a eficiência energética. Mas voltemo-nos, para já, para Portugal e vamos olhar, de seguida, para aquela que tem sido, desde 1990, a evolução do consumo de energia primária no país:

Consumo de Energia Primária em Portugal (MTep)

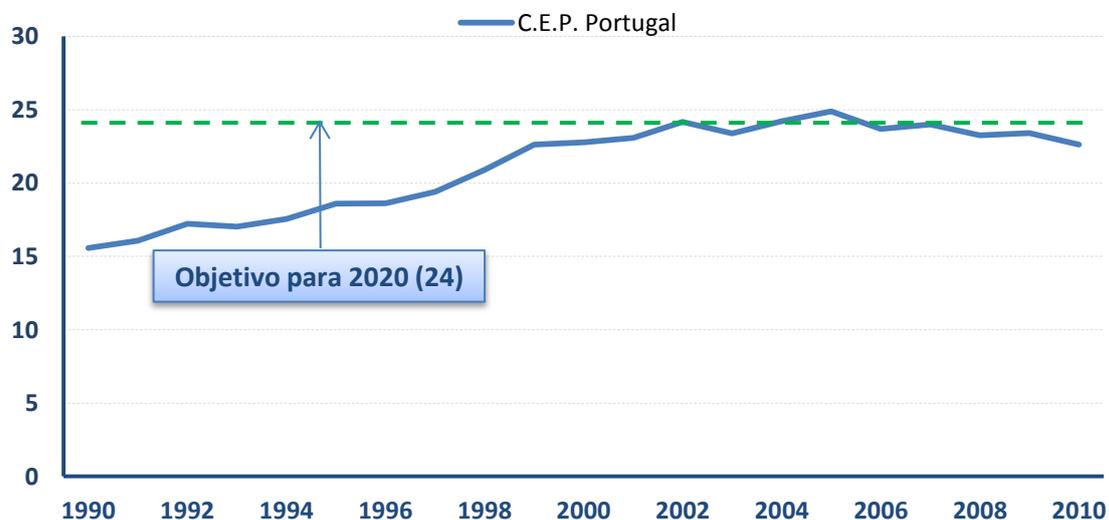


Gráfico 2.12 - Consumo de Energia Primária em Portugal

Fonte: Eurostat, Europe 2020 Indicators; Portugal 2020 - Programa Nacional de Reformas

A fixação do objectivo para Portugal obedeceu a uma metodologia em tudo idêntica à que esteve presente no caso da União Europeia: realizou-se a estimativa no cenário *business as usual* chegando-se a um valor de 30 MTep de consumo de energia primária em 2020. Neste caso a meta estabelecida para o país obedece rigorosamente ao preconizado para a união – uma redução de 20%, que se traduz num montante de 6 MTep. Ou seja, o objectivo para Portugal, em 2020, é de que o consumo de energia primária não ultrapasse os 24 MTep.

Aparentemente a posição portuguesa é mais favorável do que aquela em que se encontra a União Europeia – a verdade é que, no momento actual, o consumo de energia primária em Portugal está dentro do limite de 2020, enquanto para a União Europeia esse valor é de uma dimensão distante. No entanto, há que considerar o nível de actividade económica. Não é propriamente uma notícia exclusiva a de que Portugal se encontra, em 2012, em plena contracção da actividade económica. Se esta situação é efémera ou se assume um carácter mais permanente é dos assuntos mais debatidos publicamente e nessa discussão a nossa opinião não será, certamente, a mais fundamentada. No entanto, acreditamos que não estaremos a ser demasiadamente optimistas ao admitirmos que, dentro do horizonte temporal da estratégia, 2020, a economia portuguesa crescerá para valores superiores aos verificados actualmente. A dimensão desse crescimento não é, neste ponto, muito relevante. O que nos interessa é que com o aguardado aumento da actividade económica é esperado que venha também uma subida no consumo de energia primária e a margem para a acomodar dentro dos limites da Europa 2020 é pouco mais que exígua – os dados preliminares da DGEG para 2011 apontam para um consumo de energia primária à volta de 22,6 MTep, portanto a menos de 1,5 MTep do máximo previsto para 2020. Mais uma vez a questão da medida da eficiência energética em volume manifesta a sua influência – se em vez de uma medida absoluta, em MTep, para o objectivo de eficiência energética, fosse admitida uma medida relativa, isto é, se fosse estabelecida uma meta que relacionasse nível de produção com consumo de energia, pura e simplesmente não podíamos fazer qualquer apreciação acerca do posicionamento presente face ao objectivo futuro, já que teríamos que considerar a tecnologia usada na produção e a produtividade que proporciona ao factor energia – será a mesma que apresenta agora? Evoluirá num sentido de maior eficiência? Na realidade esse indicador existe - a intensidade energética do PIB. Eis a sua evolução recente, em Portugal e na União Europeia:

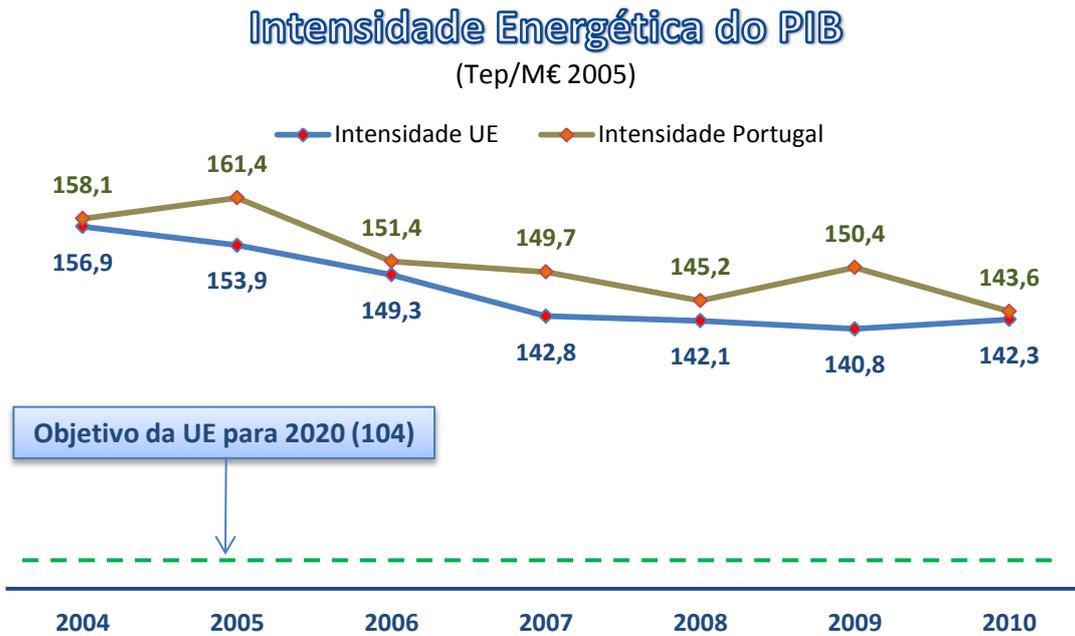


Gráfico 2.13 - Intensidade Energética do PIB

Fonte: Cálculos próprios a partir de Eurostat, Europe 2020 Indicators; Eurostat Database - GDP Current prices, GDP Price indices

As unidades, Tep/M€ 2005, carecem de explicação. Elas representam a quantidade de energia primária consumida na produção de uma unidade de produto, sendo que as unidades de produto são expressas em milhões de euros de 2005, ou seja, uma unidade de produto corresponde a um milhão de euros do PIB, a preços constantes de 2005. Assim, por exemplo, em Portugal, em 2007 por cada milhão de euros do PIB a preços constantes de 2005, foram consumidas 149,7 toneladas equivalentes de petróleo.

Não dispomos de qualquer estimativa para Portugal – para a produzir seria necessário, antes de mais, encontrar uma previsão do PIB português para 2020, o que acreditamos ser uma tarefa altamente desafiante – mas com o nível de actividade económica admitido no cenário *business as usual* na estimativa para a União Europeia, o objectivo estabelecido para a união, quantificado em 368 MTep, traduzir-se-ia num valor de intensidade energética do PIB de cerca de 104 Tep/M€ 2005, em 2020 (Comissão Europeia, 2011), isto é, para produzir um milhão de euros de PIB a preços constantes de 2005, gastar-se-iam, em 2020, quase menos 27% de energia primária. Não parece fácil e, de facto, na proposta de Directiva para a Eficiência Energética, de Junho de 2011, a Comissão Europeia começa por reconhecer que as mais recentes estimativas apontam para que o objectivo definido para aumento da eficiência energética, para 2020, se ficará pela metade.

Concluimos aqui a análise dos objectivos 20-20-20. Em forma de resumo podemos dizer que, no que respeita à redução de emissões de GEE a actual posição europeia, com um nível de emissões correspondente a 85% do verificado em 1990, sugere que o objectivo será alcançado, embora apenas 11 estados, entre os quais Portugal, estejam em condições, com as medidas já em vigor, de cumprir, sendo que os restantes terão que desenvolver esforços adicionais. Com efeito, Portugal está bem abaixo do nível que lhe foi definido, prevendo-se que chegue a 2020 com uma redução de emissões de 15,5% relativamente a 2005, quando estava autorizado a aumentá-las em 1%, também relativamente a 2005 (Comissão Europeia, 2011).

Já quanto ao objectivo de, em 2020, 20% do consumo de energia ser assegurado por energias renováveis, a maioria dos estados membros superou as metas intermédias, incluindo Portugal, apontando-se para a manutenção do investimento de forma a alcançar o valor previsto. Nesta dimensão, a posição de Portugal é muito semelhante aquela em que se encontra a união – o objectivo intermédio previsto para 2011/2012, de 22%, foi superado, atingindo-se o valor de 24,6%, mas ainda há um caminho a percorrer até chegarmos à meta de 2020, de 31% de quota das energia renováveis, no total de energia consumida.

Finalmente, os 20% de melhoria da eficiência energética. Aqui a posição da União Europeia é delicada. A perspectiva é de que o objectivo de redução de 368 MTep face aos 1842 MTep identificados no cenário *business as usual* para 2020, se ficará pelos 207 MTep, pouco mais de metade, portanto. Entretanto, os organismos europeus não ficaram de braços cruzados, procurando desenvolver novas abordagens para um mais efectivo esforço na direcção do objectivo, procurando materializar *slogans* como “a eficiência energética é o maior recurso energético da europa”, ou “não há energia mais limpa do que a que não se gasta”. Quanto a Portugal, encontra-se, neste aspecto, em melhor situação que a União Europeia, mas não numa posição confortável. O compromisso assumido pelo país passa por um consumo de energia primária, em 2020, de 24 MTep. Nos anos mais recentes esse consumo andou por valores em redor dos 22/23 MTep e os primeiros dados da DGEG estimam em 22,6 MTep o consumo de energia primária em 2011. Ou seja, não estamos muito distantes do limite estabelecido e é expectável que, com o regresso desejado do crescimento económico, que o consumo aumente. Se admitirmos algum nível de especulação, podemos ainda perspectivar alguma rigidez por parte da União Europeia no acompanhamento da evolução deste indicador, dada a situação de pressão em que, neste objectivo, se encontra. De qualquer forma, estando

dentro do limite estabelecido, Portugal não dispõe de grande margem para aumentar o seu consumo.

A análise aos objectivos 20-20-20 da estratégia Europa 2020 resume-se na tabela 1.1.

De tudo isto, o que resulta em relação à ENE 2020? Parece-nos evidente que a ENE 2020 foi concebida de forma coerente com a estratégia Europa 2020. Olhando a posição de Portugal em cada um dos objectivos 20-20-20 vemos que há algum espaço de manobra para o aumento das emissões de GEE – permitindo, por exemplo, aumentar o recurso à queima de combustíveis para a produção de energia. No entanto, uma opção por esta via entraria em alguma contradição com outros objectivos definidos, desde logo no que respeita à redução da dependência energética, já que a generalidade dos combustíveis é importada, mas também no que concerne ao investimento nas energias renováveis, um dos eixos principais da ENE 2020 e que é resposta, a nível interno, ao compromisso assumido a nível europeu de satisfazer 31% do consumo de energia através de energias renováveis – como vimos, a quota de energias renováveis chegou, em 2010, aos 24,6%, de onde resulta a necessidade de ir mais além nesta aposta. Assim, parece haver algum cabimento para a produção de mais alguma energia por vias tradicionais, normalmente vista como mais competitiva em termos de preço, mas sempre com alguma parcimónia, ou seja, sem perder de vista os objectivos definidos do lado do sector renovável que podem permitir algum abrandamento mas não uma travagem pronunciada.

A dimensão da eficiência energética merece, também atenção. Como vimos a posição em que se encontra a União Europeia, relativamente à meta de redução do consumo de energia primária, não abre boas perspectivas. Talvez por isso encontramos, nos pontos 5.13 a 5.15 do “Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica”, subscrito, pelo Governo Português, pela Comissão Europeia, pelo Banco Central Europeu e pelo Fundo Monetário Internacional, no âmbito do programa de assistência financeira ao nosso país, orientações no sentido do incentivo à eficiência energética: a avaliação da coerência e eventual sobreposição de estímulos fiscais, aumentar a taxa do IVA sobre a electricidade e o gás e ainda algo que, para nossa estranheza, não detectámos no espaço mediático, a tributação da electricidade em sede de imposto especial sobre o consumo.

20-20-20	Parâmetro	Portugal	União Europeia
20% Redução de Emissões de GEE	Objectivo Inicial	145% das emissões de 1990	80% das emissões de 1990
	Estado Actual (2010)	118% das emissões de 1990	85% das emissões de 1990
	Perspectiva	Muito favorável	Favorável
20% De energia renovável no consumo total	Objectivo Inicial	31%	20%
	Estado Actual (2010)	24,6%	12,5%
	Perspectiva	Favorável	Favorável
20% De melhoria na eficiência energética	Objectivo Inicial	24 MTep de C. E. P. em 2020	1474 MTep de C. E. P. em 2020
	Estado Actual (2010)	22,6 MTep	1647 MTep
	Perspectiva	Moderada	Muito desfavorável

Tabela 1 - Resumo da análise e perspectiva sobre os objectivos da Estratégia Europa 2020

Para além de Portugal não se encontrar muito distante dos 24 MTep definidos como limite para o consumo de energia primária em 2020 e de haver necessidade de prevenir o acomodamento de eventuais aumentos do consumo provocados pelo ambicionado crescimento económico, para além disso, dizíamos, há ainda que considerar um aspecto enquadrado na ENE 2020: o PNBEPH. Na verdade, este plano de desenvolvimento da capacidade hídrica está bastante interligado com diversas orientações da ENE 2020, como a aposta nas energias renováveis, a segurança no abastecimento e até com a independência energética. O caso muda de figura quando abordamos a eficiência energética. É que o investimento planeado (na verdade já em curso) na construção de barragens com capacidade reversível entra, de alguma forma, em conflito com o objectivo de contenção do consumo de energia primária, uma vez que o rácio entre a energia produzida e a energia consumida na bombagem é inferior a 1 – a Electricity Storage Association estabelece um intervalo de

variação entre 70% e 85% para este rácio (Electricity Storage Association, 2011), por exemplo, na John W. Keys III, uma das barragens do Rio Columbia, no noroeste dos Estados Unidos, o valor apurado foi de 78,9% (HDR Engineering, Inc., 2010). Com efeito, o racional do investimento nas barragens com capacidade reversível passa, essencialmente, pela gestão de recursos energéticos variáveis e não tanto pela sua capacidade de produção. É o caso em Portugal, onde estas barragens são vistas como excelente complemento da produção eólica, traduzindo-se essa complementaridade na bombagem da água de jusante para montante quando há excesso de energia eólica, oferecendo-se a possibilidade do percurso inverso, isto é, da turbinagem da água produzindo-se energia, quando a produção eólica se mostra escassa (IAIP, DGEG, REN, 2007). No essencial, a perspectiva é de que as barragens de capacidade reversível funcionem como bateria, ou, dito de outra forma, armazenem energia eólica. Assim, estes equipamentos contribuem para mitigar um dos problemas apontados à aposta nas energias renováveis, o da intermitência característica da disponibilidade de recurso, assim como a sua imprevisibilidade. No entanto, para além do impacto que referimos no nível de consumo de energia primária, levantam-se questões quanto aos efeitos que os seus custos produzem na competitividade proporcionada pela energia produzida e por arrasto, na sustentabilidade da estratégia energética. São estes dois eixos da ENE 2020, da competitividade e da sustentabilidade, que vamos observar de seguida, centrando essa observação na energia eléctrica e remetendo para a breve caracterização do mercado da electricidade em Portugal, que produzimos mais adiante, a parte da agenda para a competitividade que diz respeito à liberalização e incremento da concorrência no sector eléctrico português.

2.4 O Debate em Portugal

A factura da electricidade tem sido, de forma recorrente, tema de acalorada discussão na sociedade portuguesa. Em 2012 essa discussão subiu um pouco de tom, tendo-se posto em causa a estratégia seguida e as alegadas rentabilidades excessivas garantidas a alguns agentes do sector. O interesse despertado, justificou a realização de uma edição do programa “Prós e Contras”, a de 13 de Fevereiro de 2012, intitulada “Insustentável custo da energia”¹. O conjunto de individualidades ligadas ao sector eléctrico que participaram no programa - com a particularidade de vermos pessoas que, outrora colegas de governo, se encontravam agora de lados distintos da discussão – motivou a nossa atenção. Conscientes de que a generalidade das

¹ pode ser vista em <http://www.rtp.pt/play/p40/e72846/pros-e-contras>

peessoas ligadas à energia mover-se orientada por interesses que muitas vezes inviabilizam o assumir de posições neutras – facto, aliás, referido pela moderadora do programa – acreditamos, no entanto, que a perspectiva que estes actores podem oferecer se reveste de grande valor. Assim, a nossa abordagem passou pela produção de um resumo tão fiel quanto possível dos aspectos do programa que considerámos mais relevantes, para depois tentarmos encontrar fontes que pudessem sustentar conclusões a retirar do que foi dito.

O programa foi estruturado em forma de debate, com a disposição, frente a frente, de dois grupos cujas perspectivas, sobre a política energética e mais concretamente sobre a política de electricidade, se previa, e se verificou, estarem em confronto. Assim, encontrávamos, do lado dos contestatários à estratégia seguida:

- Engenheiro Clemente Pedro Nunes, Professor do Instituto Superior Técnico;
- Engenheiro Mira Amaral; Professor do Instituto Superior Técnico e Ministro da Industria e Energia no XI e XII Governo Constitucional;
- Doutor Patrick Monteiro de Barros, Empresário.

Do lado da política desenvolvida podíamos ver:

- Engenheiro Carlos Pimenta, Administrador da ECOGEN e Secretário de Estado do Ambiente no IX e X Governo Constitucional;
- Engenheiro Eduardo de Oliveira Fernandes, Professor da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Presidente da Agência de Energia do Porto e Secretário de Estado para a Energia e Inovação no XIV Governo Constitucional;
- Engenheiro Nuno Ribeiro da Silva, Professor do Instituto Superior de Economia e Gestão, Presidente da ENDESA Portugal e Secretário de Estado da Energia no X e XI Governo Constitucional.

O tema transversal a todo o debate, como, aliás, o título “Insustentável custo da energia” deixava adivinhar, foi o peso da factura de electricidade suportado pelas famílias portuguesas. As parcelas que constituem a factura, onde para além, evidentemente, da energia, surgem os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), e o seu peso, foram o alvo central da discussão, observando-se a tentativa permanente, de um lado, de demonstrar que a dimensão dos CIEG

era a prova evidente de uma rentabilidade excessiva atribuída a alguns agentes do sector e do outro, que tal não se verificava e que havia um racional subjacente àquelas parcelas.

Comecemos pelo lado dos contra, isto é, pelo lado dos que criticam o trajecto percorrido.

Para além de várias observações tendo como alvo a EDP (não representada no debate) e o seu peso excessivo no sector, com algumas insinuações acerca do relacionamento da empresa com os ocupantes de cargos de decisão política, este lado procurou desmontar o funcionamento do sistema eléctrico e o impacto nele produzido pela aposta nas energias renováveis, essencialmente na energia eólica.

Tudo teve início na década de 1970, precisamente no choque petrolífero de 1973. Com o aumento do preço do petróleo, que até aí era a matéria-prima mais usada para produzir electricidade, por todo o mundo foram desenhadas estratégias de diversificação para as fontes de energia. Em Portugal optou-se pelo carvão e foi prevista a construção de 5 centrais para assegurar o fornecimento ao país. Apenas seriam concluídas duas. A queima de carvão para produzir energia é extremamente poluente e com o emergir das preocupações ambientais, materializadas em Quioto, o seu uso foi sendo reduzido. Na década de 90 é introduzida a opção do gás natural, também poluente como todas as tecnologias baseadas na queima, mas ainda assim muito mais limpa. Apesar de serem conhecidas e terem enquadramento legislativo anterior, as tecnologias de produção a partir de fontes renováveis (para além das grandes hídricas já existentes no país) eram vistas como muito caras e pouco maduras e é apenas na viragem do milénio que se concebe uma aposta mais consistente para participarem no processo de diversificação, ou seja, para integrarem de forma substancial o mix energético do país.

Os contestatários admitem um lugar importante para as renováveis no mix, mas defendem que já se atingiu o máximo desejável de capacidade (eólica) instalada. Neste âmbito, apontam um grande problema, incontornável, na característica intermitência e imprevisibilidade da produção de energia baseada no vento, no sol ou na água da chuva. Assim, e focando a questão na energia eólica, temos que o recurso, o vento, só está disponível, em Portugal, 25% do tempo, pelo que a aposta na produção com este recurso obriga a que se invista numa capacidade quatro vezes superior ao nível de output que se deseja atingir. Para além disso, aqueles 25% não obedecem a um padrão de regularidade, havendo a necessidade de se manterem, em permanência, outros equipamentos de produção prontos a produzir energia, de forma a garantir o abastecimento quando a produção eólica não está disponível. Ainda há o

lado contrário, isto é, quando o recurso eólico é abundante é preciso escoar o excesso de energia produzida, situação comum durante a noite, designadamente de madrugada. Para suprir a escassez temos as centrais térmicas e a importação de energia, enquanto para escoar a abundância as opções passam pela bombagem nas barragens de capacidade reversível ou pela exportação, frequentemente a preços muito baixos (já se verificaram “vendas” para o exterior com preço zero).

Mas ainda há mais inconvenientes provocados pela intermitência. Desde logo traz incerteza quanto à duração dos programas de incentivo concebidos pelos sucessivos governos, já que alguns desses programas têm o final previsto para o momento em que se registar determinado volume de produção acumulado – é um problema real, mas com peso discutível, já que se o programa se arrastar no tempo isso será reflexo de um baixo nível de produção, logo a compensação monetária será, também, baixa. Mais consistente é a questão com a garantia de abastecimento prestada pelas centrais térmicas. Aqui colocam-se dois problemas, um funcional com reflexos financeiros e outro puramente financeiro. Primeiro o funcional: estas centrais são concebidas para produzir em contínuo – se tiverem que ser accionadas a partir da inactividade total podem exigir um período longo até atingir o funcionamento em pleno (pode levar até 3 dias). Assim, o funcionamento das centrais é gerido de forma a que se mantenham a um nível que permita a resposta rápida, o que exige o consumo de gás, muitas vezes sem que se esteja a produzir energia. O problema financeiro prende-se com o tempo de funcionamento das centrais. Concebidas para funcionar cerca de 7000 horas por ano (não as 8760 horas existentes num ano comum já que exigem, regularmente, operações de manutenção), as centrais a gás estão a funcionar, em média, 4000 horas por ano, o que impede uma eficiente diluição dos custos fixos pela produção.

Tudo somado temos o sobrecusto no investimento directo, quer pela necessidade de instalação de uma capacidade superior à capacidade nominal equivalente ao nível de output desejado, quer pelos programas de apoio a esse investimento via *feed in tariffs* (tarifas bonificadas), o sobrecusto das barragens de capacidade reversível, planeadas para armazenamento de energia eólica solucionando o problema de excessos de produção, o sobrecusto da necessidade de manter, em paralelo, centrais térmicas que garantam o abastecimento e cujo funcionamento não é o mais eficiente possível e ainda um alegado sobrecusto escondido: rentabilidades excessivas nas subsidiação concedidas aos agentes que incorrem directamente nestes custos. De referir que estes são os sobrecustos relacionados com as renováveis, essencialmente com as eólicas. De facto, há parcelas substanciais nos CIEG que nada têm que ver com energias

renováveis, como os Contractos de Aquisição de Energia (CAE), (criados para estimular o investimento em centrais produtoras fora da órbita da EDP, numa tentativa de criação de um ambiente concorrencial na produção de electricidade e que funcionam de forma semelhante a um *offtake agreement* no âmbito de um *project finance*), ou os custos da harmonização tarifária entre o território continental e as regiões autónomas, e até os custos com o orçamento da ERSE e da Autoridade da Concorrência.

Os críticos da aposta nas renováveis consideram ruinoso o montante despendido, que se traduz em electricidade com um preço elevado (alegam ser a segunda mais cara da europa, em paridade de poder de compra), que compromete a competitividade da indústria portuguesa no mercado internacional – o preço da energia foi identificado como um dos factores mais importantes no processo que culminou com o encerramento da Quimonda e também como o motivo da imobilização do alto-forno da Saint-Gobain, empresa produtora de vidros planos que tem como um dos principais clientes a Autoeuropa – e que apenas não é ainda mais comprometedor porque os sucessivos governos optam por não reflectir nas tarifas, no imediato, todos os sobrecustos gerados, criando e avolumando o défice tarifário, uma ameaça que pende sobre os consumidores e que já afectará a performance bolsista da EDP, dada a dimensão da dívida do estado no seu activo. Do ponto de vista do funcionamento do mercado perspectivam as remunerações garantidas pelo estado como excessivas por serem desadequadas em relação ao risco tomado, e inibidoras do desenvolvimento da concorrência, chegando a afirmar que se há promotores interessados em investir em energias renováveis, pois sim senhor, que façam os seus investimentos, implementem os seus projectos e levem a energia produzida ao mercado livre.

Por outro lado, afirmam que é desenvolvido um esforço desproporcionado, já que não ataca o verdadeiro problema do país em termos energéticos, a dependência do petróleo, que só terá solução – e neste ponto estão alinhados com a ENE 2020 – quando se assistir à massificação dos automóveis eléctricos. O alinhamento com a ENE 2020 identifica-se também na congratulação com os resultados obtidos no mercado internacional pelo *cluster* das energias renováveis criado em Portugal com o apoio do estado e com o desenvolvimento da mão-de-obra especializada no sector.

E soluções alternativas? Gás de xisto, nuclear e gás natural. Estas são as fontes de energia apresentadas como solução, sem consenso, pelo lado dos contestatários. Destaca-se a vantagem de o gás de xisto ser um recurso endógeno, de o nuclear ser a forma de produção

mais barata e também existir a matéria-prima em Portugal, e de o gás natural ser uma tecnologia madura, com preços da matéria-prima moderados e não tão poluente como o carvão. Na defesa da opção pela produção nuclear Patrick Monteiro de Barros foi um pouco mais eloquente, destacando a volatilidade do preço do petróleo e a dependência absoluta, no que se refere ao gás natural, de Portugal em relação aos dois países abastecedores, permanentemente envoltos em ambiente de conflitualidade, latente ou manifesta – a Nigéria e a Argélia.

Passamos agora para o lado “verde”, ou seja, para o ponto de vista mais alinhado com a estratégia que tem sido seguida.

Aqui os protagonistas parecem recitar a ENE 2020 nas suas intervenções. Desde início as fontes de energia são divididas em duas categorias: as que usam recursos endógenos e as que empregam matérias-primas importadas. O risco de preço a que se expõe o país aceitando a dependência de recursos importados, cuja trajectória recente aponta para valores de dimensão gigantesca, é visto como intolerável. Um euro gasto nestes recursos sai do país para não mais voltar, enquanto que um euro investido em energias renováveis aumenta a capacidade exportadora do país, ao mesmo tempo que cria emprego especializado e estimula a investigação e desenvolvimento.

Na questão das remunerações excessivas com origem nos rendimentos garantidos pelo estado a alguns agentes do sector, relativizam a questão, referindo que o peso (directo) das renováveis nos CIEG é reduzido, e é exclusivamente reflectido nas tarifas aplicadas às famílias pelo que não coloca em causa, por esta via, a competitividade das empresas portuguesas no mercado internacional. De facto, esta parcela é atribuída às tarifas de baixa tensão (BT), precisamente a que é contratualizada pelas famílias portuguesas. No entanto, no tecido empresarial português, caracterizado por uma grande proporção de pequenas e médias empresas, encontraremos, certamente, muitas organizações com fornecimentos de energia eléctrica em BT. Contudo, parece-nos plausível admitir, quando se perspectiva o sector exportador da economia portuguesa, ou seja, quando se pensa em bens transaccionáveis, o que se conceptualiza é uma estrutura produtora com um consumo importante de electricidade, fornecido, pelo menos, em média tensão (MT), cuja tarifa não é adicionada de qualquer montante relacionado com subsidiação à produção de energias renováveis. Por outro lado, recorda-se que os valores das *feed in tariffs* têm vindo a decrescer com o tempo, acompanhando o amadurecimento das tecnologias.

O Engenheiro Nuno Ribeiro da Silva, presidente da Endesa Portugal usa o exemplo da sua empresa, cuja central a gás, remunerada com garantia de potência, apresentou, em 2011, prejuízos que estimou em dezenas de milhões de euros. Rejeita liminarmente que Portugal tenha dos mais elevados custos da electricidade da europa, indicando como inadequado o uso da paridade de poder de compra para realizar esta comparação. Refere que gere parques eólicos remunerados a 98 €/MWh e outros que vendem a energia a 68 €/MWh, justificando a diferença pela antiguidade dos primeiros e a maior eficiência dos segundos e apontando como adequada esta trajectória, já que os primeiros investimentos tomaram mais risco, pelo que exigiram maior remuneração do capital. Dias antes do debate, declarações do Engenheiro Nuno Ribeiro da Silva ocuparam algum espaço mediático – o gestor colocou, publicamente, a possibilidade de desligar a central a gás da Endesa, caso o governo tomasse alguma posição unilateral relativamente à garantia de potência. No decorrer do programa voltou a aflorar a questão, reiterando a intenção de “hibernar” a central caso a garantia de potência fosse simplesmente cortada. No entanto, abriu a porta à negociação, sugerindo a contrapartida da dilatação dos prazos de vigência das licenças. Também admitiu, face à redução do consumo de electricidade a que se assiste, haver espaço para repensar o ritmo de investimentos previstos para o aumento da capacidade instalada, ao mesmo tempo que denunciou a existência de diversas centrais de cogeração, englobadas na PRE, que já não verificam os requisitos estabelecidos para se encontrarem naquele regime, pelo que defende uma fiscalização mais acutilante. Ainda revelou o pormenor de o défice tarifário ter sido iniciado, não devido aos estímulos concedidos à produção de base renovável, mas sim com a introdução do gás natural.

Quanto ao sobredimensionamento do sector produtor induzido pela intermitência e imprevisibilidade dos recursos renováveis, os apoiantes da política seguida referem que em qualquer sistema do mundo há a necessidade de acomodar redundâncias de suporte ao sistema, de forma a garantir a segurança no abastecimento. Destacam ainda que Portugal era dos países da União Europeia com menor aproveitamento dos recursos hídricos pelo que se justifica a aposta nas barragens de capacidade reversível. Foi destacado o desenvolvimento, com know how português, de sistemas de gestão na rede de transporte e de distribuição da imprevisibilidade da injeção de energia de origem renovável, e que esse aspecto terá sido um dos principais motivos para a apresentação de propostas de interessados na compra da participação do estado na REN. Com efeito, o sistema de previsão do vento é hoje capaz, com 3 dias de antecedência, de realizar previsões da disponibilidade de recurso com desvios em

relação ao verificado que se podem considerar residuais, o que, como veremos mais tarde quando abordarmos o mercado de electricidade, é de extrema importância para os comercializadores.

No que respeita ao escasso impacto da produção de origem renovável na redução de importações de petróleo, reconhece-se que assim é e continuará a ser enquanto não se assistir à massificação dos veículos eléctricos, mas referem o impacto nas importações de gás natural, cuja evolução do preço estará indexada à do petróleo, pelo que a exposição ao risco de preço é semelhante.

Aqui encerramos o resumo do programa. Para quem procurava uma resposta definitiva às questões levantadas pela política energética, este não foi, certamente, um debate conclusivo. No entanto, a pluralidade das perspectivas expostas forneceu pistas valiosas para procurarmos desenvolver uma visão estruturada sobre o assunto. Para prosseguir esse esforço fomos procurar informação acerca das questões levantadas e que consideramos mais relevantes para o nosso trabalho, no que contámos com a colaboração da ERSE.

2.5 Uma perspectiva sobre a situação

Começamos com a questão dos sobrecustos ligados ao investimento, isto é, a multiplicação (por quatro, no caso da produção eólica) da capacidade instalada face ao nível de output desejado, mas também das redundâncias no sistema, exigidas para assegurar o abastecimento nos momentos de indisponibilidade de recursos renováveis.

O sobredimensionamento da capacidade é incontornável. Os recursos não estão disponíveis com regularidade e quando estão o nível de produção é proporcional à capacidade instalada, pelo que a produção total média será dada pela disponibilidade média do recurso, considerando a capacidade instalada. Este facto acaba por ser mitigado pelo facto de o recurso ser gratuito. Algo diferente é a imprevisibilidade, que também é um problema mas que, em termos da gestão da rede e da quantidade de energia nela injectada (já que nas questões que respeitam ao mercado há outros obstáculos que se levantam), já há soluções que permitem acomodar eficientemente as renováveis. Por outro lado, repare-se que não é possível garantir a total previsibilidade da disponibilidade de qualquer recurso para a produção de energia, embora seja óbvia a existência de uma maior aleatoriedade quando falamos de vento, chuva e sol. Posto isto, há que referir uma vantagem que, em certa medida, pode resultar do sobredimensionamento: a descentralização da produção de energia. De facto, se compararmos

os equipamentos de produção de energias renováveis (exceptuando a hídrica) com as grandes centrais térmicas, percebemos que as renováveis oferecem a possibilidade de aproximar a produção do consumo, ajudando a mitigar um sério problema de eficiência, o das perdas de energia nas redes, quer de transporte, quer de distribuição. Eis a sua evolução nos últimos anos:

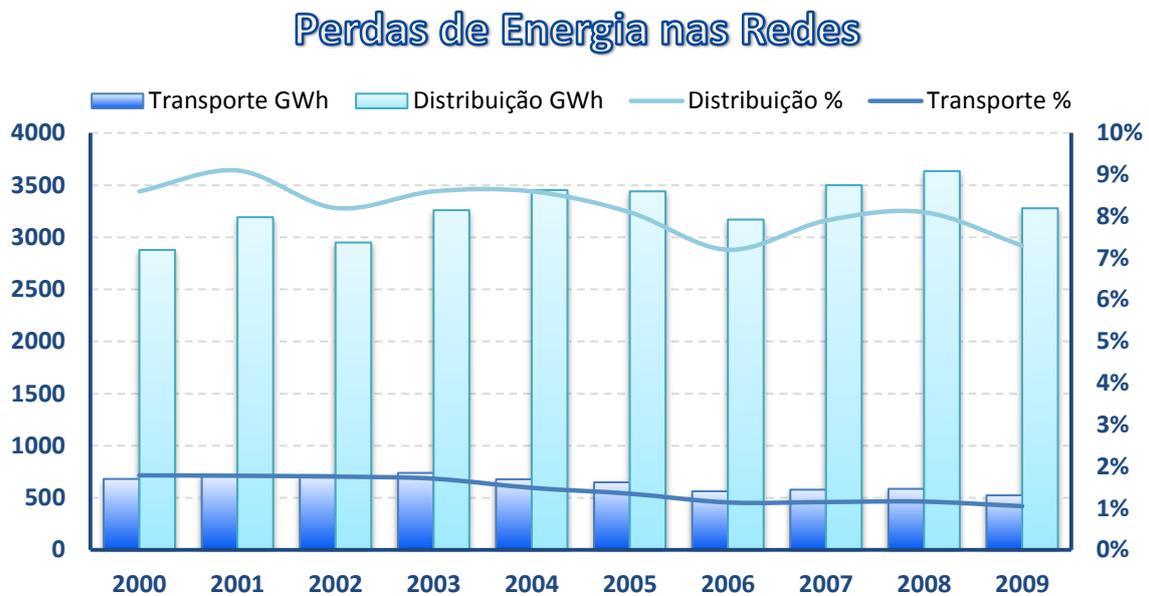


Gráfico 2.14 - Perdas de Energia nas Redes

Fonte: ERSE

Não temos dados que nos permitam tirar qualquer conclusão quantitativa acerca da influência do crescimento das renováveis na tendência decrescente das perdas nas redes, mais evidente na rede de transporte (a tendência decrescente verifica-se em termos relativos, contra o consumo que aumentou, já que em termos absolutos, como vemos, a tendência, na rede de distribuição é de aumento). Em teoria, com a aproximação da produção ao consumo, as perdas reduzem-se, no entanto a medida desse impacto, a existir, não nos foi dada a conhecer. Mas essa não era a principal conclusão que queríamos retirar. De facto, o que pretendemos destacar com o gráfico é o volume das perdas, que no período analisado variaram, grosso modo, entre os 8% e os 11%, traduzidos em quantidades impressionantes de energia – entre os 3500 e os 4200 GWh – no conjunto das redes de transporte e distribuição. É, sem dúvida, uma dimensão de valores importante em termos de eficiência energética.

Mas a questão das redundâncias no sistema de produção não acaba por aqui. É um facto a exigência de sistemas de retaguarda para salvaguarda do abastecimento, que serão

assegurados por centrais térmicas. Mas esta exigência não nasce exclusivamente da aposta em energias renováveis – manter-se-ia quaisquer que fossem as tecnologias de produção adoptadas. Curiosamente, este é um obstáculo à introdução da solução nuclear no país. Com efeito, a capacidade de produção de uma central nuclear levaria a que a opção por esta via obrigasse à instalação não de uma mas de duas centrais, ou em alternativa a uma total integração com o sistema espanhol. Vamos clarificar. A estratégia de cobertura do risco de imobilização de uma central do sistema de produção é sugestivamente designada por $N-1$. Isto significa que um sistema constituído por N centrais de produção tem que garantir a satisfação da procura apenas com $N-1$ delas, prevenindo a indisponibilidade de uma central. Naturalmente, o dimensionamento tem que ser feito de forma a prevenir a paragem da central de maior capacidade, daí que a única hipótese de garantir a cobertura da imobilização de uma central nuclear seja a de dispor da produção de uma segunda central do mesmo tipo (o Engenheiro Eduardo Oliveira Fernandes, durante o debate, ter-se-á referido a este facto ao aflorar a questão da instalação de uma central nuclear em Portugal, utilizando os termos “uma não, duas, que uma só não chega”).

A conclusão que tiramos é de que, sendo o sobredimensionamento da produção relativamente ao consumo uma questão incontornável, algo agravada pela intermitência e imprevisibilidade das renováveis, não impede o desenvolvimento, necessariamente ponderado, dos meios de produção baseado em recursos endógenos. No caso que mais nos interessa, da produção com base fotovoltaica, o problema não é, como veremos adiante, tão premente como no caso da produção com base eólica.

Passamos agora a analisar o conjunto dos sobrecustos e a forma como eles são (seriam) incluídos na factura de electricidade. Pensamos ser chegado o momento de clarificar o que estamos a tratar quando falamos de CIEG's. Eis então a (extensa) dos CIEG incluídos nas tarifas de 2012 (ERSE, 2011):

- Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração);
- Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão;
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica;
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental;

- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico;
- Custos com o mecanismo de Garantia de Potência;
- Custos com as sociedades OMIP, SA e OMI Clear, SA;
- Custos com a Autoridade da Concorrência;
- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- Custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas;
- Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual;
- Amortização e juros do défice tarifário relativo aos custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas;
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006;
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007;
- Custos inerentes à gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
- Custos com a gestão das Faixas de Combustível, no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios

Para além destes CIEG, há ainda outros custos de natureza idêntica, mas respeitantes a outros anos e que são agora incluídos por mecanismos de alisamento plurianual. O valor global dos CIEG a levar às facturas de 2012 ronda os 2300 M€ (considerando as restantes parcelas e os mecanismos de alisamento o valor final ficou por 1709 M€). De facto, o sobrecusto da PRE é responsável por mais de metade do valor:

PRE	1 294 540 000,00 €
CMEC	296 250 000,00 €
CAE	133 631 000,00 €
Rendas de concessão da distribuição em BT	248 231 000,00 €
Sobrecusto da RAA e da RAM	183 429 000,00 €
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	20 300 000,00 €
Sobrecusto da RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 963 000,00 €
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental	677 000,00 €
Terrenos das Centrais	23 525 000,00 €
Custos com a garantia de potência	60 426 000,00 €
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	11 500 000,00 €
ERSE	5 112 000,00 €
Gestão das Faixas de Combustível	3 675 000,00 €
OMIP e OMI Clear	232 000,00 €
Autoridade da Concorrência	407 000,00 €
TOTAL	2 301 897 000,00 €

Tabela 2 Constituição e Montante dos CIEG em 2012

Fonte: ERSE

Tendo presente o que foi dito no debate acerca da justificação de se manter a bonificação de algumas centrais de cogeração (por alegadamente já não preencherem os requisitos que presidiram a essa atribuição), valerá a pena identificar a forma como é realizada a repartição do sobrecusto da PRE, e perceber a relevância da cogeração nessa repartição:

Repartição do Sobrecusto Total da PRE 2012

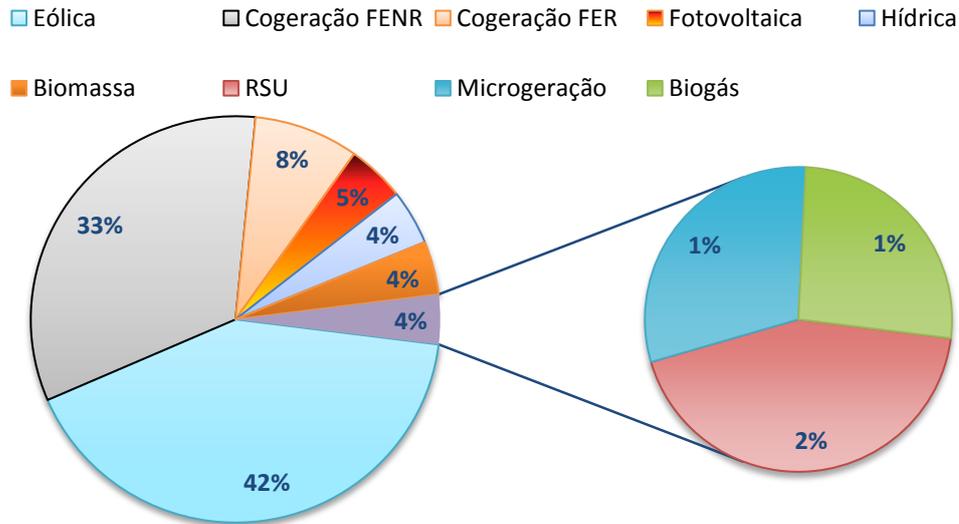


Gráfico 2.15 Repartição do Sobrecusto Total da PRE 2012

Fonte: ERSE

Se considerarmos a cogeração com fonte de energia não renovável (FENR) e a cogeração com fonte de energia renovável (FER) em conjunto temos que a cogeração absorve 41%, correspondente a 535 M€, do valor da bonificação atribuída à PRE (curiosamente, a cogeração FENR tem um sobrecusto unitário bastante superior à média). A proporção de centrais de cogeração que poderiam ser encerradas é por nós desconhecida, mas constata-se existir um forte peso dessa forma de produção de electricidade e calor na bonificação da PRE.

Sublinhamos a escassa participação da produção fotovoltaica no valor total atribuído, pese embora tratar-se, eventualmente, da forma de produção com sobrecusto unitário mais elevado (o sobrecusto unitário mais elevado é o da microgeração, onde a produção fotovoltaica tem posição importante).

Os números são estes e são de uma dimensão importante. Para melhor perceber o seu impacto adiantamos que, se fossem imediatamente reflectidos nas tarifas, na totalidade, representariam 20,6% do total dos proveitos de energia eléctrica em Portugal continental em 2012, no entanto, a aplicação do mecanismo de alisamento esbateu a maior parte desse impacto.

O que é relevante para os objectivos do nosso trabalho é estabelecer uma perspectiva da sustentabilidade desta forma de estímulo e, daí decorrente, saber se o racional que lhe é

subjacente levará à sua manutenção no futuro, designadamente no horizonte temporal razoável para a implementação do projecto que desenvolveremos. E as perspectivas que se abrem são favoráveis, pese embora a conjuntura económica em que se encontra o país. A tendência estrutural do consumo de electricidade é crescente – só em anos recentes, com uma forte contracção da economia, se assistiu a uma redução do consumo. Portugal não tem, ainda, um nível de capacidade instalada adequado à procura, sendo essa capacidade estimada entre 110% e 120% da procura em hora de ponta. Para além disso, durante os períodos de ponta e cheio, grande parte da procura é satisfeita por energia produzida nas centrais térmicas, a maior parte delas usando recursos importados (as centrais a biomassa, que também produzem energia pela queima de combustíveis, usam recursos endógenos). Ou seja, prevê-se o aumento da capacidade instalada, porventura com maior margem de manobra dado o abrandamento do consumo. A postura adoptada pelo estado é a de criar condições e estímulos para que surja investimento privado, por contraste com o que sucedia até há alguns anos em que se planeava centralmente a forma de instalação de capacidade, e só em último caso se avança com a abertura de concursos. Neste âmbito, o que é esperado é que os esquemas de estímulos se mantenham, eventualmente mais moderados, provavelmente a um ritmo mais lento, havendo algum debate acerca da configuração desses estímulos. Esse debate passa pela análise de duas opções: a manutenção da configuração actual, com as *feed in tariffs* a estabelecerem uma remuneração fixa para a produção, ou a alteração para uma remuneração variável com a atribuição de um prémio de mercado. De modo sumário, sobre as vantagens e desvantagens dos dois esquemas, podemos dizer que as *feed in tariffs* trazem maior estabilidade ao preço da energia, retirando alguma incerteza à análise de projectos de investimento, para além de que o seu sobrecusto diminui quando o preço de mercado da energia aumenta (desenvolveremos, um pouco, este aspecto mais adiante). No entanto, estão desligadas do mercado, escapando ao ambiente concorrencial. Já os prémios de mercado, podendo ser fixos no seu montante, produzem um preço de venda completamente indexado à cotação de mercado – a energia é vendida no mercado livre, recebendo o produtor um prémio sobre o preço alcançado. Este esquema tem maior aderência a um ambiente que se pretende concorrencial, mas mantém a incerteza nos projectos – ou seja, aumenta o risco – não diminuindo, em nada, as oscilações dos preços da energia. Mais, ao contrário do que sucede com as *feed in tariffs*, o seu sobrecusto é constante.

Falta um dado decisivo para sustentar a nossa convicção da manutenção de tarifas com uma componente de estímulo ao investimento, não necessariamente tendo em vista,

exclusivamente, a criação de condições que permitam a rentabilidade do investimento, mas essencialmente para garantir a entrada da energia da PRE no mercado. É o seguinte: a energia produzida pela PRE é, não obrigatoriamente mas tendencialmente, vendida ao comercializador de último recurso – a EDP Serviço Universal – que, por seu turno é obrigado a comprá-la.

Aqui temos que abrir um parêntesis para abordar uma questão regulamentar. No normativo actual, que apresentaremos adiante, os regimes de microprodução e de miniprodução, este último onde se insere o nosso projecto, vêm a instalação da sua unidade de produção condicionada à existência, no mesmo local, de uma instalação de consumo. Entre outros aspectos, está estabelecido que o comercializador que fornece a energia à instalação de consumo “deverá” (é o termo que está no Decreto-Lei 34/2011 de 8 de Março) comprar a energia produzida pela unidade de micro/miniprodução, e não pode ser outro comercializador a comprar a energia. O que está a suceder, nos casos de instalações de relativamente maior potência, em que grande parte dos fornecimentos são já estabelecidos com comercializadores do mercado livre, é que estes, por motivos financeiros, não estão disponíveis para adquirir a energia – estes motivos financeiros não estão, no fundamental, relacionados com o valor bonificado das tarifas, mas sim com prazos de pagamento, já que, também decorrente da lei, os pagamentos da energia comprada são realizados pelo mesmo meio (transferência bancária) e com a mesma periodicidade dos pagamentos da energia fornecida. Ou seja, grosso modo, o comercializador pagaria a energia a pronto. Posteriormente, este comercializador do mercado livre vai vender esta energia ao comercializador de último recurso e aqui a lei já não estabelece qualquer prazo de pagamento. Em resumo, o problema para os comercializadores livres é que fazem um empate de capital, com o impacto que isso produz no seu *working capital*. Ao que apurámos, a solução que está prevista para breve é a de que deixe de ser obrigatória a coincidência de fornecedor e comprador, passando a ser possível fazer o contrato de fornecimento com um comercializador do mercado livre e vender a energia produzida directamente ao comercializador de último recurso.

Voltemos agora ao nosso dado decisivo. E esse dado é, precisamente, a obrigatoriedade de o comercializador de último recurso adquirir a energia. Esta obrigatoriedade terá, necessariamente de manter-se, caso contrario assistir-se-á ao abandono da PRE e no limite da produção de energia com base em recursos endógenos com características de intermitência. É que a intermitência e imprevisibilidade do recurso afastam estas formas de produção do mercado, onde seriam fortemente penalizadas caso falhassem um fornecimento

contratualizado. Quem leva esta energia ao mercado é o comercializador de último recurso que, dispondo do acesso a outras fontes de energia mitiga este risco de “*default*”.

Assim temos o mercado, directamente, encerrado para a PRE e o comercializador de último recurso a adquirir essa energia. Então e a que preço? No caso de produtores em regime bonificado a questão não se põe – o preço é a *feed in tariff* – mas mesmo esses, um dia, sairão do regime bonificado (no máximo ao fim de 15 anos, antes, caso o pretendam ou deixem de verificar os requisitos subjacentes ao acesso ao regime, conforme o Decreto-Lei 34/2011, de 8 de Março). O que o mesmo decreto determina é que a energia passe a ser vendida “em condições de mercado”, mas como vimos que o mercado está vedado a solução que se desenha é de que a energia seja comprada ao preço estipulado no contrato de fornecimento da instalação de utilização, havendo ainda algum consenso em torno da adequação da internalização de alguns dos benefícios da PRE, acima de todos o evitar de perdas nas redes, menos consensuais os benefícios ambientais, no caso das renováveis.

Em suma, no que respeita ao sobrecusto induzido pelas tarifas de apoio aos produtores de energia com base em fontes renováveis, e apesar do contexto geral que rodeia a economia portuguesa e algum discurso político veiculado pela comunicação social, é nossa percepção que continuarão a ser estabelecidas condições tendentes à viabilização dos projectos de investimento na área das energias renováveis. Evidentemente, mais do que nunca, essas medidas terão que atender a critérios de racionalidade económica e irão, muito provavelmente, conhecer um ritmo de implementação, na globalidade das tecnologias usadas, inferior ao verificado até aqui. Dispomos de alguns dados mais concretos acerca da orientação que, acreditamos, será dada à política de energia, e apresentá-los-emos em breve.

Outro aspecto aflorado no debate e relacionado com a nossa dependência energética, foi o do escasso impacto da produção de energias renováveis na redução das importações de petróleo, uma vez que este já é muito pouco usado na produção de electricidade. É um facto. Para além de algumas centrais de cogeração, o uso de petróleo na produção de electricidade só é significativo nas Regiões Autónomas. No continente a produção realizada em centrais térmicas é feita, essencialmente, com recurso ao gás natural. Mas a preocupação com as importações de petróleo tem a ver, fundamentalmente, com o seu preço e com as expectativas que estão formadas quanto a uma eventual tendência de subida no futuro. No programa o Engenheiro Nuno Ribeiro da Silva sugeriu que essas expectativas se estendem ao gás natural, porquanto o seu preço está indexado ao do petróleo. Vejamos qual tem sido a evolução dos

preços do petróleo e do gás natural, e também do carvão, que apesar de estar a perder importância ainda atingiu, em 2010, quase 2,3 MTep na produção de electricidade:

Evolução Petróleo, Carvão e Gás Natural

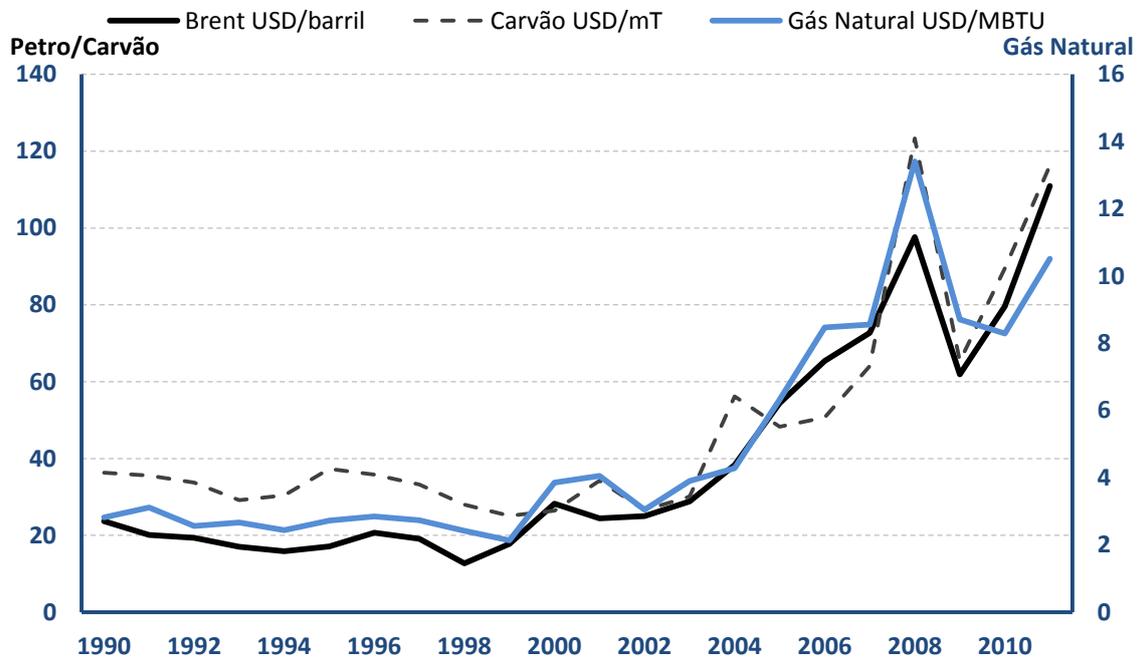


Gráfico 2.16 - Evolução Petróleo, Carvão e Gás Natural

Fonte: Banco Mundial, Pink Data

Primeiro uma explicação dos dados: a evolução do petróleo (eixo vertical da esquerda) vem em dólares por barril, a do carvão (eixo vertical da esquerda) em dólares por mT e a do gás natural (eixo vertical da direita) em dólares por MBtu (milhões de *British thermal unit*, uma unidade de medida de energia, com 1 Btu \approx 1055 joules). As cotações foram recolhidas pelo Banco Mundial, da Bloomberg no caso do petróleo e do carvão e dados próprios no caso do gás natural. No caso do carvão fizemos uma média dos preços FOB (*Free on Board*) na Austrália, Colômbia e África do Sul, 3 dos principais países de origem do carvão importado na europa, perdendo importância, nos anos mais recentes para a Rússia e Estados Unidos (Eurostat, 2011).

Parece, de facto, que os preços das 3 principais fontes de energia primária evoluem de forma muito semelhante, confirmando-se a ideia de indexação do preço do gás natural ao preço do petróleo, no entanto com dimensões completamente distintas, podendo, grosso modo, o preço do gás natural ser encontrado no intervalo compreendido entre os 10% e 20% do preço do petróleo, mas temos que considerar as unidades, que não são equivalentes. Na realidade, 1

barril de petróleo equivale, em termos energéticos, a cerca de 5,8 MBtu (American Physical Society, 2012), pelo que, grosso modo, a cada momento, para comprar o mesmo montante de energia, sem outros factores em consideração, teríamos de adquirir 5,8 MBtu de gás natural para obter 1 barril de petróleo. Assim, nos anos mais recentes o preço desse montante de energia em gás natural aproxima-se de metade do preço em petróleo, 55% em 2011, mas normalmente a relação não é tão favorável ao gás natural, tendo já ocorrido, designadamente durante a década de 1990, preços muito próximos e até se verificou um ano (1998) em que o valor em gás natural era superior ao verificado em petróleo. Mas o que pretendíamos ilustrar era a ligação do preço do gás natural ao do petróleo e pensamos que essa ficou evidente, dando justificação à expressão usada pelo Engenheiro Nuno Ribeiro da Silva de que o preço do petróleo é o “custo director” da produção de electricidade a partir do gás natural.

Concluimos aqui a análise da informação recolhida durante o debate. Não concluimos, no entanto, a apresentação das bases estruturais da posição que formámos sobre as linhas gerais que poderão orientar as opções a tomar no campo da energia. De facto, escrutinámos o que foi dito, falta ver o que não foi dito. Assim postas as coisas haveria muito sobre o que dissertar, mas referimo-nos a uma questão muito concreta e que muito estranhámos estar quase completamente ausente do debate: a União Europeia. Só por uma vez o tema foi, indirectamente, mencionado, pelo Engenheiro Clemente Pedro Nunes, referindo-se à necessidade de “resolver o problema de Quioto” que “subverteu o nosso plano energético”.

Com estes termos seríamos levados a concluir que compromissos assumidos a nível europeu pelo estado português teriam um carácter menos vinculativo do que se esperaria. Esta perspectiva confronta-se com o léxico que encontramos nas regulamentações e directivas europeias, onde surgem com frequência, associados aos objectivos da Europa 2020, termos como “*binding*” ou “*mandatory*”. Na realidade os objectivos vinculam, de facto, o estado português, até a um ponto em que se percebe que a estratégia nacional não pode ser vista isoladamente, antes como integrante de uma estratégia europeia.

Na brochura de apresentação da Energy 2020, onde se integra o sector da energia na Europa 2020, o título da introdução do Comissário Europeu da Energia, Günther H. Oettinger, é bastante claro: “Securing the future: time to Europeanise our energy policy”. No texto da introdução concretiza: “It is high time that Europe got its act together. Thankfully, the 2020 strategy provides a solid and ambitious European framework for energy policy (...)”.

Em conclusão, percebemos que a política energética do país está, em larga medida, subordinada à estratégia definida a nível europeu e mais concretamente aos compromissos assumidos no âmbito dessa estratégia. Assim, as opções de âmbito estratégico reservadas aos decisores políticos nacionais ficam restritas à prossecução do esforço desenvolvido por forma a garantir os objectivos estabelecidos e com maiores ou menores graus de liberdade, consoante a margem de manobra que já analisámos. Só uma alteração muito substantiva, que de forma alguma se antecipa, apesar das condicionantes económicas, ao nível das opções estratégicas europeias, poderia abrir espaço para o abandono da aposta na produção de energia com base em recursos renováveis, ou para o abrandamento do esforço a desenvolver na eficiência energética. Portugal dispõe, no entanto, de alguma folga no que respeita às emissões de GEE, podendo gerir o investimento, especialmente nas energias renováveis, de acordo com essa folga, mas sem perder de vista os objectivos para 2020.

Estas são as nossas conclusões a partir dos dados disponíveis e que considerámos relevantes. Importa agora aferir da sua aderência à realidade, ou seja, perceber se a evolução dos acontecimentos dá sustentabilidade a estas conclusões. Em concreto fomos tentar antever a estratégia que irá ser desenvolvida pelo XIX Governo Constitucional. É esse tema que vamos tratar de seguida.

3. Estratégia para a energia. A perspectiva do XIX Governo Constitucional.

O discurso veiculado na comunicação social estabeleceu um contraste com o caminho percorrido por anteriores executivos. Pelo menos é perceptível que alguns decisores não partilham do mesmo entusiasmo dos anteriores relativamente a energias renováveis. Com uma curiosa escolha de palavras, o Ministro da Economia (a pasta da tutela) Álvaro Santos Pereira anunciou que, de agora em diante, “vai ser possível fazer projectos de investimento em energias renováveis sem subsidiação do estado” – temos que dizer que isso sempre foi possível e sempre esteve regulamentado, enquadrar-se-iam esses projectos no regime ordinário, a questão que se poria é a da sua viabilidade, mas aqui cabe referir que o principal incentivo associado a estes investimentos, as *feed in tariffs*, não é, em termos monetários, exactamente do estado, elas são pagas pelos consumidores (que inclusivamente suportam IVA sobre esses valores). A dado momento, no espaço mediático, ganhou consistência a ideia de que a aceitação, ou apreciação de novos projectos de investimento para a produção de energia com fontes renováveis, designadamente aqueles que seriam inseridos na microprodução e miniprodução, estaria suspensa, revestindo-se essa suspensão de algumas características mais permanentes do que as que habitualmente atribuímos ao termo. Esta percepção não era só nossa – vários agentes do sector com quem contactámos partilhavam desta perspectiva. Com efeito, desenvolvemos algum esforço em busca do decreto, despacho ou portaria em que se anunciasse a referida suspensão. Nunca a encontramos e havia uma boa razão para isso, pois tal documento não existe. O que se passa é que a “suspensão” que existe não diz respeito ao diploma, de facto, ainda em vigor, o Decreto – Lei 34/2011, de 8 de Março, mas antes decorre do que o próprio dispõe. Vamos clarificar: no artigo 11º do referido diploma dá-se conta de que, em cada ano civil, a potência de ligação à rede a atribuir ao regime bonificado, cuja remuneração é enquadrada, precisamente, no mesmo artigo, não pode ultrapassar os 50 MW. O que se verificou é que, pelo menos desde o dia 31 de agosto de 2012 o volume de inscrições para registo de actividade de miniprodução ultrapassa, para qualquer um dos 3 escalões de potência definidos, o limite estabelecido. Deste facto deu conta a DGEG, em cumprimento de competências que lhe são atribuídas no articulado, através de um comunicado publicado no site renovaveisnagora.pt a 12 de setembro. Do comunicado consta ainda um pormenor relevante – os registos que forem aceites mas que já não couberem na quota de 2012 serão considerados para 2013, o que, naturalmente não garantindo a continuidade do esquema

instituído, deixa, pelo menos, essa possibilidade em aberto, o que, parece-nos, dá já alguma sustentabilidade à percepção que formámos e que temos apresentado até aqui.

Por outro lado, o Secretário de Estado Adjunto do Primeiro Ministro, Doutor Carlos Moedas, em carta enviada à Secretária – Geral da Comissão Europeia Catherine Day, vem sublinhar o comprometimento de Portugal com a Europa 2020, e é bastante eloquente logo no início da carta:

“Portugal reafirma o forte compromisso com a Estratégia Europa 2020 e o seu papel na promoção de um crescimento económico inclusivo e sustentável”.

E mais tarde, quando perspectiva o “Objectivo Clima/Energia”:

“Os objectivos para o clima e energia continuarão a ser um elemento fundamental na agenda económica, política e social. Com efeito, para um país como Portugal, sem recursos endógenos fósseis (petróleo, gás e carvão), é fundamental resolver o desafio energético, contribuindo decisivamente para a competitividade da economia nacional, tendo sempre em atenção preocupações de sustentabilidade climática”.

No entanto, logo depois, na Avaliação das Metas seguida da apresentação de Iniciativas Emblemáticas, encontramos alguma ambiguidade. Se na avaliação das metas se assume com clareza que com o cumprimento dos *“investimentos previstos em produção renovável e cumprindo-se o PNAEE e a segunda fase do PNAC até final da década, Portugal cumpre integralmente as metas estabelecidas pelo PNR”*², já a primeira das iniciativas emblemáticas é, exactamente, a revisão daqueles planos – o PNAER é precisamente o plano onde se estabelecem os objectivos e respectiva calendarização dos investimentos em aumento da capacidade de produção renovável. Mas vale a pena elencar essas medidas emblemáticas:

1. Rever o Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) e Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) – preconiza-se uma meta mais ambiciosa para a eficiência energética e anuncia-se uma reformulação das premissas subjacentes ao investimento em renováveis, que passarão, entre outras, pelo cumprimento dos programas em curso e pela aposta em tecnologias maduras que possam competir a preços de mercado;

² Plano Nacional de Reformas, documento elaborado por cada um dos estados membros onde constam os objectivos assumidos no âmbito da Europa 2020.

2. Analisar as diferentes opções energéticas para o horizonte 2030 e realizar um novo planeamento energético, pretendendo-se dar início a um debate acerca dos riscos e benefícios de cada uma das tecnologias disponíveis;
3. Consolidar os Programas de Apoio à Eficiência Energética e dinamizar o mercado das Empresas de Serviços de Energia, com o desenvolvimento do programa Eco.AP³;
4. Promover as redes inteligentes de energia, onde para além dos benefícios tecnológicos directos se perspectiva a possibilidade de introdução de concorrência nas redes de distribuição;
5. Implementar instrumentos estratégicos para a redução das emissões de gases com efeito de estufa.

A primeira das 5 iniciativas emblemáticas resulta em óbvio interesse para o tema que estamos a bordar. Já lá iremos, apresentando uma comparação entre o PNAER original e as linhas estratégicas para a sua revisão, que estiveram disponíveis para Consulta Pública entre 1 e 29 de junho de 2012, no site da DGEG. Mas para já uma breve nota sobre o Eco.AP.

Trata-se de um programa desenvolvido para a promoção da eficiência energética no sector público, cuja factura energética anual se estima em mais de 500 M€. A orientação do programa envolve uma componente de estímulo à economia, por via da contratação com as Empresas de Serviços Energéticos (ESSE) dos designados Contratos de Serviços Energéticos, com regulamentação no Decreto-Lei n.º 29/2011, de 28 de Fevereiro. As ESE realizam uma auditoria energética às instalações (públicas) e fazem uma proposta com medidas para a melhoria de eficiência. É seleccionada a ou as duas propostas economicamente mais vantajosas, aferidas em função da maior economia de energia para a entidade adjudicante. Ou seja, a remuneração da ESSE será em função da economia de energia que conseguir concretizar. De referir que, neste âmbito, as ESSE poderão, também, projectar unidades de miniprodução ou co-geração de energia nas instalações da adjudicatária, sem que, no entanto, a energia produzida seja tida em conta para efeitos de aferição do cumprimento dos objectivos de eficiência energética. Apesar de o documento não se referir especificamente à iluminação pública, por diversas vezes fala de “equipamentos afectos à prestação de serviços públicos”, designação que, do nosso ponto de vista, descreve com exatidão os apetrechos da iluminação

³ Programa de Eficiência Energética na Administração Pública.

pública. Ainda sem nos referirmos à relevância que o Eco.AP poderá ter no nosso projecto, não deixamos de registar a posição que lhe é atribuída pelo executivo, sendo certo que o seu desenvolvimento não envolve gastos públicos no investimento.

Mas vamos então agora ver o que se perspectiva para a revisão do PNAER e perceber em que medida as modificações que se desenham no horizonte poderão produzir impactos no nosso projecto. Antes de mais, recordamos que o objectivo definido no âmbito da Europa 2020 é de garantir, em 2020, que 31% do consumo total de energia é assegurado por produção renovável e que essa quota, em 2010, atingiu os 24,6%, o que sugere a necessidade de implementação de mais projectos. Começamos pelo PNAER original. No documento é apresentado um mix para a capacidade instalada para a produção de electricidade de origem renovável, em 2020, com a seguinte composição e output previsto:

Fonte	Capacidade - MW	Produção - GWh
Hidroeléctrica	9548	14074
1 MW – 10 MW	750	1511
> 10 MW	8798	12562
Geotérmica	75	488
Solar	1500	2475
Fotovoltaica	1000	1475
Solar Concentrada	500	1000
Marés, Ondas, Oceanos	250	437
Eólica	6875	14596
Onshore	6800	14416
Offshore	75	180
Biomassa	952	3516
Sólida	367	1468
Biogás	150	525
Biolíquidos	435	1523
TOTAL	19200	35584

Tabela 3 - Mix de Produção de Electricidade Previsto para 2020 no PNAER

Fonte: PNAER

O PNAER foi submetido a nível europeu em 2010 e com o mix apresentado o governo da altura estimava atingir o objectivo estabelecido de satisfação de 31% do consumo final de energia através da produção renovável e, mais concretamente, 60% do consumo de electricidade.

Como vimos atrás, em 2010 foi atingido um valor de 24,6% do consumo de energia primária. No que respeita à electricidade registou-se, no mesmo ano, uma proporção de renováveis superior a 53%. Cabe, no entanto, referir que, ao contrário do que sucedeu em 2005, 2010 foi um ano muito favorável para a produção com base em recursos hídricos – a produção hídrica superou em 54% a média verificada até esse ano (DGEG, 2012).

Temos que referir que o texto do PNAER sugeria uma particular simpatia por projectos com características semelhantes ao que estamos a desenvolver. Na página 112 do documento, podemos ler: *“a aposta na energia solar irá assumir um papel muito importante para ajudar a alcançar os objectivos estabelecidos, face ao potencial que Portugal dispõe neste recurso em termos de disponibilidade de recurso e em capacidade investida em I&DT. Será por conseguinte no desenvolvimento deste sector e das várias tecnologias associadas que deverá residir a maior aposta estratégica nas renováveis durante a próxima década”*.

De facto, e se olharmos apenas para a tecnologia fotovoltaica, percebe-se a dimensão da aposta: dos 134 MW instalados em 2010 (DGEG, 2012), o plano aponta para 1000 MW de capacidade em 2020. Para atingir esta capacidade o PNAER estabelece um planeamento anual traduzido num aumento da capacidade a instalar em cada ano. Ilustraremos esse plano na comparação com as linhas de orientação para a revisão do PNAER, linhas essas que vamos olhar já a seguir.

O documento intitulado “Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Acção para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética” foi produzido em abril e esteve disponível para Consulta Pública no site da DGEG de 1 a 29 de junho de 2012. Logo de início são apresentadas 8 grandes linhas, depois resumidas em 4 “Principais linhas orientadoras da política energética”:

- Alcançar os objetivos de Eficiência Energética;
- Cumprir metas europeias para 2020 (reconhecidos no documento como “obrigatórios”);

- Reduzir a dependência energética sem comprometer a segurança de abastecimento;
- Potenciar mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis.

Com estes termos, não parece surgir qualquer choque significativo com a ENE 2020 de 2010.

De seguida é descrita a trajectória seguida por diversos indicadores nos anos mais recentes, designadamente quanto à capacidade de produção e output das instalações de energias renováveis, mas também quanto ao consumo de energia e saldo importador. São apresentados os objectivos e as previsões para a evolução do PIB e dos preços das principais matérias-primas para a produção de energia (até 2020 espera-se, com um nível de volatilidade distinto para cada matéria-prima, um aumento médio anual de 2% do preço do gás natural, uma descida de 0,6% do carvão, e a manutenção do preço actual do petróleo). Também se prevê um aumento médio anual de 72% para a penetração dos veículos eléctricos, esperando-se que em 2020 circulem pelas estradas portuguesas 26200 viaturas deste tipo.

A taxa de crescimento média anual do PIB, em termos reais, prevista até 2020, é de 1,3%, atingindo-se, nesse ano, o valor real de 191,8 mM€. Este montante é quase 8,1% à estimativa subjacente à elaboração do PNAER, em 2010, onde se apontava para um valor do produto de 208,7 mM€. Recordamos que o nível de actividade económica é uma variável central para estabelecer um ângulo de análise sobre os objectivos da política energética, não apenas pela parte da capacidade de investimento, mas essencialmente pela correlação entre crescimento económico e aumento do consumo, que produz forte impacto no estabelecimento de todos os objectivos – desde logo da eficiência energética, medida pelo consumo de energia primária, depois na proporção de energia renovável no consumo final, que naturalmente depende do valor estimado desse consumo final e também nas emissões de GEE, mas neste caso, como vimos, há ainda algum espaço de manobra.

Depois surgem as primeiras indicações acerca da PRE: a aposta em tecnologias emergentes é abandonada com a quase anulação da capacidade prevista para o solar térmico e da energia das ondas. No caso do fotovoltaico e da geotermia, a redução é para cerca de metade do previsto.

Na produção hídrica abandona-se o projecto de aproveitamento do Alvito e a redução face ao PNAER é próxima dos 6% - queda de 9548 MW para 9000 MW, em 2020. Na capacidade eólica a redução é mais acentuada - de 6875 MW para 5300 MW, quase 23 %. Na biomassa,

se excluirmos o uso dos biolíquidos, cuja utilização ainda estava em equação no PNAER, passamos de uma capacidade prevista de 517 MW para 260 MW, perto de 50%.

Com os trajectos previstos pelas linhas de orientação o país chegará a 2020 com uma capacidade instalada com fontes renováveis de 15747 MW, por contraste com os 19200 MW previstos no PNAER. Uma redução global de 3453 MW, cerca de 18%.

Evolução da Capacidade Renovável Instalada (MW)



Gráfico 3.1 - Evolução da Capacidade Renovável Instalada

Fonte: PNAER; Linhas de Orientação para a Revisão do PNAER

É natural que surja a interrogação: seria o anterior executivo demasiado ambicioso no planeamento que estabeleceu ou será que o actual governo está a colocar em causa os objectivos definidos em termos de produção de energia a partir de fontes renováveis? Não é obrigatório que se verifique qualquer uma das duas hipóteses. Recordamos que desde a elaboração do PNAER já decorreram 2 anos e que a revisão ainda nem está concluída. Por outro lado, como referimos, o planeamento para a estratégia a adoptar para alcançar os objectivos depende da estimativa de consumo de energia que se faz para 2020 e aqui o governo apresentou expectativas que sugerem um consumo mais baixo do que o que era estimado anteriormente, já que se prevê um nível de actividade económica que se traduz num valor do PIB, em termos reais, cerca de 8% inferior à estimativa do PNAER. Para além disso, introduziu-se um objectivo mais ambicioso para a eficiência energética – em vez da redução de 20% face, ao cenário *business as usual* para 2020, com que Portugal se comprometeu inicialmente, elevou-se a fasquia para os 25% de diminuição do consumo, face ao mesmo

cenário, o que se reflecte num tecto máximo de 22,5 MTep de consumo de energia primária, em 2020.

Interessa-nos ainda ver a evolução prevista para a energia solar, designadamente fotovoltaica:

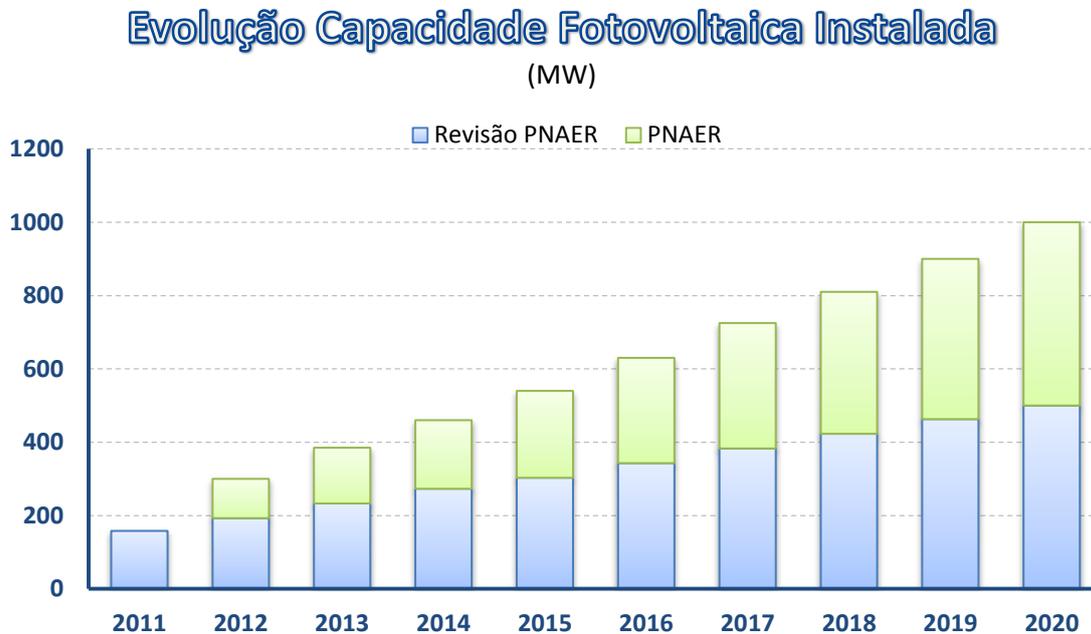


Gráfico 3.2 - Evolução Capacidade Fotovoltaica Instalada

Fonte: PNAER; Linhas de Orientação para a Revisão do PNAER

Como se pode ver, em ambas as estratégias se preconiza uma trajectória linear, o que poderá indicar que a linearidade se estenderá ao programa de mini-geração. A diferença é que no PNAER, grosso modo, a média anual de instalação de capacidade aproximava-se dos 90 MW, enquanto que as linhas orientadoras da sua revisão apontam para um valor que não chega aos 40 MW. Se adoptarmos a perspectiva do copo meio vazio, a queda que se desenha é brutal, se assumirmos a postura do copo meio cheio, o investimento continuará e há espaço para projectos com as características do que iremos apresentar.

Resta saber qual será o enquadramento a dar aos incentivos a esses projectos, concretamente no que respeita às *feed in tariffs*. Sendo uma incógnita, podemos analisar a legislação que serviu de orientação no PNAER, o Decreto-Lei 225/2007, de 31 de Maio, onde é possível perceber claramente os aspectos que são mais valorizados na produção de energia renovável, para depois apresentarmos o normativo mais recente, o Decreto-Lei 34/2011, de 8 de Março, que, como vimos atrás, ainda continua em vigor. Vamos começar pelo Decreto-Lei 225/2007.

Uma vez que existe regulamentação mais recente, não vamos introduzir fadiga desnecessária na leitura, que a apresentação de um resumo do articulado implicaria. Pelo contrário, vamos apenas expor a fórmula de cálculo da *feed in tariff*, com o objectivo já referido de perceber as vantagens da produção de energia com recurso a fontes renováveis que podem ser alvo de remuneração bonificada, ou seja, aquelas características da produção em que há consenso relativamente aos benefícios que emanam. Assim, é a seguinte a fórmula de cálculo:

$$\begin{aligned}
 VRD(m) = & KMHO(m) \\
 & \times [PF(VRD)(m) + PV(VRD)(m) + PA(VRD)(m) \times Z] \\
 & \times \left[\frac{IPC(m-1)}{IPC(ref)} \right] \times \left[\frac{1}{(1-LEV)} \right]
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Com,

- VRD* A remuneração a calcular;
- (m)* O mês a que respeita a remuneração;
- KMHO* Coeficiente de modulação de *PF*, *PV* e *PA* em função do horário em que a electricidade foi fornecida;
- PF* Parcela fixa;
- PV* Parcela variável;
- PA* Parcela ambiental;
- Z* Coeficiente que traduz o recurso e a tecnologia usada;
- IPC(m-1)* Índice de Preços do Consumidor, excluindo a habitação, em Portugal continental, no mês *(m-1)*;
- IPC(ref)* Índice de Preços do Consumidor, excluindo a habitação, em Portugal continental, no mês anterior ao início do fornecimento de electricidade pela central;
- LEV* Representa as perdas, na rede de transporte e distribuição, evitadas pela central.

O coeficiente *KMHO* é opcional (com excepção das centrais hídricas em que o coeficiente é obrigatoriamente adoptado e toma o valor de 1,15), isto é, o promotor no momento em que solicita o licenciamento declara se pretende a modulação da produção ou se prescinde da influência deste factor, que introduz uma distorção administrativa da produção que realmente se verificará – caso o promotor prescinda do coeficiente ele assumirá o valor 1 na fórmula, tornando-se neutro. A distorção introduzida tem como objectivo premiar a produção de energia em períodos de ponta e de cheio e penalizar a produção nos períodos de vazio.

Assim, cada promotor, considerando a tecnologia que vai usar na sua unidade e o momento em que espera dispor de maior quantidade de recurso, que naturalmente coincide com o momento em que produzirá maior quantidade de energia, aprecia o impacto de *KMHO* sobre o cálculo da remuneração e decide da sua inclusão ou exclusão. Por exemplo, no caso da energia eólica, tendencialmente, há maior disponibilidade de recurso durante a noite, grande parte da qual corresponde ao período de vazio. Embora este dado possa variar com a localização do parque eólico, o mais natural é que a adopção de *KMHO* faça com que a remuneração a receber fique aquém do máximo que se poderia atingir caso *KMHO* tomasse o valor 1.

No caso da produção fotovoltaica sucede o contrário – a disponibilidade de recurso atinge os seus valores mais altos em períodos de ponta e cheio e é (quase) nula nos períodos de vazio. Neste caso não são necessários cálculos muito elaborados para optar pela consideração de *KMHO* no cálculo da tarifa. Basta observar o gráfico seguinte onde sobreposemos o período de vazio às linhas de nascimento do sol e respectivo ocaso, entre as quais há disponibilidade de recurso:

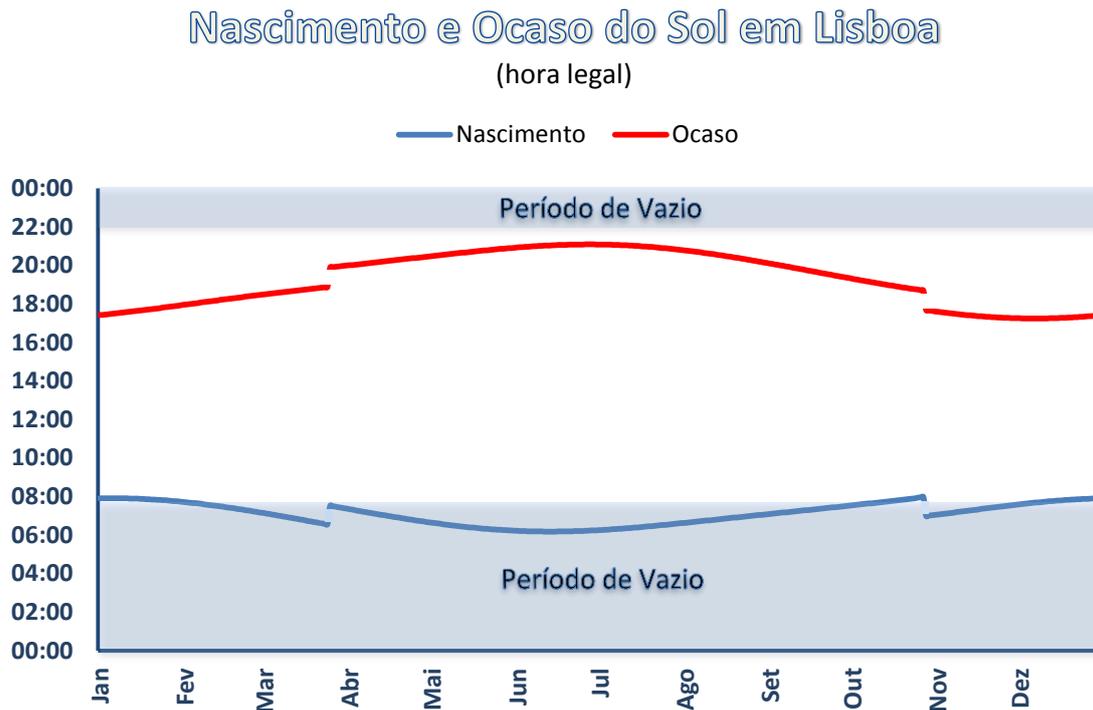


Gráfico 3.3 - Nascimento e Ocaso do Sol em Lisboa

Fonte: Observatório Astronómico de Lisboa - Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa; ERSE

As quebras das linhas resultam do facto de se estar a usar a hora legal e correspondem aos últimos domingos de março e de outubro, ou seja, aos dias em que se altera a hora.

Como se constata a produção em período de vazio, a existir, seria marginal, pelo que a adopção de *KMHO* beneficiaria a remuneração a calcular.

A parcela fixa representa os custos de investimento que o sistema eléctrico suportaria para construir uma central de produção que garantisse um nível de potência idêntico ao da unidade de produção renovável. Assim, o seu valor é estabelecido em função da potência média disponibilizada pela unidade.

De forma semelhante à parcela fixa, a parcela variável representa os custos variáveis da produção que a instalação da central renovável possibilita que o sistema eléctrico evite suportar.

A parcela ambiental também segue a mesma lógica, correspondendo à remuneração pela quantidade de GEE que seria emitida caso a produção da central renovável se realizasse numa central de referência de ciclo combinado.

O factor Z introduz uma distinção em função da tecnologia usada, sendo a fotovoltaica a mais beneficiada, com o coeficiente a variar entre 35 e 55.

O factor LEV traz para consideração as perdas nas redes que são evitadas pela construção da unidade de produção renovável. Seria de esperar que o seu valor fosse determinado em função da localização da central, mas de facto esse aspecto não é tido em conta, variando entre 0,015 e 0,035, consoante a capacidade (poderemos admitir que seja de esperar que centrais de maior capacidade tenderão a situar-se em locais mais distantes dos centros de consumo, o que justifica o valor mais baixo de LEV quando a potência da central é maior).

Finalmente, $IPC(m - 1)/IPC(ref)$ destina-se a fazer a correcção da tarifa em função da inflação.

O prazo de validade do tarifário também varia consoante a tecnologia e no caso do fotovoltaico permanece até que sejam entregues à rede 21 GWh por cada MW instalado, ou, caso ocorra primeiro, passem 15 anos sobre a entrada em funcionamento (Castro, 2011).

Como vimos o decreto é de 2007, ou seja, até à elaboração do PNAER decorreram cerca de 3 anos, o que permitiu que no documento fossem apresentadas tarifas médias que resultaram da sua aplicação. Fica a indicação de algumas delas:

Tecnologia	Tarifa média €/MWh	Coefficiente Z
Eólica	74 – 75	4,6
Mini-hídrica	75 – 77	4,5
Fotovoltaica > 5 kW	310 – 317	35
Fotovoltaica <= 5 kW	450	52
Fotovoltaica microgeração	355 – 470	40 – 55
Biomassa florestal	107 – 109	8,2
Biomassa animal	102 – 104	7,5
Ondas (demonstração até 4 MW)	260	28,4
Ondas (pré-comercial até 20 MW)	191	16 – 22

Tabela 4 - Tarifas Médias Resultantes da Aplicação do Decreto - Lei 225/2007

Fonte: PNAER

Como podemos ver a tarifa atribuída à produção fotovoltaica é, de longe, a mais elevada, muito por influência do factor Z.

A generosidade de alguns dos valores veio, em alguma medida, a ser corrigida pelo Decreto – Lei 34/2011, de 8 de Março, talvez por adequação à maior maturidade das tecnologias e consequente menor risco tomado pelos investidores de que falava o Engenheiro Nuno Ribeiro da Silva. Vamos já introduzir um resumo do decreto.

O diploma vem concretizar a determinação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 4 de Agosto, a própria ENE 2020, com a elaboração do regime jurídico do acesso à actividade de miniprodução – a produção, em pequena escala, descentralizada, de electricidade, usando para isso, recursos renováveis e entregando, contra remuneração, essa electricidade à rede pública, na condição de existir consumo efectivo de electricidade no local da instalação.

Na miniprodução é possível o consumo da energia produzida, mas também há a possibilidade de vender, à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP), a totalidade dessa energia, com tarifa bonificada, ou em condições de mercado.

Só é permitido o uso de uma tecnologia, sendo, portanto, vedado o recurso a soluções híbridas, como por exemplo eólica e fotovoltaica em simultâneo, e a potência máxima de ligação à rede é de 250 kW, havendo a garantia de entrega, da energia produzida à RESP. Dentro do limite indicado são definidos 3 escalões:

- Escalão I – potência ≤ 20 kW;
- Escalão II – $20 \text{ kW} < \text{potência} \leq 100 \text{ kW}$;
- Escalão III – $100 \text{ kW} < \text{potência} \leq 250 \text{ kW}$.

Por outro lado, exige-se, para que se possa beneficiar do regime de miniprodução, que o promotor tenha já um contrato de fornecimento com um comercializador e consumo relevante de energia. Estabelece-se que a instalação de miniprodução não pode exceder os 50% da potência contratada com o comercializador/fornecedor.

No entanto, o produtor não terá que ser o proprietário da instalação de consumo. O produtor, não sendo o dono, terá que estabelecer um contrato com o titular da instalação de consumo, designando-se então como “entidade terceira” – é o preceito que enquadra o nosso projecto.

Para aceder ao regime é ainda necessário proceder ao registo da unidade de produção na plataforma electrónica do Sistema de Registo da Miniprodução (SRMini, em www.renovaveisnagora.pt) e a entrada em exploração da unidade já registada carece de certificado de exploração.

Após o registo procede-se à instalação dos equipamentos e depois a sua inspecção pela DGEG.

De seguida, define-se o regime remuneratório da energia produzida, dentro de:

- Regime geral – todos os que acederam ao regime de miniprodução e não se enquadram no regime bonificado;
- Regime bonificado.

No regime geral a remuneração obedece às condições de mercado, nos termos vigentes para a produção em regime ordinário, não existindo tarifa de referência administrativamente fixada.

Já no regime bonificado, nos casos de potências inferiores a 20 kW os pedidos são ordenados por ordem de chegada. Com potências superiores a 20 kW, a selecção dos pedidos e a respectiva tarifa a aplicar dependem da competição entre os pedidos: com base na tarifa de referência de 250€/ MWh, e que anualmente desce 7% (já revista para 215 €), os pedidos são ordenados em função da dimensão do desconto que propõem a essa tarifa (quanto maior o desconto proposto, mais baixa a tarifa e maior a probabilidade de ser seleccionado). Não é estipulado o coeficiente Z, mas há uma distinção entre as diversas tecnologias, estabelecida em ligação com a tarifa de referência – na prática há uma tarifa de referência para cada tecnologia, dada como proporção da tarifa de referência global:

- Solar – 100% (até 2,6 MWh/ano, por cada kW de potência de ligação)
- Eólica – 80% (até 2,6 MWh/ano, por cada kW de potência de ligação)
- Hídrica – 50% (até 5 MWh/ano, por cada kW de potência de ligação)
- Biogás – 60% (até 5 MWh/ano, por cada kW de potência de ligação)
- Biomassa – 60% (até 5 MWh/ano, por cada kW de potência de ligação)

Anualmente podem aceder ao regime bonificado os diversos projectos, até que a potência instalada, na globalidade, atinja os 50 MW (valor que pode ser revisto em cada ano).

Para além de tudo isto, o acesso ao regime bonificado carece de uma auditoria energética e da implementação de medidas de eficiência por ela definidas. Anualmente serão fiscalizadas, pelo menos 1% das instalações de miniprodução.

Pelo que se observa nos valores de referência, o Decreto-Lei 34/2011 poderá não ser tão generoso como o Decreto – Lei 225/2007 – para a produção fotovoltaica não é certamente, basta ver que qualquer um dos valores das tarifas médias da tabela 2.2 é superior à tarifa de referência e esse valor, provavelmente, ainda é reduzido pelo mecanismo de concurso pelo maior desconto. Será que este normativo tornou inviáveis os investimentos em unidades de produção fotovoltaicas? Esse é um dos resultados que queremos determinar com a análise do nosso projecto, que introduzimos de imediato.

4. O Mercado da Electricidade – Liberalização, Funcionamento do Mercado Livre e sua Relação com as Renováveis

O percurso realizado até aqui destinou-se, em primeiro lugar, a aferir da razoabilidade do planeamento de um projecto de investimento em energias renováveis, tendo presente o actual contexto do nosso país. Em segundo lugar pretendia-se perceber, dentro dessa razoabilidade, as condições que poderiam ser criadas pela regulamentação para acolher este tipo de projectos. Em boa verdade, se no tratamento dado ao primeiro objectivo pudemos tirar algumas conclusões que se nos afiguram como consistentes, já quanto ao enquadramento normativo futuro não conseguimos encontrar pistas sólidas que nos permitam tomar como segura uma nova orientação.

Começaremos por fazer uma breve apresentação do mercado da electricidade em Portugal, algo que não fizemos até aqui, mas que é incontornável, já que o seu funcionamento tem diversas características que se relacionam, em larga medida, com a aposta renovável. Nesta parte também retiraremos dados que servirão de input ao próprio projecto, designadamente os relacionados com preços e respectiva evolução.

Depois entraremos no projecto propriamente dito, primeiro com uma descrição do que se pretende fazer e depois a análise. Deixaremos essa apresentação para mais tarde e passamos, desde já, para o mercado.

4.1 O Mercado da Electricidade em Portugal

O Sistema Eléctrico Nacional (SEN) é a estrutura que garante a gestão integrada da electricidade no circuito que esta percorre desde a produção ao consumo. Assim, é natural que a organização do SEM se confunda com a própria cadeia de valor do sector eléctrico, mas acrescentando aquela componente de gestão que é indispensável. É que o sistema tem um requisito permanente e que para um leigo se reveste de uma complexidade incomum – a cada momento a carga da rede, ou antes, a electricidade disponibilizada, tem que igualar a procura. Esta tarefa está entregue às Redes Energéticas Nacionais (REN).

Para além desta dimensão, o SEM estrutura-se num alinhamento fiel com a cadeia de valor do sector eléctrico. Há alguns anos atrás toda essa cadeia de valor estava centralizada numa única entidade, a Energias de Portugal (EDP). Hoje, com a tentativa permanente de trazer maior eficiência aos diversos mercados, o sector está aberto a novos players nas partes onde se

entende que isso é possível – na produção e na comercialização. Nestas áreas assiste-se a um movimento de crescente abertura, com tarifas reguladas a dar lugar a preços fixados em mercado livre, com produtores a ceder espaço para novos empreendedores.

Concorrência e liberalização do mercado são vistas em conjunto e é nesse âmbito que se estabelece a extinção progressiva das tarifas reguladas. Neste contexto, cabe aqui uma perspectiva sobre esta liberalização, porquanto, tradicionalmente, o sector eléctrico é visto como um dos mais distantes da concorrência perfeita, podendo chegar a uma situação de monopólio natural em mercados de menor dimensão. Este facto relaciona-se com os elevados investimentos (normalmente) associados à produção de energia, e à dimensão a que chegam as economias de escala, tornando-se, nessas condições, o monopólio ou o oligopólio como solução economicamente mais eficiente. Esta é a visão tradicional, mas que tem conhecido alguma evolução.

Cadeia de Valor do Setor Elétrico

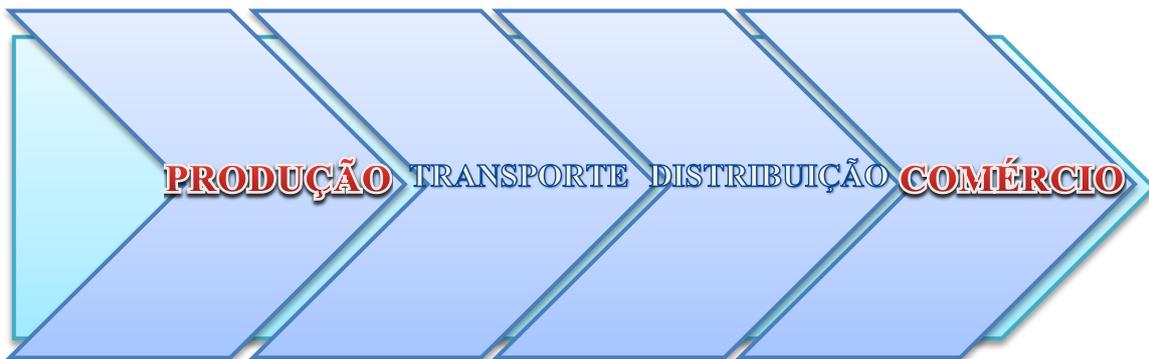


Figura 3.1 – Cadeia de Valor do Sector Eléctrico

Enquanto se procura criar condições para mergulhar a produção e a comercialização num oceano vermelho devorador de margens superiores à que resultaria do custo marginal, as actividades de transporte e distribuição permanecerão, pelo menos no horizonte que se vislumbra, protegidas pelo carácter contraproducente de que se revestiria a replicação das suas estruturas físicas. Estão, no entanto, sujeitas à supervisão da ERSE, que tem a competência de apurar os proveitos que lhes são permitidos que, incorporando uma taxa de rentabilidade também estabelecida pelo regulador, são depois incluídos na factura dos consumidores na componente de acesso às redes.

A REN é a entidade responsável pelo transporte de electricidade em muito alta tensão, mediante concessão do estado. A distribuição em alta, média e baixa tensão está também concessionada, mas à EDP Distribuição.

Na produção encontramos dois grandes regimes:

- Regime Ordinário, onde se inserem as centrais térmicas de grande potência e também as hídricas de maior capacidade;
- Regime Especial, englobando a cogeração e as centrais de produção com fontes renováveis.

A maior capacidade instalada encontra-se no regime ordinário, mas como já vimos a PRE apresenta um crescimento robusto nos últimos anos.

Quando o sistema estava totalmente integrado na EDP a optimização do sistema produtivo passava essencialmente pela mitigação dos custos variáveis das centrais. Com a abertura do sector espera-se que o mercado produza os seus efeitos e que a competição estimule maior eficiência.

Um dos indicadores usados para medir o nível de concorrência na produção é a quota de mercado do principal produtor. Eis a sua evolução em anos recentes:

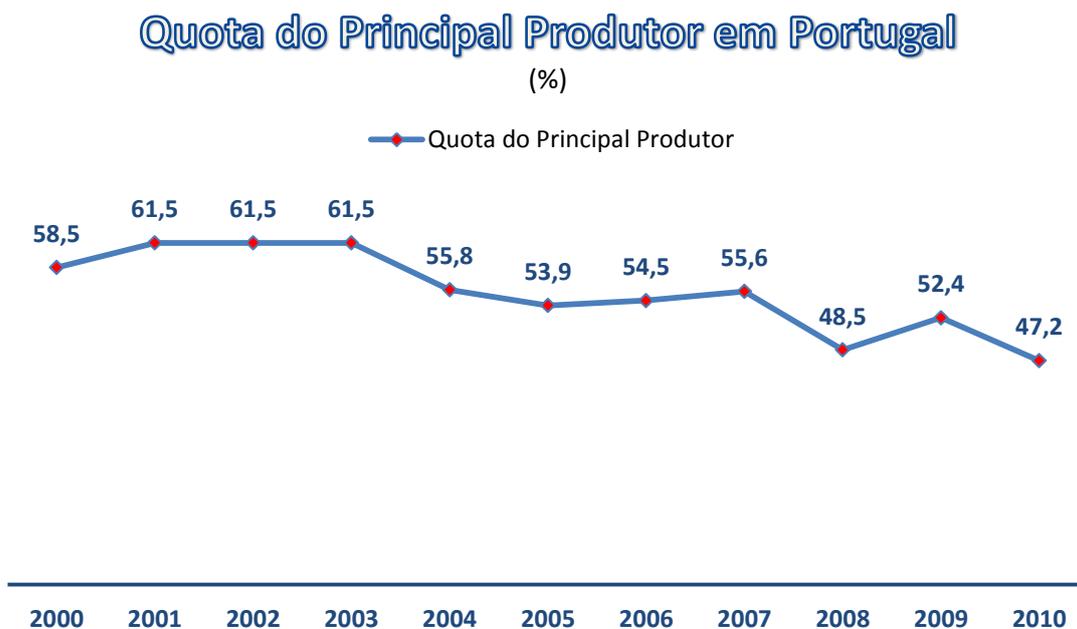


Gráfico 4.1 - Quota do Principal Produtor em Portugal

Fonte: Eurostat, Main Tables – Energy

A evolução do indicador sugere um aumento da concorrência na produção uma vez que a tendência é para uma menor preponderância do principal produtor. Há países de menor dimensão onde a actividade de produção está concentrada em um único agente – é o caso de Chipre e de Malta.

4.2 O Funcionamento do Mercado Livre e as Renováveis

A estes produtores está vedada a comercialização directa, em mercado aberto (há liberdade de estabelecer acordos bilaterais, designadamente com grandes consumidores), da energia produzida. Note-se que não lhes está vedada a actividade de comercialização – veja-se o caso da EDP, um dos maiores produtores e que actua no comércio através da EDP Comercial – o que sucede é que o produtor leva a sua energia ao mercado, o MIBEL, onde é comercializada livremente, por encontro entre oferta e procura.

Como já vimos, no caso da PRE é o comercializador de último recurso, a EDP Serviço Universal, que apresenta no mercado a energia produzida. Vimos também que o motivo subjacente a este procedimento é o da intermitência e imprevisibilidade da disponibilidade de recurso e consequentemente da produção, o que abria a possibilidade de não cumprir com a entrega da energia.

Estes aspectos entroncam no modo de funcionar do mercado. Como se percebe cabe ao comercializador adquirir no mercado a energia suficiente para garantir a satisfação da procura dos seus clientes. O comercializador tem ao seu dispor o mercado a prazo, gerido pelo pólo português do mercado ibérico, o OMIP, e o mercado *spot* assegurado pelo congénere espanhol OMIE – no mercado *spot* temos duas variantes: o diário, em que se negocia electricidade para entrega no dia seguinte, e o intradiário, para entregas no próprio dia.

O preço de aquisição da energia tende a ser inversamente proporcional ao espaço de tempo que medeia entre a compra e a entrega física, ou seja, quanto mais perto da entrega o comercializador comprar, mais elevado será o preço que suportará. Assim, as aquisições começam pelo mercado a prazo, primeiro de acordo com as condições que este oferece. Depois, cerca de 2 a 3 meses antes do momento de entrega fazem-se as aquisições correspondentes às estimativas de consumo que ainda não se encontrem contratualizadas. A 3 dias da entrega as previsões de procura são já muito certeiras e negocia-se aquilo que se espera serem os acertos finais. O mercado diário é já uma resposta a oscilações inesperadas e o intradiário é quase um recurso de desespero. Em termos de mercado a história acaba aqui,

mas a actividade dos comercializadores não. Como dissemos, a cada momento a carga da rede tem que corresponder ao consumo. Os comercializadores fazem aquisições com base em estimativas – com um horizonte de anos, meses, dias ou horas, mas sempre estimativas. Cabe, em Portugal, à REN regularizar os desvios, que tanto podem ser de excesso de oferta como de escassez. As correcções destes desvios são, depois, suportadas pelos comercializadores que falharam no volume de entrega (por excesso ou por defeito) e a preços penalizadores. A figura seguinte é uma reprodução de um gráfico da REN que ilustra a ocorrência desses desvios. Estes gráficos são actualizados com intervalos de poucos minutos, ao longo de todos os dias do ano. O que apresentamos diz respeito ao de dia 1 de outubro de 2012.

Diagrama Carga Prevista vs Carga Verificada de 1 de outubro de 2012 – Fonte: REN

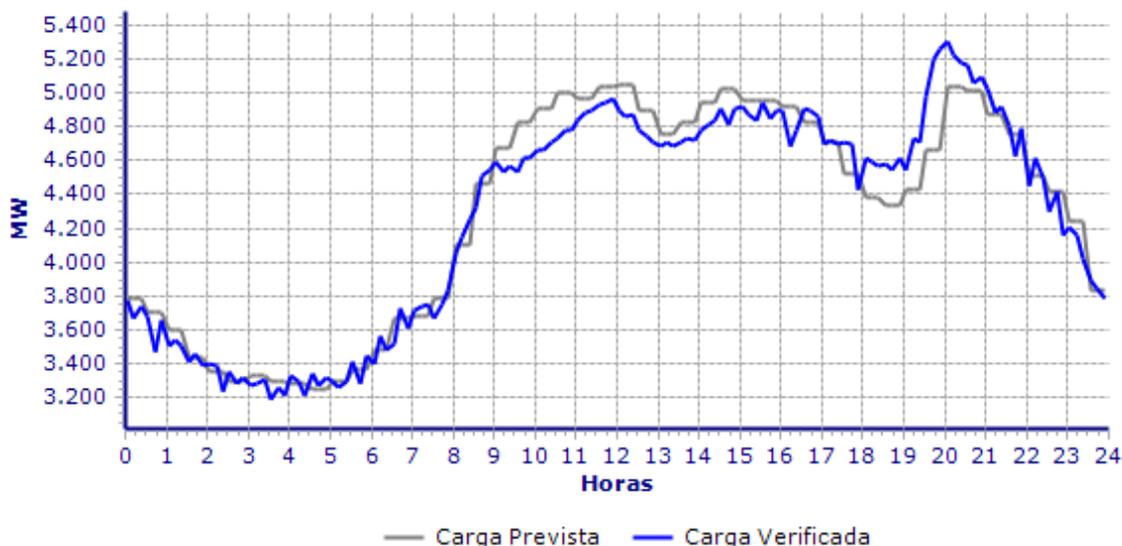


Figura 3.2 – Diagrama Carga Prevista / Carga Verificada

Com um funcionamento nestes moldes, que de resto não conseguimos imaginar como poderia ser diferente com a tecnologia actual, facilmente se imaginam as perturbações que os produtores de energias renováveis intermitentes poderiam trazer ao apresentarem-se isolados neste mercado, especialmente produtores de menor dimensão, sem capacidade para diversificar a sua produção. O sistema não suportaria uma tão grande incerteza no abastecimento.

Mas há um reverso da medalha. O raciocínio que desenvolvemos assenta sobretudo na possibilidade de default do produtor. Pode suceder o contrário, isto é, o produtor apresentar um nível de produção superior ao esperado. Um comercializador com capacidade para prever um nível de output elevado, por exemplo da produção eólica, pode deixar os seus acertos

finais para o mercado diário ou intradiário e conseguir preços estranhos, especialmente para o período da madrugada:

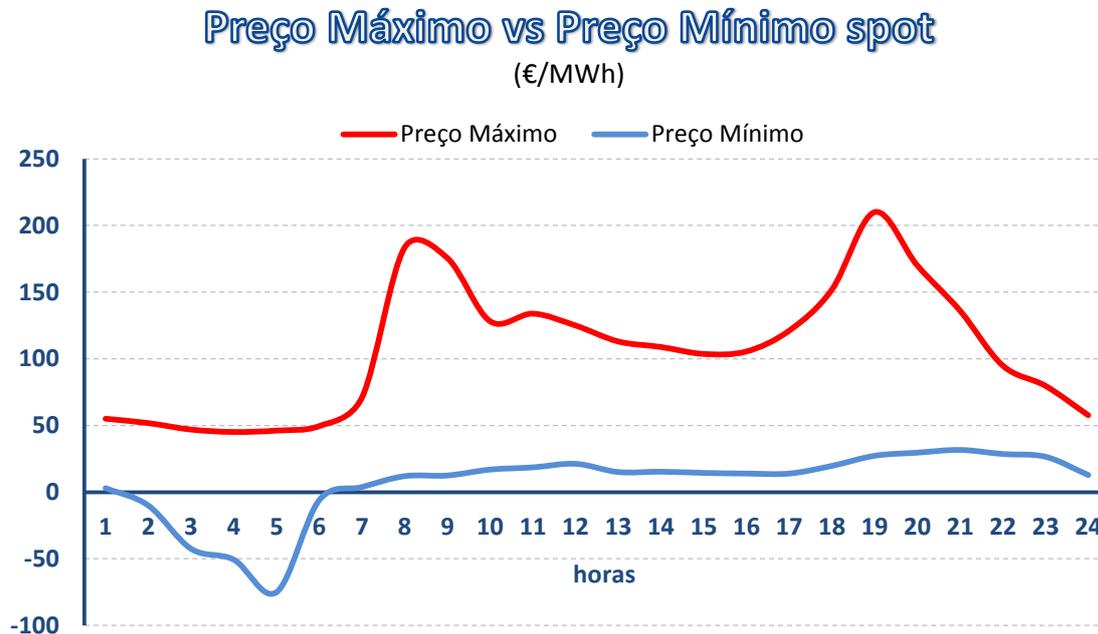


Gráfico 4.2 - Preço Máximo vs Preço Mínimo spot

Fonte: Datastream, Índice EEX

Primeiro temos que dizer que o índice diz respeito a diversos países europeus (não conseguimos obter a lista exata devido a um erro no site da empresa que gere o índice, mas pensamos que dirá respeito aos mercados de Alemanha, Áustria, França e Suíça) - no MIBEL não temos registo de preços negativos. Os dados apresentados referem-se a preços dos últimos 12 meses.

O que sucede é que grandes centrais térmicas, confrontadas com dificuldades de escoamento da energia produzida face a excessos de produção designadamente das eólicas, pesam o custo que teriam que suportar com a imobilização e estão dispostas a pagar para o evitar.

Assim, constata-se que a intermitência traz ao mercado uma componente de volatilidade adicional. A volatilidade que anteriormente se associava à oscilação dos preços das matérias-primas, é agora ampliada pela variabilidade dos recursos renováveis – no gráfico encontra-se reflectido um intervalo de variação dos preços com uma amplitude de 285 €.

Como dissemos não há registo, no MIBEL e mais concretamente no OMIE, de pagamentos dos produtores para escoamento da sua energia. De seguida apresentamos gráficos com dados

do mercado diário e intradiário que o demonstram. Os dados apresentados respeitam apenas ao mercado português e vêm desde a entrada de Portugal no mercado, em julho de 2007.

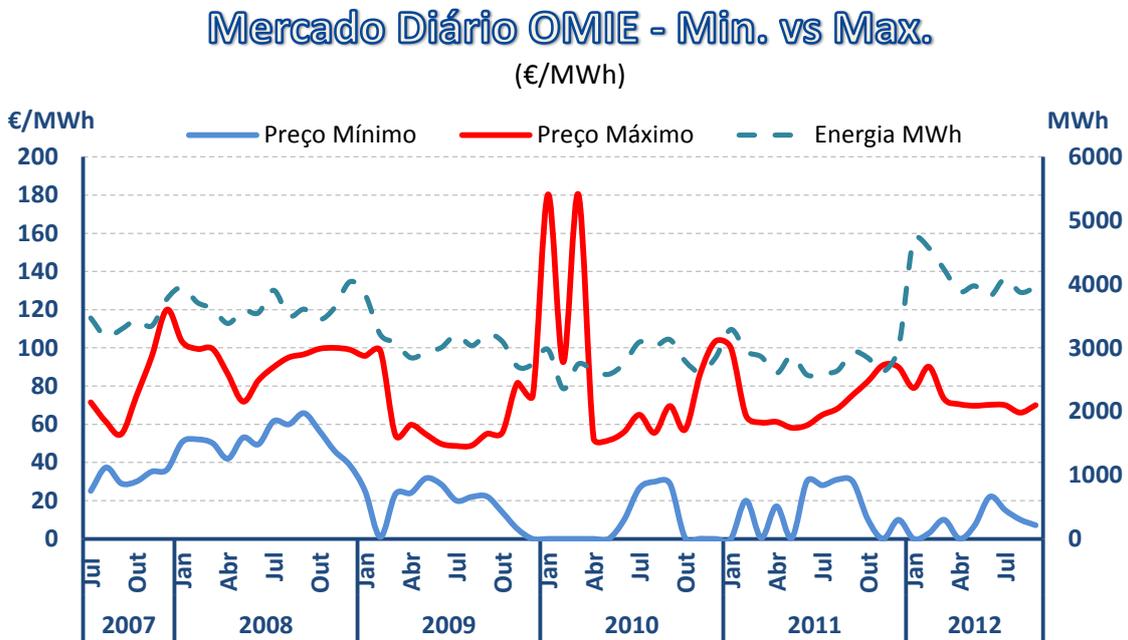


Gráfico 4.3 - Mercado Diário OMIE - Min. vs Max.

Fonte: OMIE

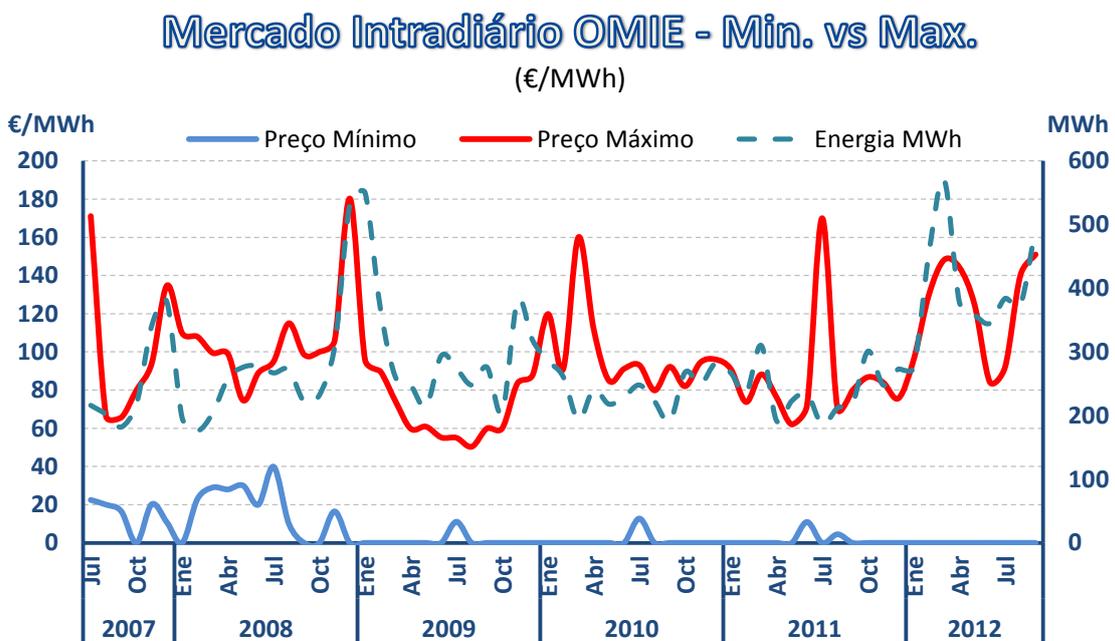


Gráfico 4.4 - Mercado Intradiário OMIE - Min. vs Max.

Fonte: OMIE

Numa primeira observação podemos ficar surpreendidos mediante o que foi dito atrás – a diferença entre os preços do mercado diário e intradiário não parece significativa e o mercado intradiário até tem uma maior frequência de preço nulo, sugerindo tratar-se de uma melhor opção para a aquisição de energia. No entanto, atente-se nas quantidades transaccionadas – a diferença de escala do mercado diário para o intradiário traduz-se numa divisão por 10. Mas então o que estará por detrás desta atitude dos comercializadores, que parecem evitar um mercado, o intradiário, onde aparentemente há mais hipóteses de compra a bons preços? O problema prende-se com os dados. É que é relativamente comum encontrar preços nulos durante a madrugada (mas por vezes há surpresas), quando o consumo é menor e a oferta das eólicas pode subir significativamente. Por outro lado, nas horas de ponta e cheia, os preços podem subir de forma dramática, como se verifica pelo gráfico 3.2 do índice EEX. Poderíamos apresentar os preços médios, mas infelizmente o OMIE apenas apresenta a média aritmética, que não reflecte o peso da maior procura nas horas de ponta e cheia. De facto, se compararmos as médias dos resultados dos 2 mercados, vemos que o preço médio (aritmético) do mercado intradiário é até inferior ao do mercado diário em 0,89 €/ MWh, em média, mas, no caso dos preços máximos, que se verificam quando a procura é maior, a média do mercado intradiário é superior à do mercado diário em 17,32 €/MWh. O fenómeno dos preços baixos verificados pela madrugada já faz com que, por diversas vezes, se transaccionem quantidades de energia relevantes naquele horário, por vezes até superiores às quantidades adquiridas para as horas de ponta e cheio, o que vai em sentido contrário ao da procura: os comercializadores fazem o planeamento da aquisição de forma a não terem que recorrer ao mercado intradiário para as horas de ponta e cheio (ou antes, esforçam-se por isso), mas aceitam ir a esse mercado para as horas de vazio, onde podem aceder a preços mais baixos.

Este é o funcionamento do mercado, de uma forma muito sumária, necessariamente.

O que interessa agora é perceber em que medida os preços resultantes do mercado produzem impacto nas tarifas suportadas pelos consumidores. Já referimos que uma das vias para a entrada desse impacto é pelo sobrecusto da PRE – a ERSE determina o sobrecusto como a diferença entre o valor pago pelo comercializador de último recurso, a EDP Serviço Universal, e o preço médio da energia do mercado livre. Assim, quanto mais elevado for o preço do mercado livre, menor será o sobrecusto.

As tarifas reguladas constituem o próximo tema que vamos abordar.

As Tarifas de Electricidade – Energia e Tarifa de Acesso às Redes

As tarifas de electricidade suportadas pelos consumidores, em Portugal, envolvem, para além da tarifa de energia propriamente dita, um conjunto de outros custos. Esses custos, de uma natureza diversificada, são todos englobados numa tarifa autónoma designada por Tarifa de Acesso às Redes. Dentro da tarifa de acesso às redes, grosso modo, encontramos dois grandes tipos de custos – os relacionados com actividades reguladas e os decorrentes de decisões de carácter político, essencialmente relacionados com a estratégia para a energia.

No que respeita às actividades reguladas estamos a falar das funções desempenhadas por empresas que actuam num mercado monopolístico – a REN e a EDP Distribuição, respectivamente responsáveis pelo transporte e pela distribuição de energia. A ERSE apura os encargos suportados por estas empresas no desenvolvimento da sua actividade, estima uma taxa de rentabilidade que considera adequada ao risco do negócio e determina os proveitos permitidos a estas empresas, que depois são vertidos para as tarifas.

Nos custos decorrentes da política energética também encontramos uma empresa regulada – a EDP Serviço Universal – é ela que adquire toda a energia da PRE e depois a leva ao mercado livre, sendo depois remunerada pelo sobrecusto determinado pela ERSE como já vimos.

Para além destas actividades reguladas, os outros custos que vertem sobre as tarifas são os conhecidos CIEG, que já descrevemos de forma suficientemente exhaustiva.

A tarifa de acesso às redes é suportada por todos os consumidores, independentemente do comercializador com que contratam o fornecimento de energia. Os custos que engloba são estruturados em quatro parcelas:

- Uso Global do Sistema;
- Uso da Rede de Transporte;
- Uso da Rede de Distribuição;
- Comercialização.

As parcelas são determinadas e depois, perspectivando as características de cada consumidor, ou antes, de cada categoria de consumidor consoante o nível de tensão que contrata, formam, de forma aditiva, a tarifa de acesso às redes a imputar a cada tarifa.

Assim, a liberdade de cada comercializador para conceber as suas tarifas, fica restrita à tarifa de energia e mesmo essa também terá uma componente de acesso às redes. Só o preço da tarifa de energia é que é estabelecido em função do resultado do mercado de electricidade e os valores que cada comercializador nele conseguem obter – cabe aqui referir que, ao contrário

do que se verifica com os restantes agentes que actuam nas outras componentes da cadeia de valor do sector eléctrico, os comercializadores livres têm uma estrutura de custos fixos bastante leve: resume-se a sistemas informáticos, recursos humanos e, naturalmente, aos espaços onde estão instalados.

Pelo que já foi dito percebe-se que para analisar a evolução dos preços da electricidade temos que considerar duas dimensões determinantes: a da electricidade em concreto e a da tarifa de acesso às redes.

Do consumo de electricidade falaremos no ponto seguinte. Vamos tentar perceber a evolução da tarifa de acesso às redes.

Teria interesse produzir uma análise transversal a todas as tarifas do mercado e a forma como são afectadas pela tarifa de acesso às redes. No entanto, vamos centrar a nossa atenção sobre o tarifário que nos servirá de referência no nosso projecto, o da Baixa Tensão Especial (BTE), que é o tarifário que a Câmara Municipal de Lisboa contratualizou, em 2008, com a EDP Serviço Universal para fornecimento da energia à iluminação pública de 2ª Circular.

Apresentamos dados apenas a partir de 2008 essencialmente por dois motivos: desde logo porque apenas dispomos de dados da tarifa de acesso às redes na BTE a partir do ano de 2008, depois porque, antes de 2008, o contrato de fornecimento de energia para a iluminação pública subscrito pelo município usava a tarifa regulada de iluminação pública, que não é impactada pela tarifa de acesso às redes de forma idêntica à do tarifário da BTE. Assim, produzindo a análise para o período que compreende dois tarifários distintos, suscitaríamos o aparecimento de enviesamentos aos resultados que queremos demonstrar e que se prendem com o evoluir da proporção assumida pelo acesso às redes na globalidade da factura. Posto isto, vamos então ver que trajectória tem seguido essa proporção.

Gasto Total vs Acesso às Redes

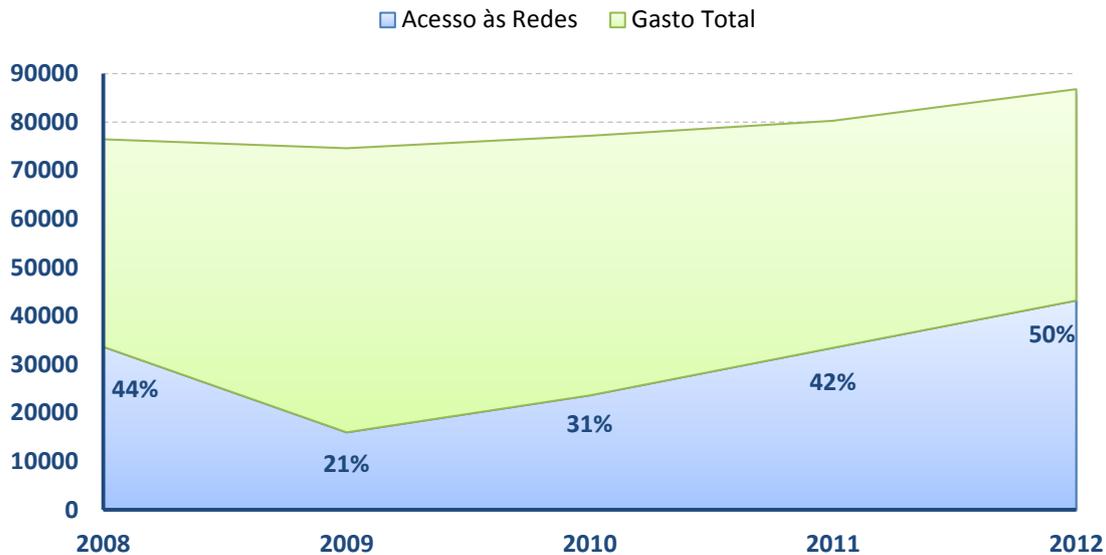


Gráfico 4.5 - Gasto Total vs Acesso às Redes

Fonte: Cálculos próprios a partir dos tarifários da ERSE

No ano de 2012 todos os fornecimentos em BTE são obrigatoriamente servidos por comercializadores do mercado livre. Assim, a Câmara Municipal de Lisboa terá negociado com um dos comercializadores disponíveis uma nova tarifa de energia – não tivemos acesso a essa tarifa. No entanto, realizámos os cálculos usando ainda o tarifário regulado, tendo obtido da ERSE a informação que as tarifas do mercado livre no BTE, sendo mais baixas, estão, no entanto, muito próximas do valor que usámos. Isso significa que a proporção da tarifa de acesso às redes no total da factura já é superior a metade. As áreas do gráfico foram obtidas com valores absolutos, no entanto optámos por incluir as percentagens por forma a permitir uma leitura mais simples e imediata.

A tendência de subida da tarifa de acesso às redes é evidente. A forma como vai evoluir no futuro, assim como a tarifa de energia, é um tema a que voltaremos quando apresentarmos os pressupostos do nosso projecto. Mas poderemos desde já adiantar, que o avolumar do défice tarifário não poderá ser eterno, permanecendo a ameaça da sua introdução nas tarifas, que um dia ocorrerá – falta saber de que forma.

Para concluir esta breve descrição do mercado falta ainda falar da sua dimensão, quer do lado da oferta, ou seja da capacidade instalada, quer do lado do consumo. É esse tema que vamos abordar de seguida.

4.3 Dimensão do Mercado – Capacidade de Produção e Consumo

Vamos apresentar de seguida os dados relativos à oferta e procura de electricidade. Começando pelo lado da oferta expomos, em primeiro lugar, a forma como se desagrega a capacidade instalada pelos dois eixos habituais, isto é, entre produção de energia com base em fontes renováveis e com recursos de natureza não renovável. Dentro de cada um deles, é apresentada a potência instalada das tecnologias mais relevantes.

A Capacidade Instalada em Portugal – 2010 (MW)

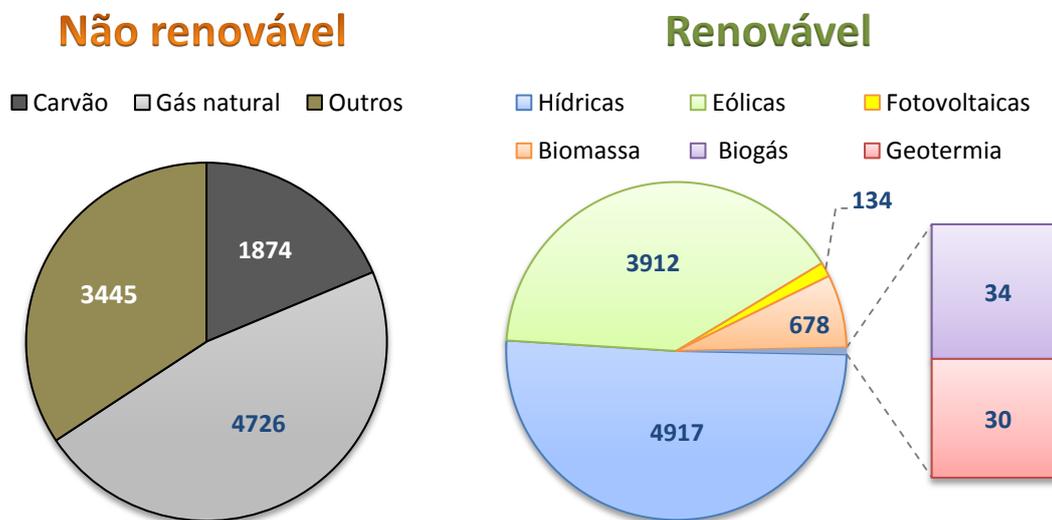


Gráfico 4.6 - A Capacidade Instalada em Portugal - Não renovável vs Renovável

Fonte: DGEG

A capacidade instalada em Portugal era, tradicionalmente, térmica. No entanto, como se constata dos dados do gráfico, em 2010 a capacidade renovável já quase igualava a capacidade térmica. Mas para obtermos um ângulo adequado sobre a capacidade de produção, é necessário olhar para os dados da electricidade produzida:

Produção Bruta de Electricidade (TWh)

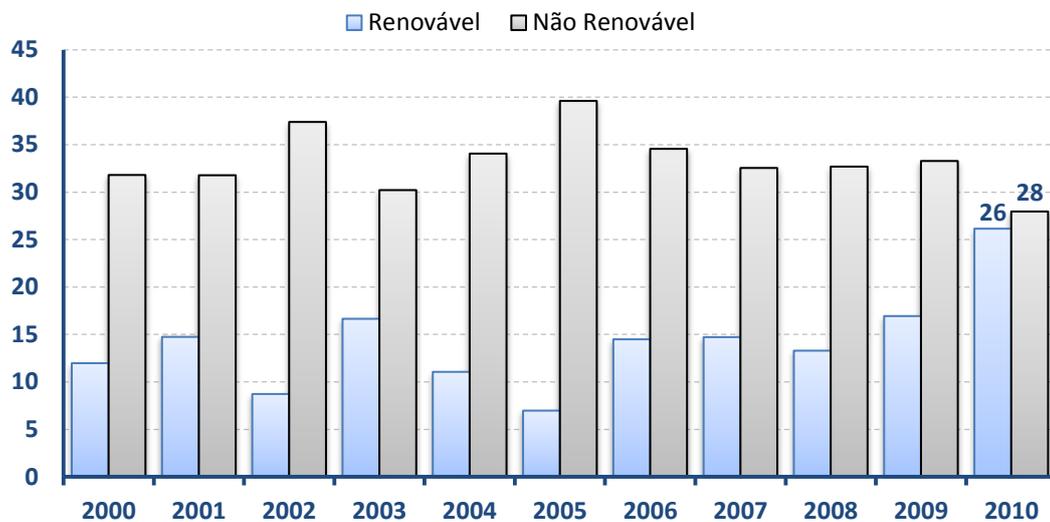


Gráfico 4.7 - Produção Bruta de Electricidade

Fonte: DGEG

Repare-se nas unidades, TWh, o mesmo que 1000 GWh, ou 1000000 MWh

Se tivermos em consideração o que foi dito acerca da intermitência das renováveis não podemos deixar de achar estranha a aproximação do seu nível de produção ao das centrais térmicas. Recorde-se que se estimou um sobredimensionamento da capacidade em cerca de quatro vezes a potência nominal, para obter um nível de output idêntico ao que seria obtido caso o funcionamento se processasse de uma forma contínua. Mas então como explicar o facto de em 2010, com uma capacidade instalada semelhante – 10045 MW de potência térmica contra 9705 MW de capacidade renovável – se tenham verificado níveis de output tão semelhantes? Na realidade há factores que explicam este facto: em primeiro lugar as centrais térmicas também param, já que requerem uma manutenção regular. Depois, 2010 foi um ano de hidraulicidade superior ao normal – cerca de 50% acima da média dos anos anteriores. Finalmente, os dados expostos dizem respeito à produção bruta de electricidade, ou seja, não foi retirada a energia consumida na produção de electricidade, designadamente na bombagem de água nas barragens de capacidade reversível.

Visto o panorama geral do lado da oferta, vejamos agora qual é o comportamento do consumo:

Consumo de Electricidade em Portugal (TW)

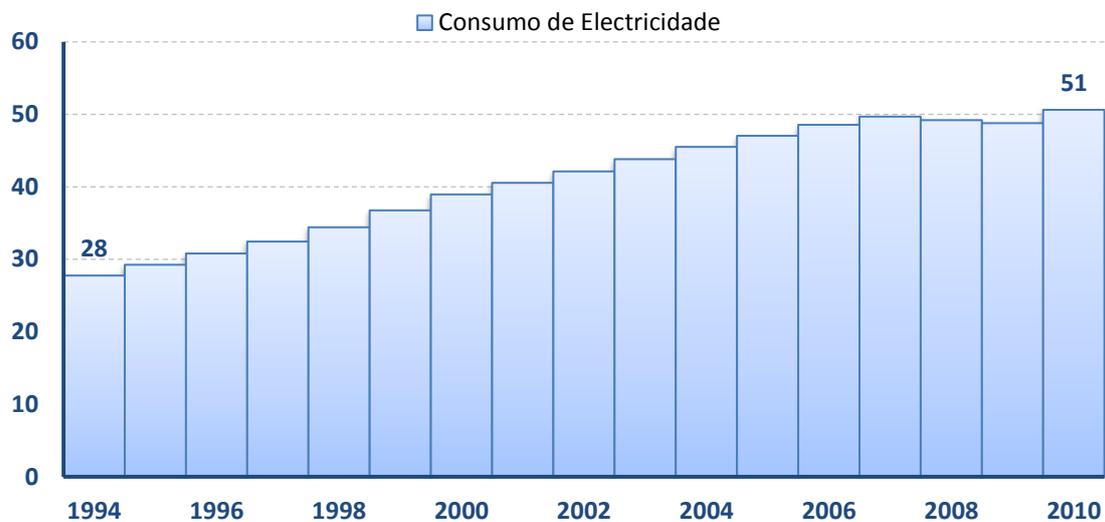


Gráfico 4.8 - Consumo de Electricidade em Portugal

Fonte: DGEG

Não é comum encontrarmos uma série com uma tendência tão regular. Foi necessária a chegada da “crise de um século” para se assistir a um abrandamento do consumo.

Esta tendência é, de resto, idêntica a nível internacional, onde a única diferença que encontramos reside na escala, já que até o abrandamento verificado em 2008 e 2009 foi comum a nível global (IEA, 2012). A perspectiva para o futuro é complexa.

A nível nacional, se a tendência estrutural de crescimento é evidente e se a perspectiva de recuperação económica deixa antever uma subida no consumo, há outros factores que limitam opções peremptórias: desde logo a incerteza no clima económico – espera-se a retoma mas ninguém sabe quanto tempo ela levará a chegar. Por outro lado a recente vaga de emigração, com a dimensão dos números que ecoam pela comunicação social, não deixará de produzir algum efeito. Finalmente, o planeamento estratégico desenvolvido a nível europeu, que já analisámos e onde Portugal até estabeleceu objectivos mais ambiciosos.

A perspectiva global aponta para uma moderação do crescimento do consumo, chegando até a uma eventual redução, no longo prazo, mas que não se espera que seja significativa. A redução está prevista na condição de serem implementados com sucesso os programas de melhoria da eficiência energética. No entanto, recorda-se que em grande parte desses programas é preconizada a substituição de outras formas de energia por electricidade,

designadamente no aquecimento doméstico e, muito importante, no sector dos transportes (IEA, 2010).

Há, de facto, demasiados factores a incidir no consumo futuro de electricidade para podermos avançar com uma visão sólida acerca do trajecto que será percorrido. No entanto, do ponto de vista do investimento, a procura futura não é, pelo menos no curto prazo, uma preocupação tão incontornável como outras que já abordámos. Essencialmente porque na estrutura do fornecimento de electricidade em Portugal, no enquadramento estratégico que já identificámos, há considerável margem não só para aumentar a capacidade instalada (recordemos a nossa taxa de dependência energética), mas também para acomodar alguma substituição de tecnologias de produção, designadamente o carvão. Antes de concluirmos vamos apenas apresentar o gráfico que descreve o consumo da cidade de Lisboa:

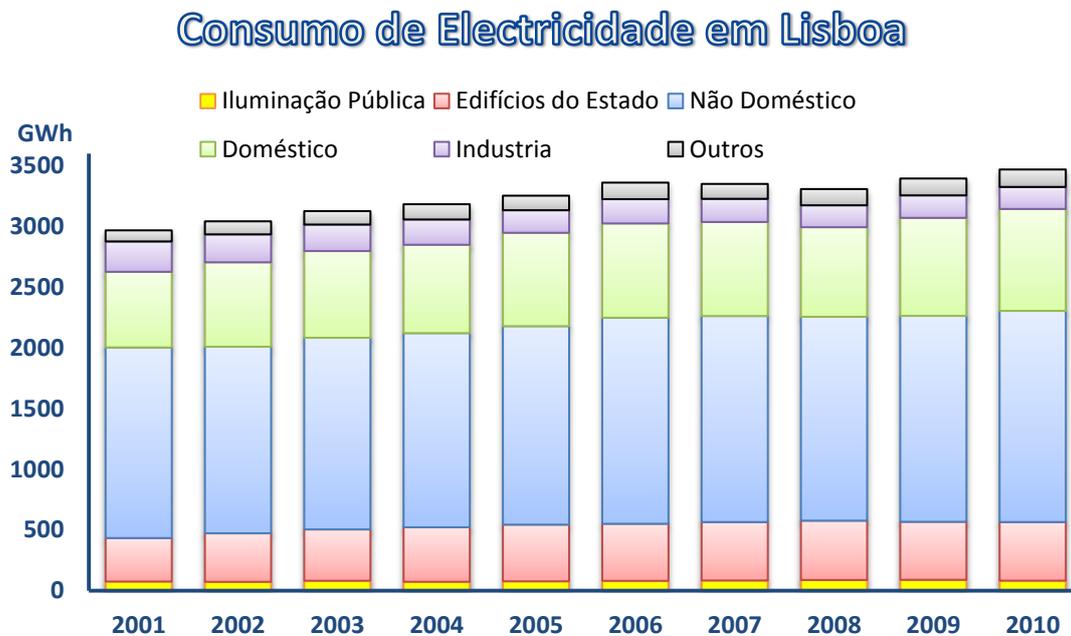


Gráfico 4.9 - Consumo de Electricidade em Lisboa

Fonte: DGEG

Apresentamos os dados desde 2001 e não antes para não sobrecarregar o gráfico e facilitar a leitura da desagregação. O primeiro facto que nos chamou a atenção (não que seja muito exuberante, mas pareceu-nos, digamos, curioso) foi o do valor do consumo da indústria e o seu peso no total. Com um pouco de atenção ao que nos rodeia, verificamos que Lisboa não é hoje, realmente, um concelho com muita indústria de intensidade energética. Mesmo assim, parece-nos curioso que o consumo de electricidade da indústria do concelho represente apenas 38% do que é consumido nos edifícios do estado.

Também podemos observar que o peso da iluminação pública no consumo de electricidade na cidade de Lisboa é quase residual – anda perto dos 2,5% do total, em média. Como mercado potencial admitimos que não será dos segmentos mais atraentes. Há, no entanto, características do funcionamento da iluminação pública que são bastante interessantes na perspectiva de investimento – aprofundaremos este aspecto um pouco adiante. Mas se juntarmos o consumo da iluminação pública com o dos edifícios do estado, percebemos que o erário público suporta, directamente, mais de 16% da factura de electricidade no concelho. Se nos recordarmos da breve exposição que fizemos do Eco.AP, este facto tem o seu interesse. Para além disso, em muitos concelhos do país, com ainda menos indústria, certamente com muito menos serviços, a proporção do consumo do estado assume valores de dimensão muito superior, abrindo boas perspectivas para o investimento em eficiência energética e também na produção limpa e descentralizada de electricidade.

Foi para tentar, de certa forma, medir a atractividade destas perspectivas entreabertas que concebemos o projecto que vamos de seguida apresentar e analisar.

5. Uma Unidade de Miniprodução Fotovoltaica em Meio Urbano

Portugal desenvolveu nos últimos anos um posicionamento que visava criar a imagem de um país na vanguarda da tecnologia, no que à produção de energia com uso de recursos renováveis diz respeito. Esta aposta foi vertida na estratégia desenvolvida pelo poder executivo e há algum consenso em torno do seu sucesso – mesmo os mais críticos reconhecem méritos em algumas das áreas desenvolvidas.

Perante esta nova vocação nacional assumimos a nossa estranheza pelo facto de, ao contrário do que sucede em alguns países europeus, nos Estados Unidos ou mesmo na China, não se



5.1 - Autoestrada na China

assistir, em Portugal, ao surgimento de projectos de pequena/média dimensão para a produção de origem renovável, em meio urbano, para além de instalações domésticas de microgeração e de um plano de considerável abrangência da Câmara Municipal de Lisboa – e de diversos outros municípios do país – para o aproveitamento fotovoltaico e solar térmico nos telhados de alguns equipamentos públicos, como escolas, piscinas ou pavilhões desportivos.

A nossa ideia original passava pela substituição dos equipamentos de iluminação pública da 2ª Circular, em Lisboa, por novos candeeiros que incorporariam, à semelhança dos que se podem ver na figura à esquerda, aparelhos de geração de electricidade, quer com recurso eólico, quer com recurso fotovoltaico. Estes equipamentos são ainda equipados com baterias que, com carga total, asseguram o funcionamento da luminária por um período de 5 a 7 dias, sendo a bateria recarregada nos momentos de produção renovável. Na nossa perspectiva, estas capacidades poderiam ser suficientes para assegurar a autossustentabilidade da iluminação.

Ao iniciarmos os estudos para o projecto pensávamos que o nosso maior problema seria o do elevado investimento – o preço base do equipamento *standard* ronda os USD 5000, estimando-se a necessidade de instalação de cerca de 450 unidades, e ainda de proceder a algumas alterações de design que elevariam o preço. No entanto, ao prosseguirmos com os

estudos preliminares, chegámos à conclusão de que esta solução não tinha viabilidade no local pretendido – era o nosso primeiro choque com a realidade da produção renovável. O recurso eólico no local é muito escasso para gerar energia estando os equipamentos montados a uma altitude relativamente baixa. A imagem que destruiu as nossas ilusões foi poderosa: “esses aerogeradores, a essa altura, apenas produzirão alguma electricidade quando passar algum veículo pesado”.

De imediato colocámos a hipótese de conceber o projecto apenas com os painéis fotovoltaicos, mas rapidamente percebemos que o investimento seria muito menor se realizássemos uma instalação com a metodologia tradicional, ou seja, em vez de colocarmos os painéis nas armaduras, como se observa na imagem 4.1, seria muito mais barato se optássemos pela montagem agrupada, constituindo uma unidade de miniprodução. É a viabilidade dessa unidade que vamos agora analisar. Começamos por apresentar algumas características vantajosas da produção fotovoltaica.

5.1 Vantagens da produção renovável fotovoltaica

A primeira grande vantagem da produção fotovoltaica é, afinal, a vantagem que a maioria das tecnologias de produção renovável oferece: produzir electricidade usando um recurso gratuito e renovável, neste caso a energia transmitida pelo sol, cuja potência é medida em termos de irradiância solar, G , com a unidade W/m^2 .

Para passarmos da potência para a energia consideramos a integração da potência, e passamos a falar da irradiação solar, H_i , que traduz a energia incidente por unidade de área, medida em kWh/m^2 . Serve esta pequena incursão para expormos uma das vantagens da produção fotovoltaica em relação às restantes tecnologias intermitentes. É que a sua intermitência é, digamos assim, limitada, estando há bastante tempo padronizada. Diversos softwares conseguem hoje estimar, para cada posição na europa, a capacidade média de geração de energia fotovoltaica. Grosso modo, esses softwares usam bases de dados com a irradiação de cada local obtendo resultados bastante precisos. Apresentamos os dados relativos à base de dados do Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), constituído no âmbito da Comissão Europeia:

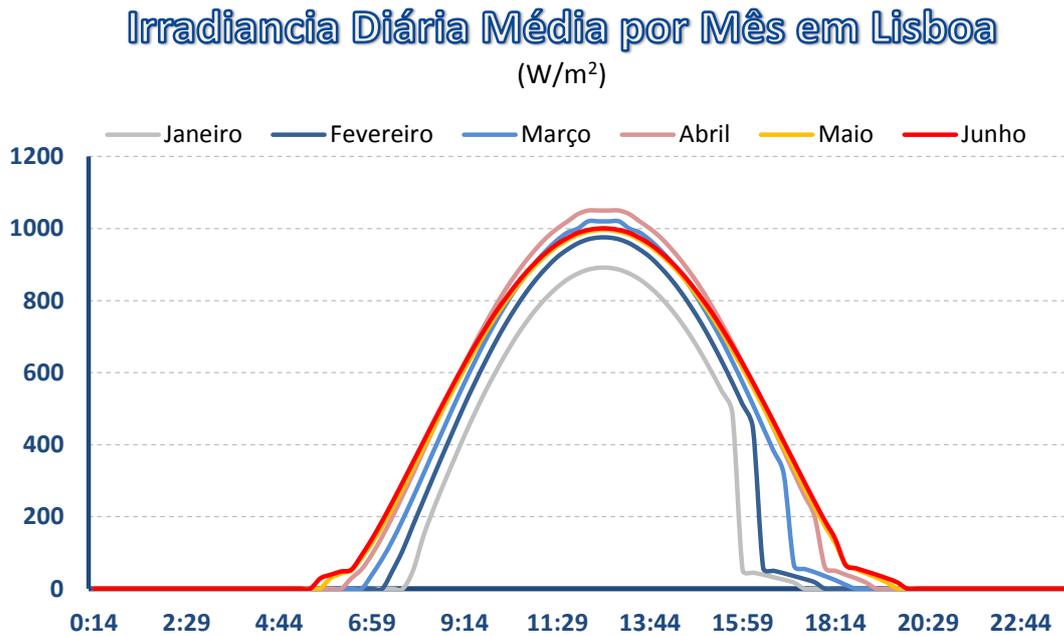


Gráfico 5.1 - Irradiância Diária Média por Mês em Lisboa

Fonte: PVGIS

Incluímos apenas os meses do primeiro semestre porque no segundo as linhas seriam em tudo semelhantes.

Do lado direito das linhas de cada mês observamos uma quebra que impede que se verifique a simetria que seria de esperar. A explicação é simples – o programa incorpora a influência de um hipotético sombreamento do lado poente, que diminui a irradiância. Poderíamos retirar esse efeito, mas optámos por mantê-lo para chamar a atenção para a necessidade de uma colocação cuidada dos equipamentos. De forma geral, a colocação deve evitar a influência de sombreamentos e em Lisboa os painéis deverão estar virados a sul, com uma inclinação em redor dos 33° . Esta inclinação varia ao longo do ano, consoante a posição relativa do sol, procurando-se que o raio do sol se aproxime de uma normal ao plano da superfície do painel, minimizando o designado "efeito do co-seno", que se traduz pela seguinte equação:

$$G_b = G_{b \max} \cos \theta_i \quad (4.1)$$

Com,

- G_b Irradiância;
- $G_{b \max}$ Irradiância máxima;
- $\cos \theta_i$ Co-seno do ângulo de incidência com a normal ao painel.

Variando o co-seno entre -1 e 1, facilmente se percebe que a irradiância é máxima quando o ângulo de incidência coincide com a normal (Castro, 2011).

Mas voltando à questão da intermitência, na tecnologia solar fotovoltaica existe intermitência. O que sucede é que essa intermitência é muito menos irregular e em termos mensais está padronizada, tendo-se estimado valores de covariância interanuais, em algumas áreas dos Estados Unidos, inferiores a 3%, com um intervalo de confiança de 66% (Wilcox & Gueymard, 2010).

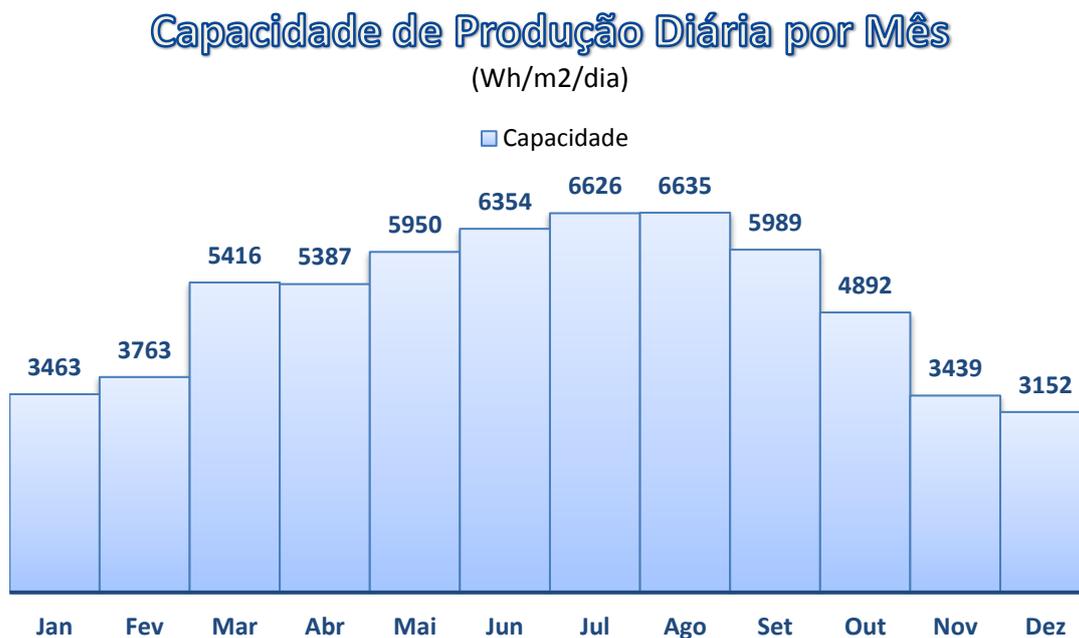


Gráfico 5.2 - Capacidade de Produção Diária por Mês

Fonte: PVGIS

Isto não significa que a produção em dado dia é garantida, mas em termos mensais a estimativa é muito rigorosa. Acresce que os dados fornecidos pela base de dados que usámos na construção dos dois gráficos anteriores foram já, para a cidade de Lisboa, testados e validados empiricamente, com o erro médio estimativa da produção de energia a situar-se em torno dos 4% (Castro, 2011).

Por outro lado, a tecnologia fotovoltaica tem o inconveniente de não funcionar durante uma parte do dia. Mas observemos o que se passa no mercado diário para as horas em que há recurso fotovoltaico:

Preço e Quantidade Média /Hora do Dia (€/MWh; MWh)

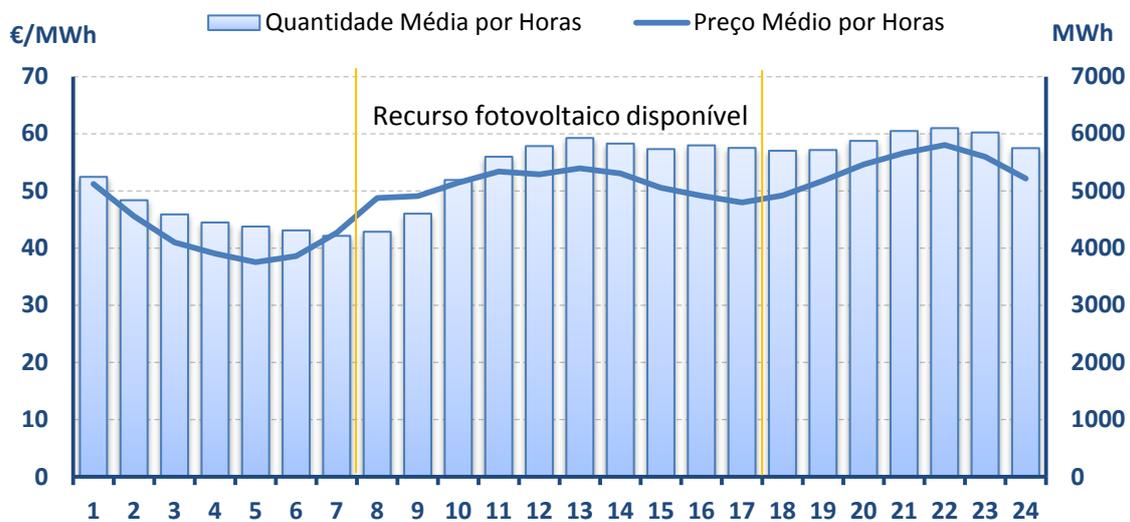


Gráfico 5.3 - Preço e Quantidade Média / Hora do Dia

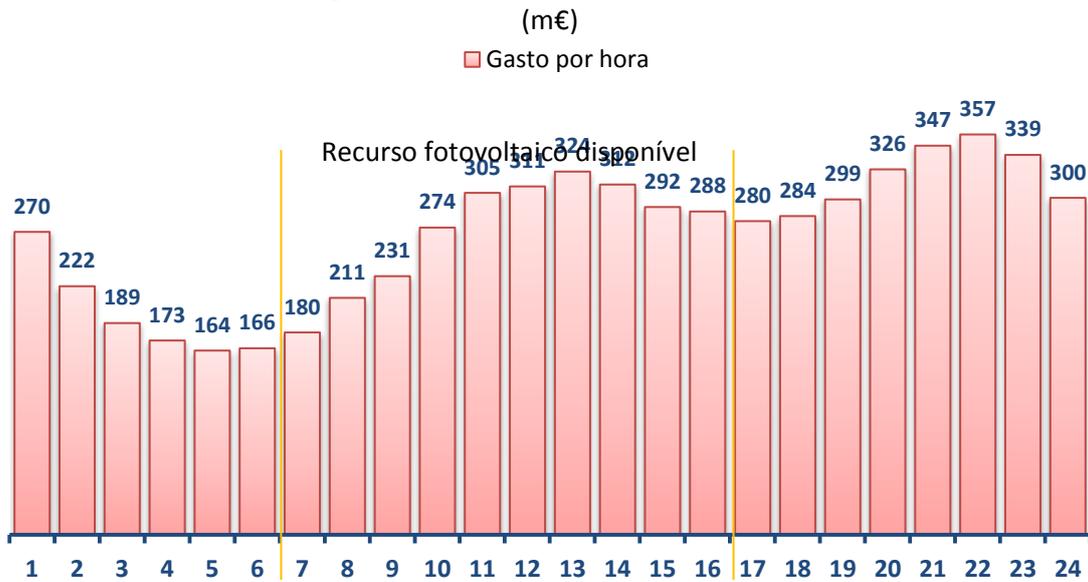
Fonte: OMIE

O gráfico apresenta os dados médios, por cada hora do dia, considerando os dias dos últimos 12 meses (1 de Novembro de 2011 a 31 de Outubro de 2012) e apenas a energia vendida para o mercado português.

O que se observa é que o recurso fotovoltaico está disponível para a produção de energia precisamente numa das partes do dia em que a procura de energia é maior e os preços praticados são superiores (a área que apresentámos de recurso disponível é conservadora, correspondendo ao período em que a irradiância já assume valores substanciais).

O único período com procura superior ocorre pela hora de ponta do jantar, mas com valores, quer para preço quer para quantidade, não muito distantes. Cabe aqui referir que esta configuração no período em redor das vinte e duas horas tem alguma influência cultural – em alguns países europeus a procura verificada nestas horas não assume relevo tão destacado. Voltamos a referir que estes dados se referem ao último ano, mas a configuração do gráfico não se altera muito em outros anos – ocorre oscilação em redor do preço, como é natural, mas não no desenho da sua curva. Segue-se o gráfico que resulta do anterior, apenas para que se perceba de forma imediata a despesa incorrida, a cada hora, na aquisição de electricidade:

Despesa Média em cada Hora

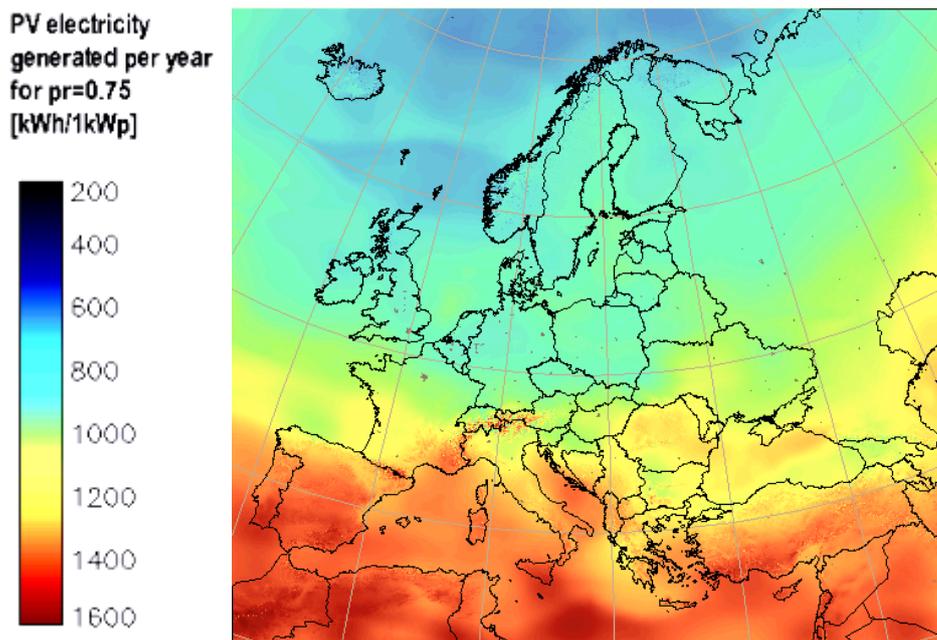


5.4 - Despesa Média em Cada Hora

Fonte: Cálculos próprios a partir de dados do OMIE

Como se vê, o período com disponibilidade de recurso fotovoltaico é aquele em que ocorre maior despesa na aquisição de energia eléctrica no mercado diário, com quase 44% do total, contra quase 35% do período após as 17 horas e cerca de 21% do intervalo entre a meia-noite e as 8 horas da manhã. Uma proporção de 44% deste volume é importante, basta verificar que, no último ano, a despesa ultrapassou os 2300 M€.

Esta explanação não ficaria completa sem a apresentação do mapa seguinte:



Como se pode constatar, Portugal é o país da Europa continental com maior capacidade potencial de produção de energia fotovoltaica – em termos absolutos somos suplantados por Malta e Chipre.

Impressiona também o facto de a Alemanha, país onde, considerando apenas locais em que a instalação de capacidade de produção faz sentido, as melhores localizações não chegam a atingir o potencial das piores localizações em Portugal, a Alemanha, dizíamos, é o país, a nível mundial, com mais capacidade fotovoltaica instalada – dados de 2008 indicam uma capacidade instalada de 5,4 GWp, contra os 13 GWp do mundo inteiro. Nesse ano, a capacidade instalada em Portugal ficava-se pelos 70 MWp (Castro, 2011). O PNAER fixava o objectivo para 2020 em 1 GWp, mas como vimos, as linhas orientadoras da revisão do PNAER reduziram esse valor para metade.

Pese embora o corte em perspectiva no objectivo para a capacidade instalada fotovoltaica, o actual governo introduziu uma medida que, num contexto mais propício ao investimento, poderá produzir um importante estímulo para a criação de unidades de produção – estamos a falar da subida da taxa do imposto sobre o valor acrescentado incidente sobre a factura de electricidade, que agora se situa nos 23%, face aos 6% anteriores.

Demonstrada, como pensamos estar, o potencial do investimento em produção de energia com o recurso solar, apresentamos de seguida aquela que é a nossa instalação de utilização.

5.2 A Instalação de Utilização – a Iluminação Pública da 2ª Circular

O Decreto-Lei 34/2011 condiciona a instalação de unidades de miniprodução à existência, na mesma localização, de uma instalação de utilização com consumo efectivo de electricidade.

A instalação que escolhemos é a iluminação pública da 2ª Circular, eventualmente a via rodoviária mais conhecida do país. Este facto não é alheio à nossa escolha, pois pretendíamos que a nossa unidade tivesse visibilidade e não estivesse associada a uma localização diferenciada, como um local turístico ou uma zona residencial nobre – o objectivo era o de transparecer uma imagem utilitária e de fácil replicabilidade.

Por uma questão de rigor teremos que identificar melhor em que consiste o que designamos por 2ª Circular. De facto, a via prolonga-se mais um pouco para o concelho de Loures, mas

apenas vamos considerar a extensão compreendida dentro dos limites do concelho de Lisboa, sendo esta autarquia a responsável pela iluminação pública neste troço.

Assim, consideramos no estudo a distância de cerca de 9,5 quilómetros, com início a norte/nascente sob o viaduto da Avenida Alfredo Bensaúde (também designado por viaduto do RALIS) e final a ponte no início do IC 19. Grosso modo corresponde ao conjunto das avenidas General Norton de Matos, Marechal Craveiro Lopes e uma parte da Avenida Cidade do Porto.

A instalação de iluminação pública abrange 425 armaduras (ou seja, os postes), a que correspondem 716 luminárias. Em alguns locais surge alguma ambiguidade na apreciação acerca de determinado equipamento e se a sua utilização diz ou não respeito à iluminação da 2ª Circular. Para proceder à necessária desambiguação recorreremos ao Engenheiro João Oliveira, responsável da Divisão de Iluminação Pública da Câmara Municipal de Lisboa.

O Engenheiro João Oliveira também nos forneceu as características das luminárias, bem como o seu consumo, considerando os balastos instalados. São os equipamentos seguintes:

Luminária	Fabricante	Potência (W)	Consumo (W/h)	Unidades
Onyx 3	Schreder	400	430	264
Onyx 2	Schreder	250	275	51
Z2.N	Schreder	250	275	269
Z2.N	Schreder	150	169	20
Z2.N	Schreder	100	113,6	112

Tabela 5 - Luminárias da Iluminação Pública da 2ª Circular

A potência total instalada atinge os 217,62 kW.

Junto da Lisboa e-Nova, por intermédio do Engenheiro Nuno Cegonho, obtivemos o horário de funcionamento, que se reflecte num número anual de 4162 horas de uso, distribuídas ao longo do ano de forma, naturalmente, indexada ao nascer do sol e seu ocaso.

Com os dados obtidos o consumo anual estimado é de 905747,75 kWh.

Como já vimos, até 2008 era usada a tarifa de iluminação pública no contrato de fornecimento e a partir dessa data optou-se pela tarifa de BTE. Os cálculos que efectuámos confirmam tratar-se da melhor opção, designadamente a BTE de Longas Utilizações:

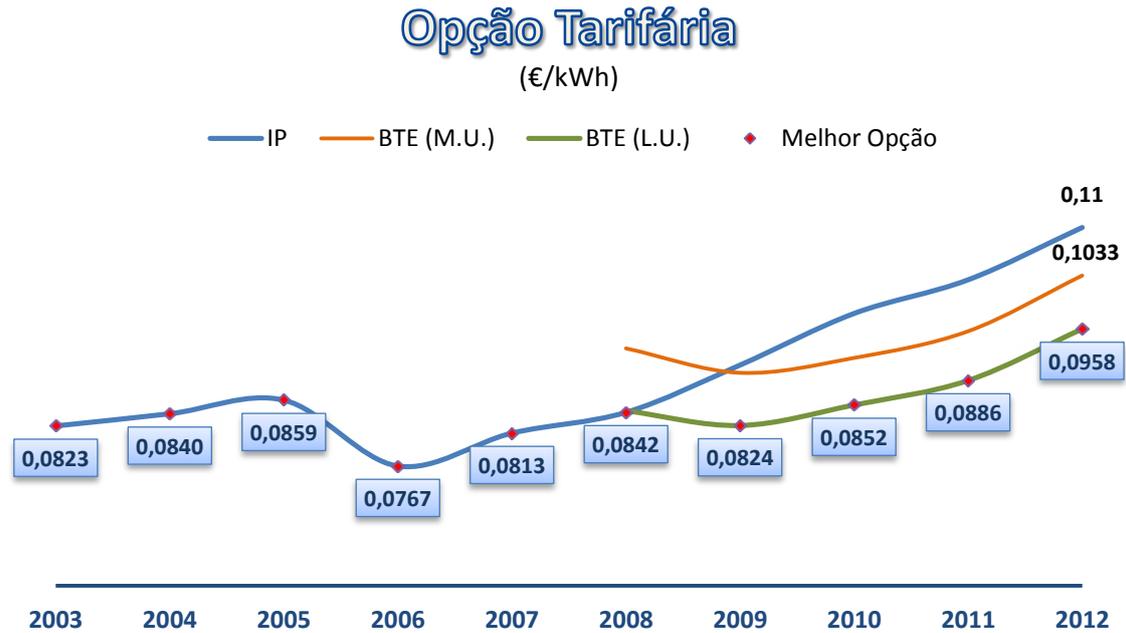


Gráfico 5.4 - Opção Tarifária

Fonte: Cálculos próprios a partir de dados da Câmara Municipal de Lisboa e dos tarifários da ERSE

O que tornou a opção pela tarifa de BTE em longas utilizações mais vantajosa foi a modificação introduzida pela ERSE na estrutura daquele tarifário, criando o período de Super Vazio, e a alteração do ciclo horário, com a deslocação do período de horas de ponta e de horas de cheio.

Usando as tarifas mais vantajosas em cada período e conhecendo as horas de funcionamento e a potência instalada, pudemos estimar o gasto monetário:

Gasto com a melhor opção

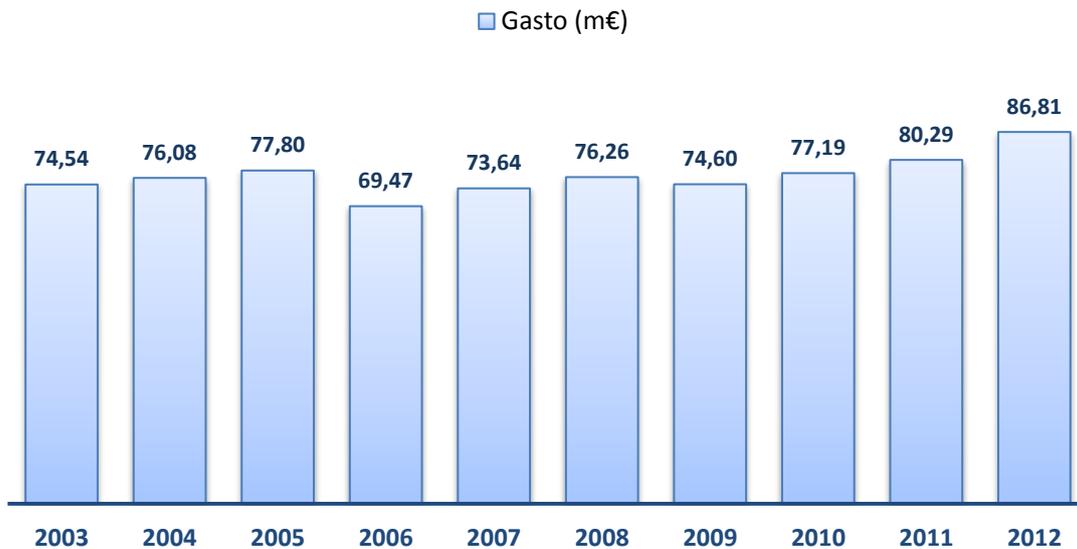


Gráfico 5.5 - Gasto com a melhor opção

Fonte: Cálculos próprios a partir de dados da Câmara Municipal de Lisboa e dos tarifários da ERSE

O gasto é significativo e pela perspectiva que reúne consenso, tem tendência a aumentar nos próximos anos. Depois, há que ver que, em termos de energia, a iluminação da 2ª Circular corresponde a apenas 1,096% do total do consumo da iluminação pública da cidade, ou a 0,026% da electricidade consumida no concelho. A eficiência energética é uma urgência.

5.3 Dados de Base do Investimento em Capital Fixo do Projecto

A instalação da unidade fotovoltaica vai ser estruturada por troços – a iluminação pública da 2ª Circular também é alimentada por diversos pontos de ligação, ao longo do seu trajecto, cada um servindo um dos troços. Assim, os troços a considerar serão:

- IC-19 - Viaduto Fonte Nova (1);
- Viaduto Fonte Nova - Eixo NS (2);
- Eixo NS - Viaduto Campo Grande (3);
- Campo Grande - Bifurcação da Av. Berlim (4);
- Bifurcação da Av. Berlim-V. do RALIS (5).

Não tivemos acesso aos troços e respectivos pontos de alimentação, mas esta estrutura enquadra uma distribuição exequível desses troços.

Passamos a apresentar os equipamentos a instalar.

Em primeiro lugar os módulos fotovoltaicos e depois os inversores. Estes são os equipamentos principais da instalação. O restante equipamento, como a cablagem, vê o seu custo incluído na orçamentação global, que é dada por um custo por kWp. Eis os módulos a instalar:

Troço	Potência kWp	Pot. Corrigida	Nº de Módulos	Área Ocupada
1	15	15	65	125
2	40	40	176	333
3	15	15	65	125
4	40	40	176	333
5	21	21	90	175
TOTAL	131	131	572	1091

Os módulos são todos do modelo REC 250PE.

Agora os inversores:

Troço	Nº de Inversores	Modelo
1	1	Kaco Powador 18TL3
2	4	Kaco Powador 12TL3
3	1	Kaco Powador 18TL3
4	4	Kaco Powador 12TL3
5	2	1K. Powador 8000xi e 1 Kaco Powador 14TL3
TOTAL	12	

Na tabela dos módulos consta uma coluna referente à potência corrigida. Trata-se da adequação da instalação à potência contratada. Para além disso, se repararmos, o valor da potência do sistema está quantificado em 131 kWp, o que excede os 50% da potência da instalação de utilização, que é de pouco mais que 217 kW. No entanto, os 131kWp são um valor indicativo da potência que o sistema teria caso estivesse sempre a funcionar nas condições de referência, que correspondem a uma irradiância de 1000 W/m². Estas condições

só se verificam, em Lisboa, algumas horas por ano. Os 131 kWp estão dentro do limite de potência em termos médios.

5.4 Primeira análise do projecto

A orçamentação de que dispomos foi realizada pelo Engenheiro Nuno Gonçalves, da empresa Enerwise. O custo estimado da instalação é de 1,75 €/Wp. Assim, o nosso Capex será de 252830,00€.

Com esta capacidade instalada, conseguir-se-ia, pressupondo uma montagem com a orientação correcta, uma produção anual de 176600 kWh, menos de 20% do consumo da instalação de utilização. A produção distribui-se do seguinte modo em termos mensais:

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
9784	11161	15629	16265	17854	18260	18966	19355	16865	14093	9837	8530

Eventuais diferenças entre os parciais acumulados e o total resultam de arredondamentos.

Já demos os primeiros passos necessários para obter o nosso primeiro indicador de viabilidade. No entanto, ainda faltam alguns dados. A saber, a durabilidade dos equipamentos, as despesas com operação e manutenção e seguros. E elas são as seguintes:

- Durabilidade dos equipamentos:
 - Módulos Fotovoltaicos: 25 anos com perda de capacidade de 0.8%/ano;
 - Inversores: 15 anos;
- Despesas de Operação e Manutenção: 0,4% do investimento inicial (orçamentado);
- Seguros: 0.3% do investimento inicial (Bethany Speer, Michael Mendelsohn e Karlynn Cory, 2010).

As despesas de operação e manutenção foram orçamentadas pelo Engenheiro Nuno Gonçalves. Quanto aos seguros não obtivemos resposta das seguradoras que contactámos.

Estamos neste momento capazes de determinar o primeiro indicador de viabilidade, o Levelised Cost of Electricity (LCOE), que é o custo médio da electricidade produzida em toda a vida do projecto. É dado por:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n I_t + O\&M_t + S_t}{(1+r)^t} / \frac{\sum_{t=1}^n E_t}{(1+r)^t} \quad (4.2)$$

Com,

- LCOE* Levelised Cost of Electricity;
- I_t Investimento realizado no período t;
- $O\&M_t$ Despesas de Operação e Manutenção do período t;
- S_t Despesa com seguros do período t;
- r Taxa de actualização;
- E_t Energia produzida no período t.

Nesta fase fazemos a análise sem determinar a taxa de actualização, ou seja, calcularemos o LCOE com taxas compreendidas dentro de um intervalo com limite inferior de 6% e limite superior de 18%. Apresentamos os resultados para toda a vida do projecto e para 15 anos:

	25 Anos				
Taxa	6%	9%	12%	15%	18%
LCOE	126,07	156,6	189,7	224,65	260,89
	15 Anos				
Taxa	6%	9%	12%	15%	18%
LCOE	158,42	184,91	213,79	244,69	277,26

Percebe-se de imediato que quanto mais alta a taxa de actualização maior será o LCOE. Por outro lado, se diminuirmos o tempo de exploração o LCOE aumenta. Estes resultados devem-se ao efeito da actualização – uma vez que do lado dos custos o maior valor ocorre no ano zero, onde a actualização não tem impacto, as diminuições provocadas nos restantes custos não são significativas, na exacta medida que os seus valores antes da actualização também não são muito consideráveis. do lado da energia o impacto é muito maior, já que por ter um valor quase constante ao longo do tempo a actualização produz efeitos muito mais significativos.

Há uma questão que se levanta: se este é um indicador de viabilidade que conclusões é que se podem tirar? A conclusão resulta da confrontação dos custos apurados com os preços do mercado de electricidade. Na verdade nem vale muito a pena fazer esse exercício. Basta dizer

que o valor médio considerado pela ERSE na fixação das tarifas reguladas para 2012 foi de 60 €/MWh, sendo que o nosso preço mais baixo seria de 126,07 €/MWh. No entanto, temos que considerar as *feed in tariffs*. Como vimos quando apresentámos o Decreto-Lei 34/2011, a tarifa de referência para a energia fotovoltaica é neste momento de 215 €/MWh. Para nos habilitarmos a essas tarifas teremos que competir no leilão e propor um desconto a essa tarifa. Para fazer essa proposta teremos que proceder a uma análise financeira mais elaborada, mas o LCOE já nos dá algumas pistas – na análise para toda a vida do projecto o valor mais elevado do LCOE e ainda abaixo dos 215 €/MWh ocorreu com uma taxa de actualização de 12%, a preços constantes, ou seja trata-se de uma taxa real. De facto, apurámos que a taxa máxima que propicia um LCOE de 215 €/MWh é de 14,2%. Já para um horizonte temporal de 15 anos – o período em que vigora a *feed in tariff* – a taxa máxima suportada neste âmbito é de 12,12%. Ou seja, a taxa de rentabilidade real adequada ao risco deste projecto não poderá andar muito longe destes valores.

Falta referir que nas contas do LCOE não foi incluído um gasto a suportar pelo uso dos terrenos camarários. Fizemos esta opção porque a configuração da proposta a conceber passa pela exploração da unidade por um período de tempo (muito) inferior ao da longevidade dos equipamentos, findo o qual a posse da instalação passaria para o município. Na realidade a exigência por parte da Câmara Municipal de uma remuneração anual para os terrenos (espaços que neste momento não produzem qualquer resultado económico. Estamos a pensar em terrenos contíguos à via, como sejam os do interior do nó de acesso ao Eixo Norte-Sul, ou os da saída da 2ª Circular para a Rotunda do relógio), isso produzirá efeitos muito pesados sobre a viabilidade do projecto. Se considerarmos uma remuneração anual de 24000 €, o novo valor do LCOE é o que se segue:

	25 Anos				
Taxa	6%	9%	12%	15%	18%
LCOE	273,9	303,59	336,07	370,66	406,73
	15 Anos				
Taxa	6%	9%	12%	15%	18%
LCOE	303,31	329,73	358,62	389,61	422,35

Para uma taxa de actualização real de 9%, a remuneração máxima para os terrenos que permite um LCOE abaixo dos 215 €/MWh é inferior a 5000 €/ano, considerando a exploração da unidade durante 15 anos.

Após esta fase de análise preliminar, vamos então passar para a análise financeira.

5.5 Análise Financeira do Projecto

Esta análise vai centrar a atenção no apuramento da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e do Valor Actual Líquido (VAL). Também produziremos resultados para o Período de Retorno Esperado e para o Índice de Rentabilidade do Investimento. Ao considerarmos a introdução de dívida estudaremos também o comportamento da TIR para o accionista, o Valor Actual Líquido Ajustado (VALA) e ainda o VAL usando como taxa de actualização a *Weighted Average Cost of Capital*.

A taxa de actualização será determinada com uso do *Capital Assets Pricing Model* (CAPM).

Embora reconhecendo o mérito de outros métodos, designadamente os que introduzem grandezas probabilísticas no seu desenvolvimento, não recolhemos informação do negócio suficiente para permitir a estipulação de parâmetros de forma adequada.

5.5.1 Apresentação dos parâmetros do estudo financeiro

Começamos pelo método de cálculo da taxa de actualização. Recorrendo ao CAPM o ponto de partida encontra-se na fórmula de cálculo da rentabilidade esperada:

$$R_E = R_f + \beta_L(R_M - R_f) \quad (4.3)$$

Com,

R_E	Rentabilidade esperada;
R_f	Rentabilidade do activo sem risco;
β_L	Beta <i>levered</i> ;
R_M	Rentabilidade do Mercado;

Encontrar um valor adequado para a rentabilidade do activo sem risco é um processo que se reveste, no contexto actual, de alguma complexidade. O procedimento comum aponta para a

adopção da taxa de rentabilidade das obrigações do tesouro, com maturidades de 10anos, o que se afigura algo desadequado no ambiente de crise em que o país se encontra. Em outubro de 2012, as obrigações do tesouro de alguns países europeus apresentavam a seguinte rentabilidade:

Alemanha	1,45%
Áustria	1,96%
Bélgica	3,32%
Dinamarca	1,23%
França	3,12%
Grécia	18,19%
Irlanda	4,76%
Itália	4,94%
Holanda	2,42%
Noruega	2,04%
Espanha	5,66%
Suécia	1,47%
Suiça	0,48%
Portugal	8,19%

Tabela 6 - Rentabilidade de Obrigações do Tesouro Europeias, com maturidade de 10 anos

Fonte: Bloomberg

Se é evidente que alguns dos valores indicam que a designação de “sem risco” não tem cabimento, também poderá oferecer dificuldade reconhecer que outros valores são, realmente, aquilo que entendemos por activo.

O uso da rentabilidade da obrigação portuguesa está afastado – um valor de 8,19% não se pode considerar como rentabilidade adequada a um activo sem risco. Por outro lado, valores demasiado baixos como os das obrigações alemãs, trariam um enviesamento indesejável para a análise, tornando a taxa a apurar mais baixa do que poderá ser um reflexo apropriado do risco do projecto. As obrigações italianas ou até as espanholas apresentam um valor mais próximo do habitual.

Para ajudar a tomar esta decisão surgiram recentemente no mercado emissões de dívida de empresas portuguesas de grande dimensão. O risco atribuído pelo mercado a estes títulos não pode deixar de incorporar, em larga medida, o sentimento económico do país. Estamos a falar

das colocações da EDP e do Banco Espírito Santo (BES). No caso da EDP o mercado absorveu a dívida a uma taxa de 5,75%, já o BES conseguiu a colocação por um valor um pouco mais elevado – 5,87%. A maturidade dos títulos constitui um entrave: 3 anos. Mas admitindo que o mais normal seria a dívida soberana ter uma rentabilidade associada inferior a estas empresas, e considerando o envolvimento dos bancos na economia do país, julgamos adequado adoptar para rentabilidade do activo sem risco a remuneração da dívida do BES, ou seja $R_f = 5,87\%$.

Muito do que foi dito até aqui aplica-se ao raciocínio a desenvolver para o prémio de risco do mercado accionista, ou seja $(R_M - R_f)$. A evolução das obrigações portuguesas envia os valores obtidos pelo procedimento habitual, baseado em séries de valores históricos da rentabilidade destes activos e do mercado accionista, normalmente representado pelo índice principal da Bolsa portuguesa, o PSI 20. Assim recorreremos ao paper do Professor Aswath Damodaran, que estima o valor para o prémio de risco: $(R_M - R_f) = 6,28\%$ (Damodaran, 2012).

Para estimar a componente de risco específico recorreremos à cotação dos títulos da EDP Renováveis. A empresa é a referência em Portugal no sector e está cotada há tempo suficiente para fazer uma regressão minimamente consistente. O valor obtido foi de $\beta_L = 0,9913$. Para remover os efeitos da alavancagem financeira da empresa usámos:

$$\beta_L = \beta_U + (\beta_U - \beta_D) \times (1 - t) \times D/E \quad (4.4)$$

Com,

β_U	Beta <i>unlevered</i> ;
β_D	Beta da dívida;
t	Taxa de imposto sobre os lucros;
D	Dívida da empresa;
E	Valor de mercado da empresa.

Recorrendo à informação constante do site da própria empresa estimámos o valor da dívida financeira em 4018 M€, encontrando-se a capitalização bolsista em 3046 M€. Com um custo de financiamento inferior ao próprio activo sem risco assumimos a hipótese simplificadora de que $\beta_D = 0$.

Com estes dados estimámos $\beta_U = 0,5033$.

Estamos em condições de determinar a taxa de actualização do nosso projecto com financiamento exclusivo por capitais próprios:

$$R_U = R_f + \beta_U(R_M - R_f) \quad (4.5)$$

Com,

R_U Rentabilidade esperada, sem alavanca financeira.

Determinámos o valor de $R_U = 9,03\%$. Podemos iniciar a análise.

5.5.2 Estudo de Viabilidade Económica

Primeiro fizemos a análise adoptando a tarifa de referência do Decreto-Lei 34/2011, de 215 €/MWh. O Mapa de Cash Flows dos primeiros quatro anos do projecto consta em anexo. Os mapas da análise financeira completa encontram-se no suporte informático que acompanha este documento. Obtiveram-se os seguintes indicadores de viabilidade económica:

VAL	40.728,87 €
TIR	11,619%
Payback	13
IR	1,14 €

Com estes valores o projecto é economicamente viável. No mercado os valores estimados para o Payback são consideravelmente menores – 8 a 9 anos. Apesar das suas limitações e alguma desadequação enquanto indicador de viabilidade, temos que referir que é bastante usado, a nível comercial, pelas empresas do sector, de forma a argumentar com a noção do cliente de que o investimento não se justifica perante os valores da factura de electricidade. Após alguma investigação, apurámos que na análise que usualmente é desenvolvida, não é considerado qualquer custo com seguros ou manutenção, e a taxa de actualização é igual à do financiamento bancário que suporta a aquisição do equipamento. No nosso modelo e com os pressupostos usados, só com uma taxa de actualização de 3,34% se conseguiria um período de retorno de 9 anos.

Motivo importante para a análise era o de obter um valor indicativo para o desconto à tarifa de referência a propor no âmbito da candidatura ao regime bonificado de minigeração. O preço mínimo apurado que mantém a o projecto dentro da viabilidade, ou seja, o que proporciona um VAL nulo, é de 176 €/MWh, o que se reflecte num desconto de 39 € à tarifa de referência, isto é, 18%. Recordamos que são admitidas ao regime bonificado os projectos que apresentem maiores descontos, mas posteriormente a tarifa que vigorará, durante 15 anos, é a mais alta que resultar dos projectos seleccionados.

Em toda a análise desenvolvida usámos como cenário central um aumento do preço da electricidade de 4% ao ano, até 2020. Este valor já foi referido por várias fontes do sector – como o Doutor Patrick Monteiro de Barros, durante o debate que já analisámos, e até, de forma indirecta, foi confirmado pelo próprio Ministro Álvaro Santos Pereira, ao declarar, para aquele horizonte temporal, um aumento anual de 2%, em termos reais. Incorporando um cenário de 2% para a inflação aproximamo-nos do nosso valor central (2% é também o nosso cenário adoptado para a inflação). Após 2020 assumimos um aumento da electricidade equivalente à inflação, portanto nulo em termos reais.

A TIR apurada, de 11,6%, não é muito elevada mas mesmo assim abre boas perspectivas para o investimento. Curiosamente os agentes do sector apuram valores para a TIR próximos do que determinámos – cerca de 12% a 13% - facto explicável pela não consideração de outros custos para além do investimento.

O aumento do preço da electricidade no mercado não produz grandes efeitos na rentabilidade – por exemplo, uma taxa de aumento anual de 10% proporciona uma TIR de 12,1%, uma vez que no modelo esse aumento apenas se reflecte a partir do ano 15, quando termina a tarifa do regime bonificado, levando a que o impacto positivo seja devorado pela actualização.

A eficiência da produção tem um forte impacto – se duplicarmos a produção anual, com o actual nível de investimento, a TIR ultrapassa os 25%, o VAL supera o próprio Capex e o Paiback cai para 5 anos. Pôr esta hipótese poderá parecer *naif*, mas a verdade é que a investigação em curso não pára de progredir. Os resultados obtidos no desenvolvimento das nanoantenas apontam para um rendimento próximo dos 80%, para além da particularidade de produzirem energia também durante a noite, contra os 24% obtidos em laboratório dos sistemas mais comuns (Castro, 2011).

Pelo sentido inverso, a redução de 25% no investimento inicial projecta a TIR para os 17,43%. Também aqui há espaço para melhorias, algumas delas nem se relacionam com o custo dos equipamentos, mas com a regulação – por exemplo, em Portugal os contadores da venda de energia são obrigatoriamente colocados em local de livre acesso ao comercializador: em propriedades não muito grandes isto leva a que se necessite de cerca de um dia e meio de trabalho de um instalador. Na Alemanha não há vistoria prévia à ligação à rede – em Portugal é obrigatória e é exigida a presença do técnico responsável da empresa que realizou a instalação, o que levanta obstáculos a uma cobertura do mercado para além do nível regional, no que a pequenas empresas diz respeito.

Mas a verdade é que os preços dos equipamentos estão em queda há vários anos. Os esquemas de incentivos concebidos parecem ter conseguido um dos objectivos, precisamente o da criação de um mercado competitivo. Para além disso, os custos de produção dos módulos fotovoltaicos também caíram bastante, após um período de alegada especulação tendo como alvo o silício, matéria-prima dos painéis mais comuns no mercado.

No que é entendido como um estímulo ao investimento, o regime de depreciações em vigor aponta para uma quota de depreciação anual de 25%, o que se traduz numa reintegração completa ao fim de apenas quatro anos, quanto a nós de forma exageradamente desfasada da longevidade dos equipamentos (25 anos para os painéis, 15 para os inversores). A viabilidade do projecto não se ressentiria de forma significativa se a norma fosse alterada, passando a quota de depreciação para, por exemplo, metade – a TIR cairia apenas residualmente.

Com esta apreciação, passamos de seguida para a avaliação dos impactos do financiamento.

5.5.3 Estudo da viabilidade Global

Não foi tarefa simples conseguir dados para o financiamento. No contexto actual, com manifestações constantes de escassez de liquidez, os bancos não demonstram abertura para informações sobre crédito. Ainda assim, da consulta que produzimos pelo sector do crédito resultou a informação da existência de algumas linhas de financiamento para projectos de energias renováveis e eficiência energética. Essas linhas estão ligadas a fundos do Banco Europeu de Investimento (BEI) e mediante a verificação de critérios relacionados com o binómio energia – ambiente desenham-se financiamentos com taxas que hoje se podem considerar atraentes. Não podemos divulgar a fonte de informação por questões de sigilo, mas obtivemos os seguintes dados:

- Indexante – Euribor (período 3, 6 ou 12 meses);
- Spread – 4% a 7,5%;
- Prazo máximo – 12 anos;
- Contratação – no máximo até 6 meses após o investimento;
- Serviço da dívida – muito variável, negociado caso a caso;
- Taxas médias praticadas – é normal encontrar valores entre 5% e 7%.

Com estes dados admitimos uma taxa de financiamento de 6% e, por simplificação, consideramos prestações anuais, constantes de capital.

Concebemos o financiamento de forma a manter uma cobertura do serviço da dívida de 1,75, quer pelo EBITDA, quer pelos Cash Flows do projecto. O montante foi determinado com uma perspectiva de alcançar um rácio *Debt to Equity* de 100%, ou seja, com o total das origens de financiamento do projecto a distribuírem-se de igual modo entre capitais próprios e capitais alheios. O prazo escolhido corresponde ao mínimo com capacidade para suportar o nível de endividamento identificado, e resultou em 8 anos – como o resultado da exploração é decrescente em consequência da perda sistemática de capacidade e da inflação dos custos fixos, maximiza-se o efeito fiscal dos juros, estando excluída, à partida, a possibilidade de contratar o financiamento após o término da reintegração do capital instalado. Também se assegura uma melhor cobertura do serviço da dívida pela redução dos riscos operacionais, crescentes com o avançar do tempo, ao mesmo tempo que se liberta capacidade de endividamento para o período de reinvestimento (de qualquer forma estávamos sempre limitados pelo prazo de 12 anos, sendo que o reinvestimento ocorre apenas aos 15).

Em anexo encontra-se o mapa de *cash flows* do financiamento, com e sem benefícios fiscais, com a taxa normal e *All-in-Cost*.

Os impactos do capital alheio foram os esperados – uma melhoria da rentabilidade dos capitais próprios.

Primeiro a determinação das taxas:

$$R_E = R_U + (R_U - R_D) \times (1 - t) \times D/E \quad (4.6)$$

Com,

- R_E Rentabilidade esperada, com alavanca financeira;
- R_D Taxa normal de financiamento.

Com a introdução de dívida o risco dos *cash flows* aumenta, o que se reflecte no aumento da rentabilidade exigida pelos investidores. A taxa assim determinada, com um rácio *Debt to Equity* igual a 1, foi de 10,88%. A taxa *All-in-Cost* resultante do financiamento é de 4,79%.

Podemos determinar o WACC:

$$WACC = R_E \times \frac{E}{D + E} + R_D(1 - t) \times \frac{D}{D + E} \quad (4.7)$$

Com,

- $R_D(1 - t)$ Taxa *All-in-Cost*;

Actualizando os *cash flows* obtemos:

$$VAL_{WACC} = 64239 \text{ €} > VAL_{Ru} = 40728 \text{ €}$$

O Valor Actual Líquido Ajustado também evidencia os efeitos benéficos do financiamento, neste caso totalmente derivados do benefício fiscal dos juros, imposto de selo sobre os juros e imposto de selo sobre a abertura de crédito. O financiamento poderia beneficiar de uma bonificação ao abrigo do acordo com o BEI mas não conseguimos qualquer quantificação deste dado pelo que optámos por não o considerar. Para o VALA determinámos:

$$VALF = 7197 \text{ €}$$

$$VALA = VALF + VAL = 7197 \text{ €} + 40728 \text{ €} = 47926 \text{ €}$$

Finalmente, a TIR Accionista confirma os resultados, superando a TIR do projecto e situando-se nos 14,38%.

Em conclusão, para além de economicamente viável, o projecto é também globalmente viável, confirmando-se o benefício para a rentabilidade dos accionistas que resultam da introdução de capital alheio.

Concebemos de seguida o projecto com um dimensionamento superior, portanto já extravasando o normativo em vigor. Esta análise coloca-se numa perspectiva de autoconsumo, em que não é viável (numa análise muito sumária) economicamente, já que baseia o seu preço de venda no de compra para consumo. No entanto, a perspectiva sobre a qual se especula é de que futuramente as *feed in tariffs* darão lugar a um sistema de autoconsumo, não com recurso a baterias, por enquanto muito dispendiosas, mas recorrendo à própria rede eléctrica para funcionar como bateria, isto é, o sistema fotovoltaico produz energia que injecta na rede de dia e o dispositivo de iluminação pública realiza o consumo à noite, procedendo-se ao confronto e acerto de quantidades numa base periódica.

Aqui surge a grande vantagem da iluminação pública como instalação de consumo ligada a um sistema fotovoltaico: o sistema produz energia durante as horas de ponta e cheio e a instalação consome maioritariamente no período de vazio e super vazio. Para além disso, uma instalação de iluminação pública tem um consumo completamente rígido em termos anuais – sabemos exactamente as horas em que funciona e a potência instalada, não havendo, portanto, oscilações que trariam risco ao projecto.

Um possível incentivo à produção fotovoltaica poderia passar pela introdução de um factor de diferenciação pelo horário de produção – o sistema de modulação que apresentámos quando introduzimos o Decreto-Lei 225/2007. O que se poderia perspectivar, e ao que apurámos junto de agentes ligados ao sector não se tratará de uma ideia desadequada, havendo, no entanto, que proceder a melhorias no sistema de controlo de fornecimento, o que se poderia conceber, dizíamos, era um factor de modulação em tudo idêntico ao prescrito no Decreto-Lei 225/2007, mas não com incidência monetária: como o pensamos o factor de modulação incidiria sobre a própria produção. Assim, uma instalação que consumisse, por exemplo 905751 kWh por ano, se estivesse ligada a uma central fotovoltaica que obtivesse um coeficiente de 1,25, apenas necessitaria de uma capacidade instalada de 488 kWp, baixando o investimento inicial para cerca de 850 m€ e assim reduzindo o peso deste factor na rentabilidade: a TIR passaria para 16,2%, bem acima dos 11,8% que resulta da análise pressupondo a actual *feed in tariff*, com o seu valor a igualar a tarifa de referência, ou seja o máximo. Parece-nos uma perspectiva a analisar com maior profundidade – naturalmente, e

apesar de termos recolhido opiniões de responsáveis do sector, não temos os conhecimentos técnicos que o desenvolvimento de um esquema deste tipo exige.

5.6 Uma perspectiva sobre o Eco.AP

Paralelamente ao projecto fotovoltaico, desenvolvemos também um projecto que, para além da produção renovável, incorpora também uma componente de eficiência energética. Com maior rigor, o investimento inicial é esmagadoramente reservado à eficiência energética: consiste na substituição das actuais luminárias da 2ª Circular, que usam lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão, por luminárias LED.

A redução de consumo é dramática – estimamos um valor de cerca de 60%. Cabe referir que não conseguimos fazer um estudo luminotécnico que permitisse, com rigor, aferir da adequação das luminárias LED aos requisitos das normas europeias para a iluminação de vias públicas. Este não é um aspecto despiciendo. A iluminação de vias públicas tem de ser adequada. A CIE 115 estima uma redução de 20% a 30% no número de acidentes nocturnos com a introdução de iluminação adequada.

Apesar de não dispormos de estudo luminotécnico, que apura o cumprimento dos requisitos, designadamente quanto ao fluxo luminoso, regularidade da luminância, encadeamento ou adequação ao tipo de tráfego, dispomos da orçamentação realizada por uma empresa responsável pela realização de projectos semelhantes, que nos garantiu uma solução que garante características semelhantes à da instalação actual.





As fotografias são da auto-estrada Douro Interior e as luminárias são idênticas às que figuram no projecto. No suporte informático que acompanha este documento seguem as fichas técnicas dos equipamentos.

A utilização de LED é, já, mais rentável que a solução adoptada actualmente. Procedemos ao cálculo do Custo Médio Anual equivalente e apurámos que, até um custo de oportunidade de cerca de 16% a opção LED é preferida à de vapor de sódio de alta pressão.

Falando em custo de oportunidade, a introdução dos LED vem produzir alterações no risco do projecto – a EDP Renováveis não actua neste sector.

Para resolver este problema recorreremos à cotação bolsista de um dos principais actores deste mercado, a CREE, INC, cotada no NASDAQ e fizemos a regressão contra o S & P Midcap Index, onde a empresa está inserida.

A CREE não tem dívida financeira, pelo que o Beta da regressão corresponde ao do activo. O seu valor é de 1,0546, obtido a partir das rentabilidades semanais dos últimos 5 anos.

Obtido o Beta relativo à componente LED do negócio, seguimos a abordagem *bottom up Beta*, ponderando cada um dos sectores pelo peso que tem no capex. O Beta do negócio assim obtido é de 0,8469, que se reflecte numa taxa unlevered de 11,19%.

De seguida fomos apurar os *cash flows* e aqui deparámo-nos com as peculiaridades do Eco.AP. Como já referimos, a remuneração do projecto está indexada à eficiência energética conseguida. Essa remuneração é protegida de oscilações no preço da electricidade, sendo inflacionada anualmente seguindo a evolução da energia no mercado, partindo de uma base, natural, que é um ano, ou outro período representativo do consumo da instalação, antes da

aplicação do projecto, e do preço que então se verifica. Mas a repartição da eficiência é que parece, na nossa opinião, pouco atraente.

A Empresa de Serviços Energéticos (ESE) que se candidata propõe um valor de poupança, após uma auditoria ao local, e pelo menos uma parte dessa poupança é garantida – 5% da poupança garantida é reservada, no nosso caso, ao município. Para além desses 5%, as ESSE terão de competir entre si, sendo seleccionadas as duas propostas que oferecerem maior percentagem da eficiência garantida, sendo que o mínimo é de 10% - já vamos em 15% de eficiência garantida para o município. Depois, da eficiência que não estiver garantida, 25% destinam-se à autarquia.

Para além de tudo isto, como vimos, no Eco.AP está prevista a instalação de unidades de micro e miniprodução. Sucede que, mesmo aqui, a autarquia ficaria com 10% das receitas de energia vendida.

Como seria de esperar o projecto não é rentável, verificando-se uma TIR de apenas 4,11%.

De referir que o programa parece ideal, noutros aspectos, à adopção de um *project finance* – é permitida uma autonomia financeira de até 15%, sendo bem acolhida a associação de empresas. Procurámos aprofundar esta vertente, mas no sector bancário a informação que recolhemos é de que “está fora de causa o aumento da exposição ao risco câmara”.

As pequenas e médias empresas parecem, à partida, arredadas do programa, pelo menos de projectos mais ambiciosos como hospitais e outros equipamentos de relevo – teriam que realizar uma auditoria preliminar, fazendo o levantamento de toda a instalação, verificando as suas características. Depois teriam que proceder à selecção de alternativas mais adequadas, incluindo projectos de remodelação. Posteriormente, fariam a proposta, correndo o risco de não serem seleccionados, afundando-se todos os custos preliminares, que numa pequena empresa são relevantes – poderiam reservar durante considerável espaço de tempo, boa parte dos recursos humanos da empresa.

6. Conclusões

Percorremos um caminho extenso até concluirmos pela racionalidade do prosseguimento da aposta, em Portugal, na produção de energia com base renovável.

O enquadramento a nível europeu e os compromissos assumidos a esse nível, não deixam muita margem de manobra aos decisores políticos, caso pretendessem seguir por outro caminho. De facto, o XIX Governo Constitucional já reafirmou o compromisso com os objectivos da Estratégia Europa 2020. Não obstante, as linhas orientadoras do PNAER apontam para um forte abrandamento do ritmo de investimento que se verificou até aqui. O governo definiu metas mais ambiciosas para a redução do consumo de energia, ao mesmo tempo que prevê um nível de actividade económica, em 2020, 8% inferior ao previsto no PNAER – os dois factores conjugados permitem o abrandamento nas renováveis, cujo objectivo é estabelecido como uma proporção no consumo de energia. Algumas tecnologias são completamente abandonadas, o solar fotovoltaico cai para metade.

Esta aposta tem trazido aceso debate para a opinião pública, com detractores a identificar a intermitência do recurso como um obstáculo intransponível ao aumento da produção renovável. O lado verde da sociedade responde com o aumento das exportações e a diminuição da dependência energética – no meio de tudo isto, estranhamente, a vertente ambiental em si mesma não parece ser um tema central – Há quem se lhe refira como “o problema de Quioto”.

No entanto, na análise de investimento da perspectiva do poder político não pode haver externalidades, na medida em que tudo tem que ser internalizado. Se a Comissão Europeia estima uma necessidade de reduzir para 50% dos níveis verificados em 1990 as emissões de GEE para evitar que a temperatura média suba mais de 2 graus, é porque o problema é importante.

Em Portugal a perspectiva vira-se apenas para a rentabilidade.

Não podendo adivinhar os mecanismos futuros desenvolvemos uma análise que apurou que o normativo actual permite a rentabilidade de alguns projectos, mas não de uma forma que se possa considerar excessiva.

7. Referências

- American Physical Society. (2012). *American Physical Society Sites - Energy Units*. Obtido de American Physical Society Sites: <http://www.aps.org/policy/reports/popa-reports/energy/units.cfm>
- Banco de Portugal. (2012). Projeções para a economia portuguesa: 2012-2013. *Boletim Económico - Verão 2012*.
- Bethany Speer, Michael Mendelsohn e Karlynn Cory. (2010). *Insuring Solar Photovoltaics: Challenges and Possible Solutions*. Golden Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Castro, R. (Abril de 2011). *Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica*. Lisboa: IST Press.
- Comissão Europeia. (2011). *A new Directive on Energy Efficiency*. Directorate - General for Energy.
- Comissão Europeia. (2011). *European Commission - Europe 2020 - Key areas: Comparing Member States' performances*. Obtido de European Commission - Europe 2020: http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/themes/13_energy_and_ghg.pdf
- Comissão Europeia. (10 de Setembro de 2012). *European Commission - Climate Action*. Obtido de European Commission: http://ec.europa.eu/clima/policies/brief/eu/index_en.htm
- Damodaran, A. (2012). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*. New York: Stern School of Business. Obtido de SSRN.com: <http://ssrn.com/abstract=2027211>
- DGEG. (2012). *Balanço Energético Sintético 2011*.
- DGEG. (15 de Outubro de 2012). *DGEG - Estatísticas e Preços - Energia Eléctrica*. Obtido de DGEG: <http://www.dgeg.pt/>
- DGEG. (11 de Outubro de 2012). *DGEG Estatísticas e Preços - Energias Renováveis*. Obtido em 11 de Outubro de 2012, de <http://www.dgeg.pt/>

DGEG. (11 de Outubro de 2012). *DGEG Estatísticas e Preços - Indicadores Energéticos*.
Obtido de <http://www.dgeg.pt/>

DGEG. (2012). *Energia em Portugal - Principais Números*.

Electricity Storage Association. (2011). *ESA - Pumped hydro*. Obtido de ESA:
http://www.electricitystorage.org/technology/storage_technologies/pumped_hydro

ERSE. (2011). *TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*.
Lisboa: ERSE.

ERSE. (2012).

Eurostat. (23 de Novembro de 2011). *Energy production and imports*. Obtido de Eurostat:
[http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Main_origin_of_primary_energy_imports,_EU-27,_2001-2009_\(%25_of_extra_EU-27_imports\).png&filetimestamp=20111123174700](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Main_origin_of_primary_energy_imports,_EU-27,_2001-2009_(%25_of_extra_EU-27_imports).png&filetimestamp=20111123174700)

Eurostat. (5 de Outubro de 2012). *"Glossary:Energy dependency rate" - Statistics Explained*.
Obtido em 11 de Outubro de 2012, de
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Glossary:Energy_dependency_rate

HDR Engineering, Inc. (2010). *Hydroelectric Pumped Storage for Enabling Variable Energy Resources within the Federal Columbia River Power System*. Issaquah, Washington.

Hedegaard, C. (16 de Novembro de 2009). *Project Syndicate - A New Climate Deal is Achievable*. Obtido de Project Syndicate: <http://www.project-syndicate.org/commentary/a-new-climate-deal-is-achievable>

IAIP, DGEG, REN. (2007). *Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico*. Lisboa.

IEA. (2007). *Manual de Estadísticas Energéticas*. Paris: International Energy Agency Publications.

IEA. (2010). *Energy Technology Perspectives*. Paris: Publications International Energy Agency.

IEA. (2012). *Key World Energy Statistics*. Paris: International Energy Agency Publications.

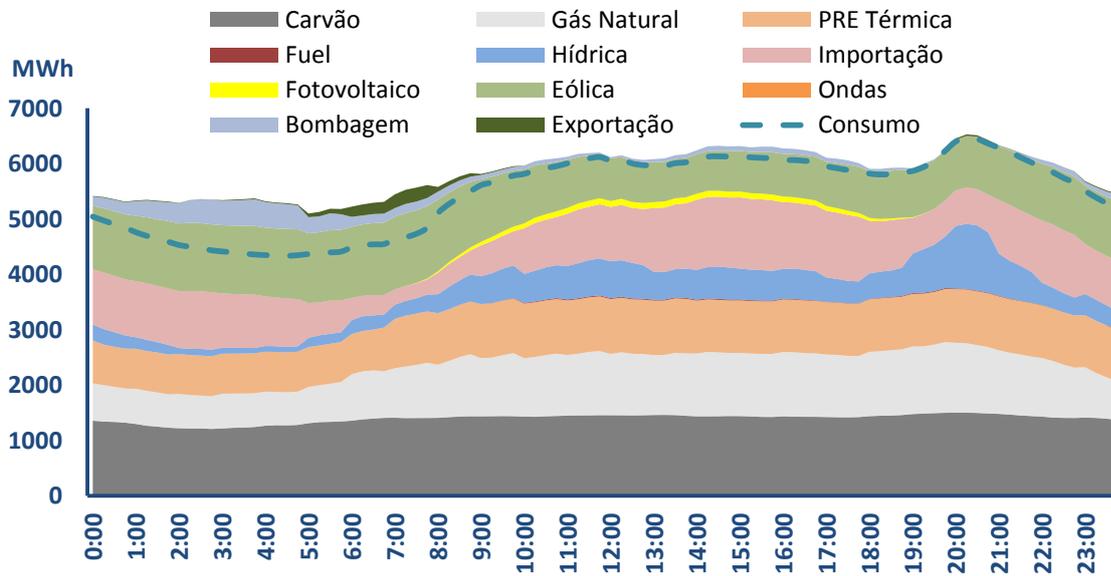
Observatório Astronómico de Lisboa - Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.
(2012).

Wilcox, S., & Gueymard, C. A. (2010). *SPATIAL AND TEMPORAL VARIABILITY OF THE SOLAR RESOURCE IN THE UNITED STATES*. Colebrook.

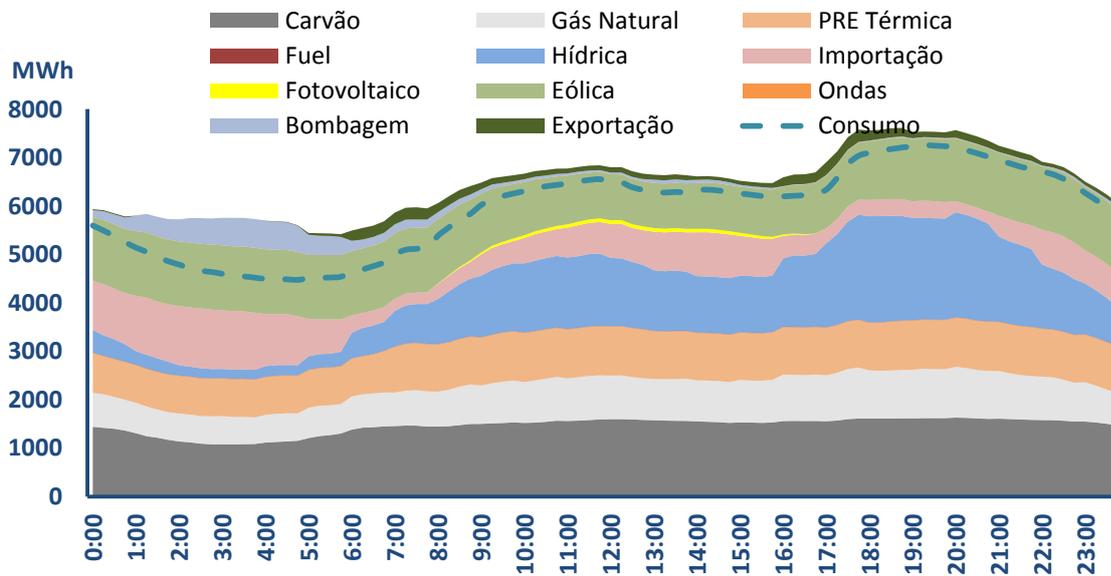
8. Anexos

Gráficos Mensais das fontes de energia consumida em Portugal, a cada hora, fonte: REN.

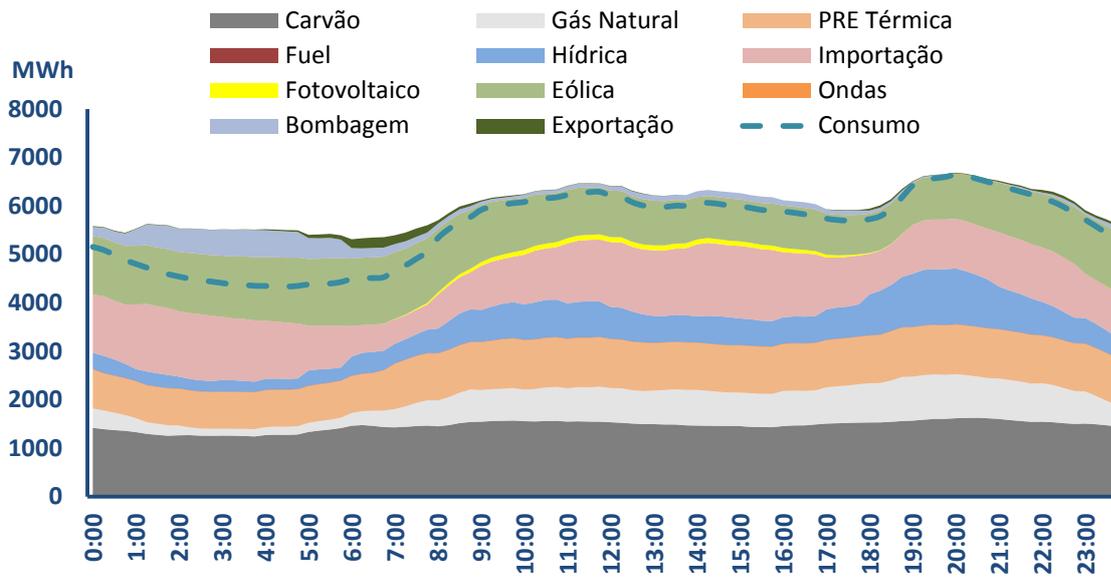
Consumo Médio/Tecnologia - Setembro



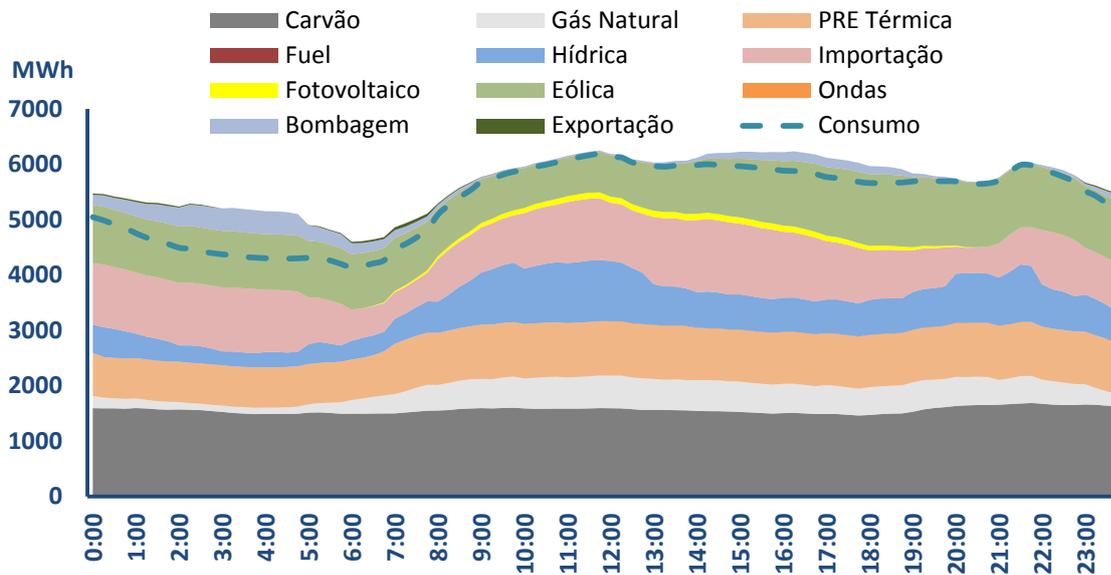
Consumo Médio/Tecnologia - Dezembro



Consumo Médio/Tecnologia - Março



Consumo Médio/Tecnologia - Junho



O Investimento em Energias Renováveis em Portugal

Ano	0	1	2	3	4
Recursos					
Operational CF		36.028,40 €	35.694,34 €	35.362,04 €	35.031,46 €
Valor Residual					
Capex					
WC					
Total de Recursos	- €	36.028,40 €	35.694,34 €	35.362,04 €	35.031,46 €
Necessidades					
Capex	229.250,00 €	- €	- €	- €	- €
Δ WC		3.138,77 €	- 25,11 €	- 24,91 €	- 24,71 €
T. Necessidades	229.250,00 €	3.138,77 €	- 25,11 €	- 24,91 €	- 24,71 €
Cash Flow	- 229.250,00 €	32.889,63 €	35.719,45 €	35.386,95 €	35.056,17 €
Cash Flow Act.	- 229.250,00 €	30.165,42 €	30.047,30 €	27.301,97 €	24.806,51 €
Capex Act.	229.250,00 €	- €	- €	- €	- €
	VAL	40.728,87 €			
	TIR	11,619%			
	Payback	13			
	IR	1,14 €			

Tabela 7 - Mapa de Cash Flows dos primeiros Anos do Projecto. Análise unlevered – 50% da potência instalada.

Cash Flow sem Benefícios Fiscais

113.478,75 €	-	21.483,11 €	-	20.588,74 €	-	19.694,36 €	-	18.799,99 €	-	17.905,62 €	-	17.011,24 €	-	16.116,87 €	-	15.222,50 €
RD		6,514%														

Cash Flow com Benefícios Fiscais

113.478,75 €	-	19.549,07 €	-	18.891,70 €	-	18.234,34 €	-	17.576,98 €	-	16.919,61 €	-	16.262,25 €	-	15.604,88 €	-	14.947,52 €
RD (1-t)		4,791%														

Tabela 8 - Cash Flows do Financiamento Bancário – Análise Levered – 50% da Potência Instalada

