



**Universidade do Minho**

**Escola de Engenharia**

**Eduardo José Gonçalves de Matos**

# **Seleção de Portefólios de projetos de geração de eletricidade**



**Universidade do Minho**

**Escola de Engenharia**

Eduardo José Gonçalves de Matos

# **Seleção de Portefólios de projetos de geração de eletricidade**

Tese de Mestrado em Engenharia de Sistemas

Ramo de Conhecimento Engenharia Produção e Sistemas

Trabalho efetuado sob a orientação de:

**Professora Doutora Paula Fernanda Varandas Ferreira**

**Professor Doutor Jorge Miguel de Oliveira Sá e Cunha**

## AGRADECIMENTOS

Aproveito esta oportunidade para agradecer a todos os docentes que ao longo destes últimos anos partilharam comigo os seus conhecimentos, permitindo dessa forma que atingisse esta fase da minha formação académica.

Aos meus dois supervisores desta dissertação, a orientadora Professora Doutora Paula Varandas Ferreira, um agradecimento especial pelo seu extraordinário empenho na condução deste projeto, pelas sugestões e críticas apresentadas, bem como a disponibilidade de toda a informação necessária, e ao Coorientador Professor Doutor Jorge Cunha, pelos seus preciosos comentários e sugestões expostas, que muito contribuíram para a realização deste trabalho.

Às organizações e empresas que disponibilizaram os dados e toda a informação estatística necessária, em especial a REN-Redes Energéticas Nacionais, a ERSE-Entidade Reguladora do Serviços Energéticos e a FEP-Faculdade de Economia da Universidade do Porto.

À minha família, particularmente à minha filha Mariana e à minha esposa Lúcia, pelas palavras de incentivo e tolerância demonstrada ao longo de todo o percurso académico.



# SELEÇÃO DE PORTEFÓLIOS DE PROJETOS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

## RESUMO

O planeamento elétrico, tradicionalmente, baseia-se na aplicação de modelos de otimização com o objetivo de minimizar os custos do sistema. No entanto, a liberalização dos mercados, a integração no mercado ibérico e o desenvolvimento das energias renováveis aumentaram a complexidade destes modelos. Torna-se então necessário, analisar diferentes metodologias que permitam incluir na análise de cenários e de portefólios de projetos de produção de eletricidade a componente do risco, reconhecendo também a potencial correlação entre os recursos renováveis e entre preços de combustíveis.

As principais linhas de ação da atual política energética em Portugal deverão ir ao encontro dos objetivos de reforçar a eficiência energética, reduzir a dependência energética sem comprometer a segurança de abastecimento, garantir a minimização do impacto ambiental e promover o desenvolvimento das energias renováveis.

Perante um cenário esperado de grande crescimento de fontes de energia renováveis (FER) no setor elétrico, torna-se pertinente estudar a sazonalidade de produção de eletricidade pelas diversas FER, avaliando a potencial complementaridade entre estas como fatores de mitigação ou de incremento de risco. No que respeita às centrais térmicas, a existência ou não de correlação entre os preços dos combustíveis fósseis também deverá ser considerada e incluída nos modelos de planeamento.

A teoria do portefólio eficiente é frequentemente utilizada na seleção de ativos financeiros. No entanto, vários estudos têm revelado o seu potencial quando aplicado ao planeamento elétrico, em geral, e à integração das FER, em particular. Este trabalho pretende demonstrar a possível aplicação deste modelo ao Sistema Elétrico Português, resultando na proposta de cenários futuros para o setor de geração de energia

elétrica, tendo em conta a crescente importância das FER. Os resultados demonstraram que este modelo pode dar um importante contributo à tomada de decisão no setor elétrico pelo reconhecimento da importância da variável risco e da correlação de tecnologias. No entanto, será importante referir a necessidade de adaptar o modelo e variáveis de modo a garantir a inclusão de restrições técnicas que condicionam o planeamento elétrico.

**Palavras-chave:** Energias renováveis; Portefólio de projetos; Sistema elétrico.

# SELECTION OF PORTFOLIOS OF ELECTRICITY GENERATION PROJECTS

## ABSTRACT

The electricity planning traditionally relies on optimization models with the objective of minimizing system costs. However, the market liberalization, the integration in the Iberian market and development of renewable energies, increased the complexity of this planning exercise. It becomes then necessary to study other methodologies in order to include the risk variables and potential correlation between technologies and fuels in the planning process.

The main guidelines of current energy policy in Portugal should meet the goals of improving energy efficiency, reducing energy dependence without compromising security of supply, minimizing the environmental impact and promoting renewable energy development.

Under a scenario of high growth of renewable energy sources (RES), the analysis of the seasonality of electricity production from different RES becomes essential. The possibility of complementarity between these sources as a mitigation or increase risk factor must be evaluated. As for thermal power plants, the existence or not existence of correlation between fossil fuel prices must also be considered.

The portfolio theory frequently supports the selection of financial assets, however several studies also demonstrated its potential use for the electricity planning and for the evaluation of RES integration.

This study aimed to test the possible use of this model on the Portuguese electricity system, resulting in the proposal of future scenarios for the electricity generation sector taking into account the increasing importance of RES. The results demonstrated that this model can give an important contribute to decision making in the electricity

sector, due to the recognition of the risk variable and correlation of technologies. However, the model and variable must be adapted in order to properly account for the technical constraints that restrict the electricity planning.

**Keywords:** Renewable Energy Sources; Project portfolio; Electricity system



# CONTEÚDO

Agradecimentos .....	iii
Resumo.....	v
Abstract .....	vii
Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tabelas .....	xiii
Lista de Abreviaturas.....	xv
Nomenclatura.....	xvii
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Âmbito .....	1
1.2. Objetivos da investigação.....	4
1.3. Metodologia .....	5
1.4. Organização da dissertação .....	5
2. O SISTEMA ELÉTRICO DE PORTUGAL.....	7
2.1. Introdução.....	7
2.2. Evolução da Potencia instalada.....	12
2.3. Diagramas de carga .....	15
2.4. Produção Acumulada .....	23
2.5. As energias renováveis no panorama energético nacional.....	29
3. A teoria de portefólio eficiente em decisões do contexto energético .....	35
3.1. Breve Historia da MPT.....	35
3.2. MPT no planeamento elétrico.....	37
4. Custos de geração de eletricidade .....	39
4.1. Introdução.....	39
4.2. Custo nivelado de cada tecnologia.....	40
4.2.1. Custo nivelado das centrais a carvão .....	44
4.2.2. Custo nivelado das centrais a gás Natural.....	46
4.2.3. Custo nivelado das albufeiras .....	48
4.2.4. Custo nivelado das centrais fio de água.....	49
4.2.5. Custo nivelado das centrais mini-hídricas.....	51
4.2.6. Custo nivelado das centrais eólicas.....	52
4.2.7. Custo nivelado das centrais fotovoltaicas.....	53

5.	Aplicação da MPT ao caso Português.....	55
5.1.	Introdução.....	55
5.2.	Modelo de Otimização.....	56
5.3.	Aplicação ao caso português.....	58
5.4.	Análise dos resultados.....	66
6.	Conclusões.....	69
	Bibliografia .....	<b>Erro! Marcador não definido.</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Caracterização do atual setor elétrico português.....	10
Figura 2: Saldo importador de produtos energéticos .....	11
Figura 3: Potencia média anual emitida para a rede correspondente a cada tecnologia .....	15
Figura 4: Evolução da produção de energia elétrica através do gás natural ao longo dos últimos 3 anos .....	16
Figura5: Evolução da produção de energia elétrica através do carvão ao longo dos últimos 3 anos.....	17
Figura 6: Evolução da produção de energia elétrica através de Albufeira .....	18
Figura 7: Evolução da produção de energia elétrica através de Fio-de-Água.....	19
Figura 8: Evolução da produção de energia elétrica através de Mini-hídrica.....	20
Figura 9: Evolução da produção de energia elétrica através de Eólica.....	21
Figura 10: Índice de eolicidade em Portugal continental.....	22
Figura 11: Evolução da produção de energia elétrica através de Fotovoltaica .....	23
Figura 12: Evolução da totalidade da produção ao longo de 2009 .....	24
Figura 13: Repartição das fontes de fornecimento de energia elétrica em 2009 .....	25
Figura 14: Evolução da totalidade da produção ao longo de 2010 .....	26
Figura 15: Repartição das fontes de fornecimento de energia elétrica em 2010 .....	27
Figura 16: Evolução da totalidade da produção ao longo de 2011 .....	27
Figura 17: Repartição das fontes de fornecimento de energia elétrica em 2011 .....	28
Figura 18: Períodos de desenvolvimento da política de renováveis em Portugal .....	31
Figura 19: Potencial de Energia Fotovoltaica na Europa.....	32
Figura 20: Evolução da produção de eletricidade Renovável em Portugal .....	33
Figura 21: Variação do preço do carvão ao longo do triénio 2009-2011 .....	45
Figura 22: Variação do preço das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> ao longo do triénio 2009-2011 ..	45
Figura 23: Evolução do custo nivelado da produção através do carvão .....	46
Figura 24: Variação do preço do Gás Natural ao longo do triénio 2009-2011 .....	47
Figura 25: Evolução do custo nivelado da produção através do Gás Natural.....	48
Figura 26: Evolução do custo nivelado da produção através de Albufeira .....	49
Figura 27: Evolução do custo nivelado da produção através de Fio de Água.....	50
Figura 28: Evolução do custo nivelado da produção através de Mini-hídrica .....	51
Figura 29: Evolução do custo nivelado da produção através de eólica .....	53
Figura 30: Evolução do custo nivelado da produção através da Fotovoltaica .....	54
Figura 31: Fronteira eficiente.....	62
Figura 32: Comparação da aplicação da MPT com o cenário atual .....	64
Figura 33: Comparação dos resultados obtidos com cenário atual.....	65



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução da Potencia Instalada .....	12
Tabela 2: Dados relativos à produção de energia elétrica através do carvão .....	44
Tabela 3: Dados relativos à produção de energia elétrica através do Gás Natural .....	47
Tabela 4: Dados relativos à produção de energia elétrica através de Albufeira .....	49
Tabela 5: Dados relativos à produção de energia elétrica através de Fio de Água .....	50
Tabela 6: Dados relativos à produção de energia elétrica através de Mini Hídrica .....	51
Tabela 7: Dados relativos à produção de energia elétrica através da eólia .....	52
Tabela 8: Dados relativos à produção de energia elétrica através da Fotovoltaica .....	53
Tabela 9: Dados relativos à TVC de cada tecnologia.....	58
Tabela 10: Correlação entre as diferentes tecnologias.....	59
Tabela 11: Portefólio com risco mínimo associado .....	60
Tabela 12: Soluções de portefólios energéticos com diferentes riscos associados.....	61
Tabela 13: Distribuição da produção de eletricidade em 2012 .....	63



## LISTA DE ABREVIATURAS

AIE - Agência Internacional de Energia

CAE - Contratos de Aquisição de Energia

CMEC - Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais

CN - Custo Nivelado

CO<sub>2</sub> – Dióxido de Carbono

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

EDP – Eletricidade de Portugal

ENE - Estratégia Nacional para a Energia

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FC - Fator de Capacidade

FER - Fontes de Energia Renováveis

GEE - Gases com Efeito Estufa

IE – Índice de Eolicidade

IPH – Índice de Produtividade Hidroelétrica

LCOE- *Levelised Costs of Electricity*

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

MPT - *Modern portfolio theory*

O&M – Custos de Operação e Manutenção

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PCH - Pequenas Centrais Hídricas

PNAEE - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

PRE - Produção em Regime Especial  
PRO - Produção em Regime Ordinário  
REN - Redes Energéticas Nacionais  
RES – *Renewable Energy Sources*  
RND - Rede Nacional de Distribuição  
RNT - Rede Nacional de Transporte  
SEN - Sistema Elétrico Nacional  
TVC - Taxa de Variação dos Custos  
UE - União Europeia



## NOMENCLATURA

$\rho_{ij}$  – Correlação entre as tecnologias i e j

$COV_{ij}$  - Covariância das tecnologias i e j

$CN_t$  – Custo nivelado no período t

$E_{(R_i)}$  – retorno esperado a partir da iésima tecnologia ( $R_i$ )

$W_i$  - Peso correspondente à iésima tecnologia no portefólio

$E(\sigma_p)$ - Risco de portefólio

C- Capacidade instalada

FD- Fator de disponibilidade

h- nº horas/ano

$\eta$ - Rendimento da central

P- Potencia emitida no período t

$R_t$  - Rentabilidade no período t

$\sigma_p$  - desvio-padrão do portefólio p que representa o risco desse portefólio

I- Investimento inicial

M- Custos de operação e manutenção

$F_t$ - Custos de combustíveis no período t

$X_t$ - custos ambientais no período t

n- tempo de vida da central

t- Período quarto-horário em estudo

r- Taxa de desconto



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. ÂMBITO

O consumo mundial de energia primária cresceu mais de 50% desde 1980 e, seguindo esta tendência, existe a possibilidade do consumo energético mundial duplicar até 2050 (Saraiva, 2007). Com o objetivo de inverter este cenário, a União Europeia (UE), está empenhada em desenvolver mecanismos que garantam a sustentabilidade energética. A Comissão Europeia propôs um pacote de medidas, “*Energy Package*”, que visam assegurar que a UE cumpra os seus objetivos relativamente à sustentabilidade energética até 2020. As metas conhecidas como “20-20-20” estabelecem 3 objetivos fundamentais: a redução em 20% das emissões de gases de efeito estufa em relação ao ano de 1990; o aumento da quota de consumo energético da UE a partir de FER para 20% e uma melhoria em 20% na eficiência energética da UE. Estas medidas representam uma abordagem integrada das políticas climáticas e energética com o objetivo de combater as mudanças climáticas, aumentar a segurança energética da UE e reforçar a sua competitividade (Comissão Europeia, 2012).

Também a Agência Internacional de Energia (AIE), alerta para a necessidade de haver uma maior eficiência energética no consumo final de energia no sentido da diminuição da emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera e promover a produção de energia através das FER (IEA, 2013).

Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, determina que a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) deverá contribuir para a adoção de práticas que contribuam para a utilização eficiente das fontes de energia, nomeadamente a utilização eficiente da eletricidade, promover a qualidade de abastecimento e a defesa do meio ambiente. Estas orientações estão patentes na Estratégia Nacional para a Energia (ENE) para o horizonte 2020, no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) e no Plano Nacional de Ação para a

Eficiência Energética (PNAEE). Estes planos, em termos práticos, têm como objetivo a introdução de pelo menos 31% de energia proveniente de FER no consumo total até 2020, o que corresponde a uma percentagem de 60% de eletricidade produzida a partir de FER no consumo total de energia elétrica em Portugal (REN, 2011c).

Mais recentemente foram aprovados o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013 -2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013 - 2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020), onde mais uma vez se destaca a importância da eficiência energética e das energias renováveis “relevantes na promoção de um *mix* energético equilibrado, que reforce a segurança de abastecimento e diminua o risco da variabilidade do preço de determinadas *commodities* (...)” (Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013).

A sustentabilidade do sistema de abastecimento de energia passa pela diminuição da dependência de recursos energéticos tradicionais. No caso do petróleo, as suas reservas encontram-se concentradas nalgumas partes do mundo e os preços chegam a Portugal influenciados por inúmeros fatores como a capacidade de extração e refinação, o transporte e o estabelecimento de preços por parte da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Para além disso, a sua produção poderá deixar de crescer dentro de alguns anos. O gás natural permite a obtenção de rendimentos elevados no processo de produção de energia, as suas reservas são abundantes, no entanto, o preço do gás natural está indexado ao do petróleo, o que lhe confere flutuações de preço consideráveis. O carvão, por seu lado, apresenta maior estabilidade de preço, a sua exploração é considerável e distribuída geograficamente. Todavia, as emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera são o grande problema da utilização do carvão no panorama energético devido a imposições ambientais e aos custos de emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera (Saraiva, 2007). Por conseguinte, procura-se cada vez mais incrementar a utilização de FER no sistema elétrico com o objetivo de assegurar a sustentabilidade do sistema energético.

De acordo com Hepbasli (2007), a sustentabilidade energética pode ser garantida através da produção de energia a custos eficientes e de forma amiga do ambiente, ou

seja, utilizando o mais possível as fontes de energia “limpas” e os recursos próprios reduzindo a dependência das importações de petróleo. A redução do uso de combustíveis fósseis, por um lado aumenta a eficiência do sistema energético e promove a exploração das FER fundamental a fim de se atingirem as metas de desenvolvimento da sustentabilidade energética (Ferreira, 2008).

Face a esta procura pela sustentabilidade, é absolutamente necessária a adoção de medidas que vão de encontro a estas diretrizes. O bem-estar da sociedade moderna e o desenvolvimento económico dependem fortemente da estabilidade do sistema de fornecimento de energia. A maioria dos países, independentemente do seu nível de desenvolvimento, enfrentam enormes desafios para garantir essa estabilidade, especialmente no setor da energia elétrica. De facto, o elevado investimento inicial, o custo das licenças de exploração, a incerteza associada aos custos dos combustíveis, os custos de operação e manutenção, os custos ambientais, entre outros, tornam o investimento na produção de energia elétrica como sendo um investimento de grande incerteza e elevado risco associado (Bhattacharya e Kojima, 2010).

Nesse sentido, a obtenção de energia elétrica requer um estudo profundo tendo em linha de conta a procura, ou seja, o consumo previsto e as fontes de energia disponíveis. Adequar a oferta à procura, permite projetar um sistema mais equilibrado, ou seja, permite um crescimento do lado da oferta em função das necessidades do lado da procura (Basílio, 2012).

O estudo apresentado nesta dissertação é baseado no trabalho de Shimon Awerbuch, em que propõe aplicar a Teoria do Portefólio, em inglês *Modern Portfolio Theory* (MPT), desenvolvida por Harry Markowitz (Markowitz, 1952), ao planeamento elétrico, a fim de encontrar uma combinação de tecnologias de produção de energia elétrica que vá de encontro aos objetivos políticos, ambientais e tecnológicos. O resultado do seu trabalho consistiu num modelo de planeamento elétrico dirigido para a implementação de energias renováveis com efeitos positivos sobre o meio ambiente (Awerbuch e Berger 2003).

## 1.2. OBJETIVOS DA INVESTIGAÇÃO

Este trabalho baseia-se fundamentalmente na aplicação da MPT ao caso português, com o objetivo principal de encontrar o portefólio ótimo em termos de tecnologias de produção de eletricidade. Nesse sentido, as tecnologias incluídas neste estudo são: carvão, gás natural, hídrica (albufeira), hídrica (fio de água), mini-hídrica, eólica e fotovoltaica. Com este estudo pretende-se ainda esclarecer a importância do risco associado a cada investimento como parte importante na tomada de decisões no processo de investimento no setor energético à semelhança do que tem sido feito já nalguns países como é o caso da Irlanda (McLoughlin e Basilian, 2006), Itália (Arnesano et al, 2012) e Japão (Bhattacharya e Kojima, 2010).

Será assim aplicada a teoria de portefólio eficiente, desenvolvida inicialmente para ativos financeiros, ao planeamento elétrico de Portugal.

De uma forma mais detalhada, os objetivos específicos desta dissertação são os seguintes:

- Caracterização do sistema elétrico nacional com base na análise dos diagramas de carga de cada tecnologia e na evolução da potência instalada.
- Avaliação do potencial da aplicação do MPT ao setor da produção de eletricidade, partindo do cálculo do custo nivelado de produção de energia elétrica para cada tecnologia.
- Aplicação do MPT ao caso português com base na maximização do retorno de investimento e minimização dos custos.
- Análise comparativa de cenários futuros de geração de energia elétrica para Portugal com forte componente de energias renováveis, construídos com base na teoria de portefólio eficiente.

### 1.3. METODOLOGIA

Ao longo deste trabalho foi feita uma pesquisa bibliográfica a partir da Web, relatórios, publicações de empresas que operam no setor na energia, artigos publicados em revistas científicas, publicações de organismos governamentais formando a base teórica do desenvolvimento da investigação.

Para a realização deste trabalho foi necessário obter dados relativos aos diagramas de carga, que foram descarregados a partir da página Web da Rede Elétrica Nacional (REN), de onde foram igualmente retirados dados relativos à evolução da potência instalada de cada tecnologia. Grande parte da informação estatística foi obtida também através da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). A informação relativa às diversas centrais de produção de energia elétrica, nomeadamente as características atuais e futuras das mesmas e estrutura de custos, foi recolhida das publicações da Agência Internacional de Energia (IEA, 2010)

Todos os cálculos necessários ao longo deste trabalho foram feitos usando a ferramenta *“Microsoft Excel”* e a aplicação do modelo MPT foi feito usando o suplemento de otimização *“solver”* dessa mesma ferramenta.

### 1.4. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho foi desenvolvido em concordância com os objetivos traçados e encontra-se organizado da seguinte forma. Depois deste primeiro capítulo, Introdução, o capítulo 2 começa com uma breve análise à evolução histórica do sistema elétrico português, nomeadamente a evolução das correntes políticas no setor energético bem como a legislação relevante que impulsionaram o crescimento da produção de energia elétrica através das várias tecnologias. Ainda neste capítulo é feita referência ao atual estado do sistema de abastecimento de eletricidade em Portugal, salientando designadamente a dependência de fontes de energia externa e a necessidade de incorporação de maior quantidade de FER no sistema de abastecimento de energia

nacional. É feita uma referência às políticas implementadas em Portugal no sentido de desenvolver as energias renováveis e promover o seu crescimento dentro do panorama energético português. Finalmente mostra-se uma perspetiva de evolução em termos de FER.

No capítulo 3 apresenta-se uma descrição da teoria de portefólio eficiente (MPT), através da sua evolução histórica e principais aplicações no contexto dos mercados financeiros. É feita, ainda, uma síntese da aplicação desta abordagem à seleção de portefólios de tecnologias de produção de eletricidade à semelhança da sua aplicação no mercado financeiro.

O capítulo 4 descreve a aplicação da MPT ao caso português, começando pela descrição dos custos associados a cada tecnologia de produção e respetiva determinação do custo nivelado (CN). São descritas todas as fórmulas de cálculo do CN para as centrais térmicas e para as FER e comparados os resultados do CN ao longo dos últimos três anos. Finalmente descreve-se o modelo para determinação do portefólio eficiente de tecnologias de produção de energia elétrica. São apresentados e analisados todos os resultados obtidos no modelo, os valores de variância, correlação e covariância da taxa de variação dos custos (TVC) de cada tecnologia.

O capítulo 5 descreve as principais conclusões deste trabalho, em função da análise dos principais resultados obtidos no capítulo anterior. São ainda descritas as perspetivas para futuras investigações.



## 2. O SISTEMA ELÉTRICO DE PORTUGAL

### 2.1. INTRODUÇÃO

O primeiro quartel do século XX ficou marcado pelo crescimento acentuado de infraestruturas de produção e distribuição de energia elétrica, ainda sem qualquer política de interligação. No final deste período surge a publicação da “Lei dos Aproveitamentos hidráulicos”, que apresenta a primeira definição da “Rede Elétrica Nacional”, estruturada nas atividades de produção, transporte e distribuição. A exploração de concessões era baseada no regime de serviço público. A publicação da Lei nº 2002, de 26 de Dezembro de 1944 passa definitivamente a dirigir, orientar e intervir no setor dando início à construção de grandes centrais hidroelétricas. Em 1975, à semelhança do que aconteceu com outras atividades económicas assistiu-se à nacionalização do setor elétrico e é então criada a empresa pública com exercício de atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, a EDP. Mais tarde, no ano de 1995, com a aplicação da diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, estabelecem-se as regras comuns com o objetivo da criação do Mercado Interno de Eletricidade, ou seja, o princípio da liberdade de acesso às atividades de produção e distribuição de energia elétrica - liberalização do setor. Nessa altura é também criada a entidade administrativa independente, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (Gonçalves, 2012).

Finalmente, e até aos dias de hoje, a publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, de 20 de Agosto, estabelece o início do processo de liberalização global do setor elétrico, que tem os seus princípios expressos na Diretiva 54/CE/2003, de 26 de Junho, da qual nasce o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) expresso nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha (Diário da República - I Serie-A, 2003). O Decreto-Lei 26/2006 estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do

Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e revoga a Diretiva n.º 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro (Diário da República eletrónico, 2010).

O desenvolvimento do MIBEL destina-se a facilitar a concorrência, a explorar os sistemas interligados e a possibilitar o acréscimo de energias renováveis ao abastecimento de energia elétrica nacional. Estas condições contribuem para a redução de preço final de energia e para a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, contribuindo para a sustentabilidade social e ambiental do país (REN, 2011c).

O SEN está dividido em cinco atividades principais: produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados organizados de eletricidade. De seguida descrevem-se sucintamente, cada uma destas atividades com base em (REN, 2012a).

**PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE:** A produção de eletricidade em Portugal está inteiramente aberta à concorrência e é dividida em dois regimes: (i) produção em regime ordinário, que corresponde à produção através das fontes tradicionais não renováveis e em grandes centrais hidroelétricas, e (ii) produção em regime especial que diz respeito à cogeração e à produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis (FER). No seguimento de diretrizes governamentais, o paradigma do planeamento centralizado de produção de eletricidade é substituído por uma lógica de mercado liberalizado e de iniciativa privada, ficando neste caso, o operador do sistema restrito a funções de intervenção para efeitos de segurança do abastecimento de energia elétrica em situações pontuais, em que se perspetive escassez energética.

**TRANSPORTE DE ELETRICIDADE:** O transporte de eletricidade é feito através da Rede Nacional de Transporte (RNT), mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN.

**DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE:** A distribuição de eletricidade é feita através da exploração da rede nacional de distribuição (RND) constituída por infraestruturas ao nível da alta, média e baixa tensão. A rede nacional de distribuição é explorada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição. As redes de distribuição de baixa tensão continuam a ser operadas no âmbito de

contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores, atualmente concentrados na EDP Distribuição.

**COMERCIALIZAÇÃO DE ELECTRICIDADE:** A comercialização de eletricidade encontra-se inteiramente aberta à concorrência. Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela ERSE. Os consumidores, por seu lado, podem escolher o seu comercializador e trocar de comercializador sem quaisquer encargos adicionais. Os comercializadores estão sujeitos a certas obrigações de serviço público no que respeita à qualidade e ao abastecimento contínuo de eletricidade e, também, a fornecer acesso à informação de forma simples.

**OPERAÇÃO DOS MERCADOS DE ELECTRICIDADE:** Os mercados organizados de eletricidade operam num regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas conjuntamente pelo ministro das Finanças e pelo ministro responsável pelo setor energético. Os produtores que operem sob o regime ordinário e os comercializadores, entre outros, podem tornar-se membros do mercado.

De acordo com a figura 1, a produção de eletricidade divide-se em dois regimes: Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). Segundo a ERSE, considera-se PRE, nos termos da legislação específica, a energia elétrica produzida com base em:

- Energias renováveis (eólica, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, solar, etc.);
- Resíduos;
- Processos de cogeração;
- Microprodução, ou produção de energia elétrica em quantidades muito pequenas (potencia instalada inferior a 5,75KW) ou por uma fonte de energia renovável (na maioria dos casos, sol e vento) ou cogeração de biomassa.

No regime ordinário, a produção assenta em fontes de produção hídrica ou em centros eletroprodutores que utilizam fontes de energia não renovável, sobretudo carvão e gás natural (ERSE 2013).

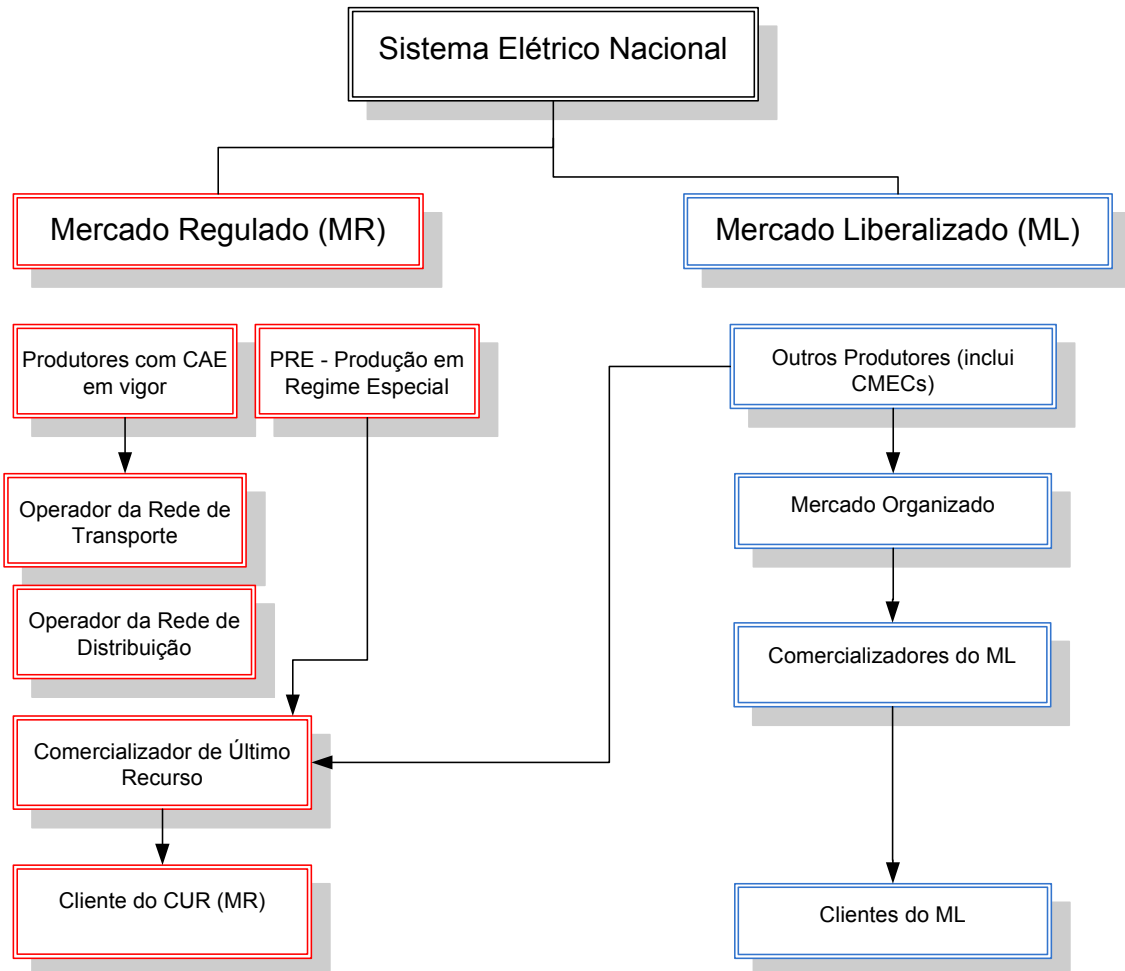


Figura 1: Caracterização do atual setor elétrico português (Fonte: Praça, 2007)

Antes da liberalização do mercado, a maioria da produção de energia elétrica em Portugal assentava em contratos de aquisição a longo prazo (CAE) estabelecidos entre cada centro eletroprodutor e um único comprador que assegurava o fornecimento de energia aos consumidores em geral. A introdução da liberalização veio reformular o modelo organizativo do setor elétrico português com o objetivo de obter uma maior aproximação a uma referência de mercado. Esta aproximação passa pela introdução das centrais de produção portuguesas, incluindo as que detinham CAE, nos

mecanismos de ofertas em mercados organizados. Neste sentido, foi criado o Mecanismo de Manutenção de Equilíbrio Contratual (CMEC) que, através do respeito pelas condições contratuais, permitem efetuar a cessação de CAE, mantendo o equilíbrio contratual subjacente a esses contratos, o que permitiu a cessação voluntária de parte dos CAE existentes e a sua mecânica permite a participação das centrais anteriormente detentoras de CAE, no mercado a prazo, mercado *spot* e mercado bilateral (Gonçalves, 2012).

Portugal é fortemente dependente de fontes de energia externa em particular do petróleo. Esta dependência poderá verificar-se através da figura 2, cujo gráfico foi publicado pela DGEG em Fevereiro de 2012, apresentando o saldo importador de produtos energéticos em Portugal. Embora se verifique uma tendência decrescente, devido à crescente capacidade instalada de FER, os custos com importação de energia aumentaram entre 2009 e 2010, fruto dos sucessivos aumentos do preço da energia primária.

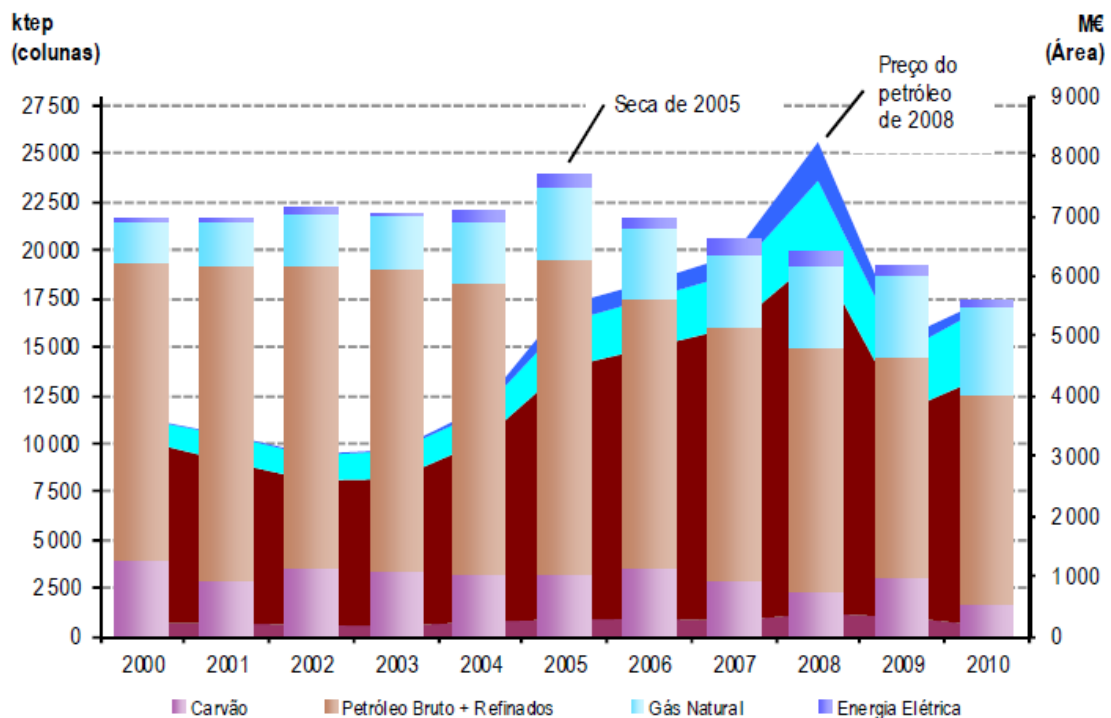


Figura 2: Saldo importador de produtos energéticos (Fonte: DGEG, 2012a)

Os principais recursos naturais provêm de FER, especialmente dos setores hídrico e eólico. Assim, a introdução de tecnologias de produção de eletricidade através de FER tem um papel fundamental para a redução da dependência externa de energia, contribuindo para o aumento da segurança no abastecimento de energia elétrica aos consumidores.

A eletricidade e as atividades de produção de calor são responsáveis por quase 20% do consumo total de energia primária em 2011 e 55% da eletricidade consumida em Portugal teve origem em combustíveis importados e de eletricidade importada de Espanha. A produção de eletricidade foi o maior consumidor de energia primária em Portugal (DGEG, 2012b)

## 2.2. EVOLUÇÃO DA POTENCIA INSTALADA

A capacidade instalada de cada tecnologia de geração de eletricidade em Portugal apresentou uma evolução entre 2009 e 2011 de acordo com a informação incluída na tabela 1.

Tabela 1: Evolução da Potencia Instalada, (Fonte: REN)

POTENCIA INSTALADA (MW)			
	2009	2010	2011
<b>Gás</b>	2992	3829	3829
<b>Carvão</b>	1756	1756	1756
<b>Hídrica</b>	2160	2397	2397
<b>Fio-de-água</b>	2023	2583	2583
<b>Mini hídrica</b>	395	410	412
<b>Eólica</b>	3357	3705	4081
<b>Fotovoltaica</b>	95	122	155

Nos últimos três anos, tem-se verificado um aumento da potência instalada, sobretudo decorrente do investimento em FER. A única exceção foi a entrada em funcionamento da central de ciclo combinado do Pego, que com dois grupos geradores a gás de 418,6 MW cada contribuíram para um acréscimo da produção de energia elétrica a partir do gás natural, situando-se esta hoje, em termos de potência instalada, muito próximo dos 4 GW (REN, 2010).

No entanto, a política energética a seguir em Portugal, terá que ir de encontro às diretivas europeias e, no contexto da diretiva referente à produção de energia elétrica a partir de FER, Portugal assumiu o compromisso perante a União Europeia de que, em 2010, 39% do consumo anual bruto seria assegurado por FER. Por outro lado, nos termos do protocolo de Quioto, Portugal teria que limitar em 27% a emissão de Gases com Efeito Estufa (GEE) no período de 2008 a 2012 relativamente ao valor de 1990 (COBA E PROCESL, 2007).

Ainda no que respeita ao mercado de energia e política energética, foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2013, de 28 de Fevereiro de 2013. Esta Resolução aprova o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (PNAEE 2016) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020). De acordo com estes documentos, a execução destes planos deverá permitir ao Governo prosseguir os objetivos de assegurar um modelo energético com o objetivo fundamental de encontrar o correto balanceamento do mix energético para garantir a sustentabilidade de todo o sistema, e com isso os níveis necessários de competitividade das empresas e o bem-estar das populações. Neste sentido, foi estabelecido para Portugal para o horizonte de 2020, de acordo com as metas europeias fixadas, um objetivo geral de redução no consumo de energia primária de 25% e um objetivo específico para a Administração Pública de redução de 30% (Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013).

Nesse sentido, tem-se verificado um aumento considerável de centrais de produção através de FER, das quais se destaca a entrada em serviço dos reforços de potência de

Picote e Bemposta com 431 MW, isto em termos hidrelétricos (REN, 2011d). A construção de parques eólicos ao longo destes últimos anos, em especial no norte do país, fez com que a potência eólica instalada em território português ultrapassasse a barreira dos 4 GW. A potência eólica representava 18% da potência total ligada ao SEN no final de 2011. A soma das FER constitui 46% da potência total (REN, 2011d)

Através da análise da tabela 1, pode-se verificar que a grande aposta dos últimos três anos situa-se nas FER principalmente o aproveitamento do vento. A energia eólica é já a maior força no sistema electroprodutor português. No entanto, o Governo Português definira uma meta de 5100 MW de potência eólica instalada, até 2012 (Saleiro et al, 2010). Em Setembro de 2012, segundo a REN, a potência eólica instalada situa-se nos 4129 MW ainda um pouco há quem do objetivo governamental. Verifica-se ainda uma evolução ligeira na energia solar prevendo-se o alargamento da capacidade instalada desta tecnologia num futuro próximo. Segundo a REN a sua capacidade instalada situa-se nos 194 MW (REN, 2012a).

Esta aposta nas FER vai ao encontro das linhas de ação do PNAER 2020, as quais referem a necessidade de identificação das tecnologias que devem ter prioridade para fazerem parte do sistema, caso seja necessária potência adicional para a produção de energia elétrica proveniente de FER (Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013).

Do gráfico da evolução da potência instalada em Portugal para as tecnologias em análise, verifica-se a aposta clara nas FER, principalmente ao nível da eólica que é a tecnologia que apresenta a maior taxa de crescimento ao longo dos últimos três anos. Quanto às térmicas, verifica-se a estagnação do crescimento das centrais a carvão e o crescimento no ano 2010 da potência instalada na produção a gás.

Pela análise da tabela 1, verifica-se que as três componentes hídricas totalizam uma potência instalada muito próxima dos 5.5 GW, mais de 30% da potência elétrica total instalada em Portugal. Logo, a hídrica apresenta um papel fundamental no SEN. Um ano que seja extremamente seco, irá causar uma subida significativa na produção de energia elétrica através de combustíveis fósseis e conseqüente subida nas importações destes produtos. Por outro lado, um ano chuvoso conduzirá a uma menor importação



de produtos petrolíferos com ganhos ambientais e redução da dependência energética externa. Este facto poderá ser comprovado pelos diagramas de cargas apresentados no subcapítulo seguinte.

### 2.3. DIAGRAMAS DE CARGA

Neste subcapítulo são apresentados diagramas de carga correspondentes à potência quarto-horária de cada tecnologia ao longo do ano. Com isto, será possível analisar o comportamento em termos de potência emitida para a rede, referente a cada tecnologia, para a satisfação da procura e também o seu comportamento sazonal. A informação apresentada foi obtida a partir dos dados diários de exploração do sistema electroprodutor disponíveis no site da REN.

A figura 3 apresenta a média anual da potência emitida para a rede, correspondente a cada tecnologia de produção de energia elétrica.

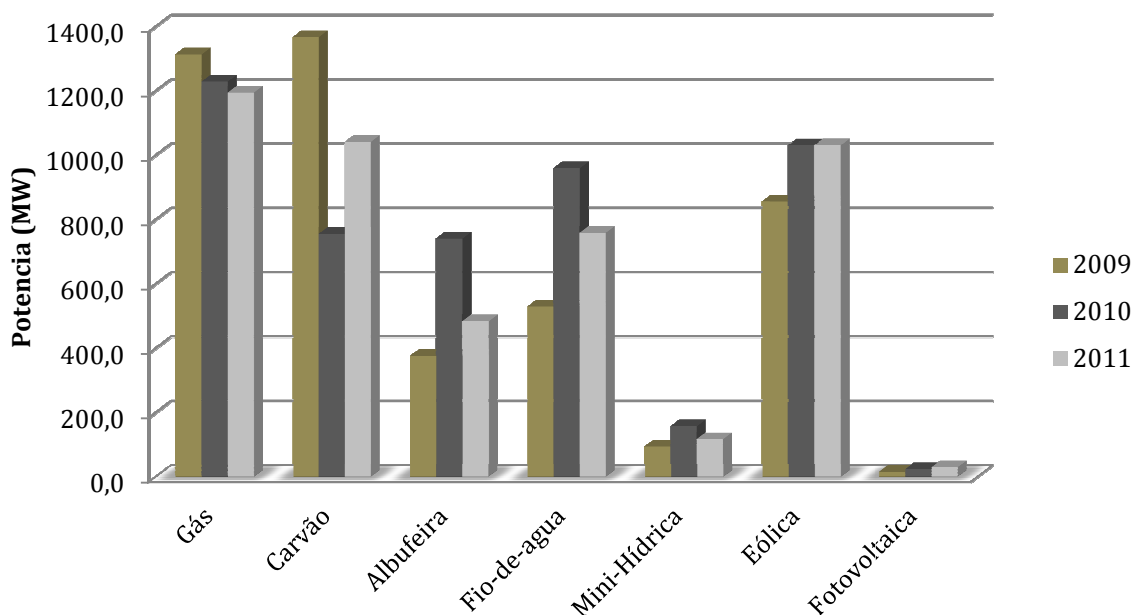


Figura 3: Potência média anual emitida para a rede correspondente a cada tecnologia (Fonte: REN)

A figura 4 mostra que a produção de energia elétrica através do gás natural ao longo dos últimos 3 anos apresenta uma evolução decrescente. Pela análise comparativa com a figura 3, pode-se concluir que a subida acentuada da produção hídrica no ano 2010 e o crescimento da potência eólica instalada traduziram-se na descida da produção de energia elétrica usando como fonte o gás natural, durante os últimos 3 anos.

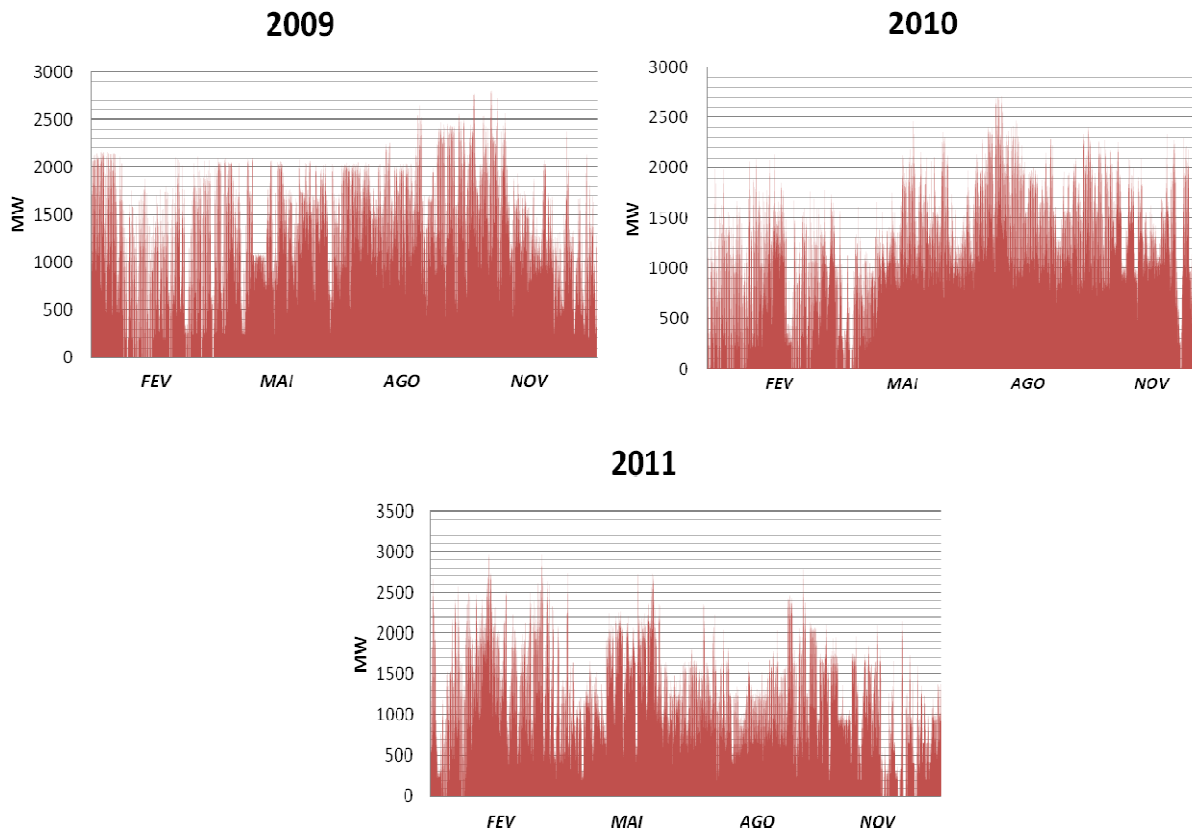
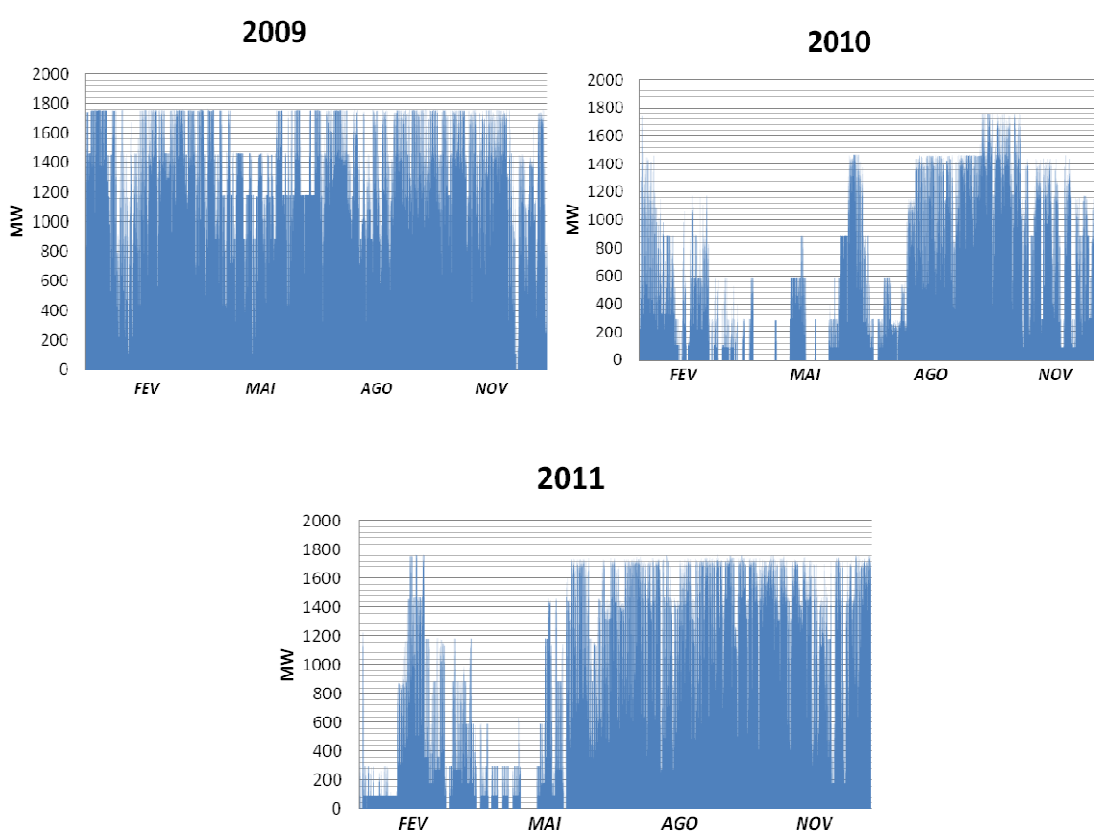


Figura 4: Evolução da produção de energia elétrica através do gás natural ao longo dos últimos 3 anos (Fonte: REN)

Através da análise das figuras 3 e 5, verifica-se que, entre o ano 2009 e 2010, a produção de energia elétrica através do carvão sofreu uma descida significativa. A elevada produção através das hídricas, fruto do ano chuvoso verificado e o aumento da capacidade da eólica estão na origem desta queda acentuada. Em termos médios, em 2011, volta-se a assistir a uma subida na produção de eletricidade através do carvão, devido, sobretudo, à descida da produção por parte das hídricas. Analisando

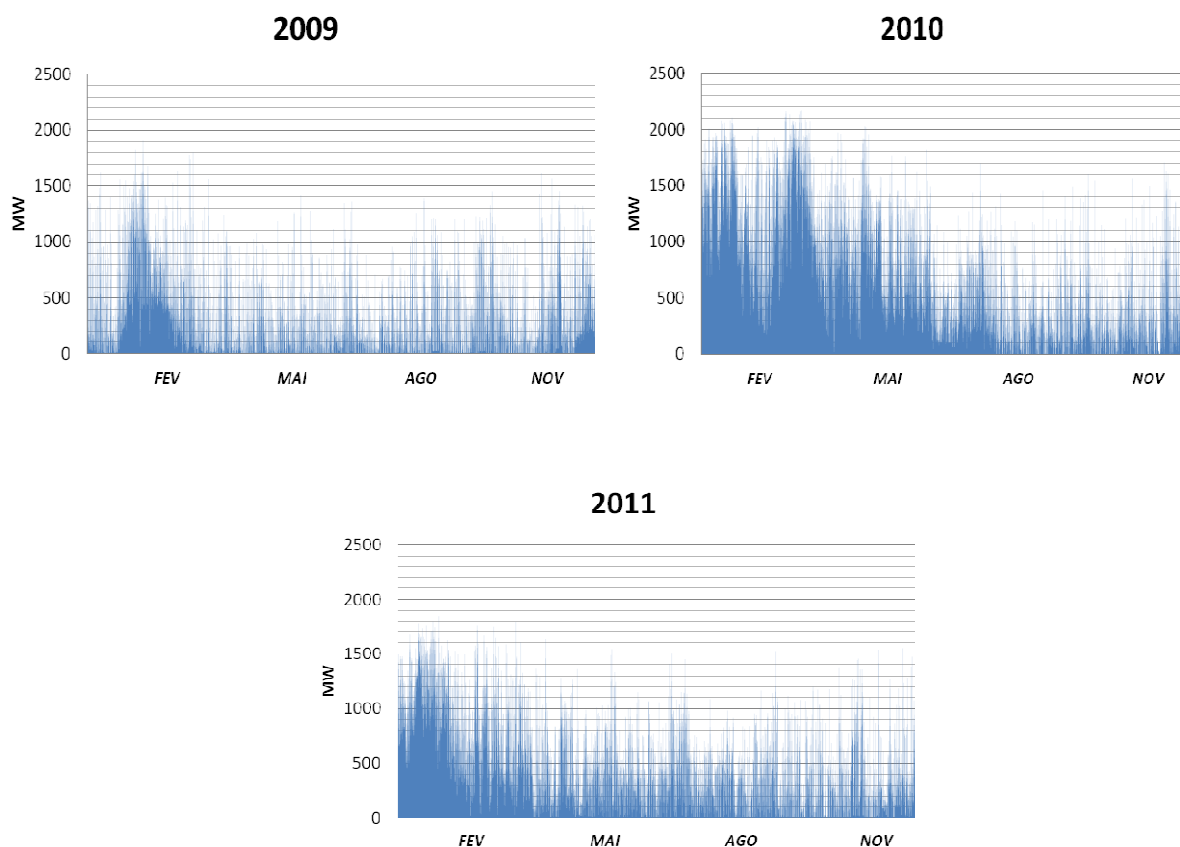
ainda a figura 5, particularmente nos anos 2009 e 2010, verifica-se que a produção emitida para a rede apresenta maior expressão no último semestre de cada ano. Este facto deve-se aos períodos mais secos dos respetivos anos, como se pode comprovar através da análise dos gráficos referentes às hídricas, apresentados de seguida, em que o carvão deve compensar a falta de recursos hídricos. Esta situação permite concluir que na ausência de vento ou chuva, o carvão e o gás natural, tornam-se o recurso utilizado para garantir o abastecimento de energia elétrica em Portugal.



**Figura5: Evolução da produção de energia elétrica através do carvão ao longo dos últimos 3 anos (Fonte: REN)**

Através da análise da figura 6, confirma-se, particularmente, o primeiro semestre de 2010, como um período substancialmente chuvoso, originando a descida de consumo de fontes de energia não renováveis, nomeadamente o carvão. Pela análise dos gráficos, verifica-se, ainda, que a produção de energia elétrica através de albufeira é consideravelmente baixa em relação à sua potência instalada. O que acontece

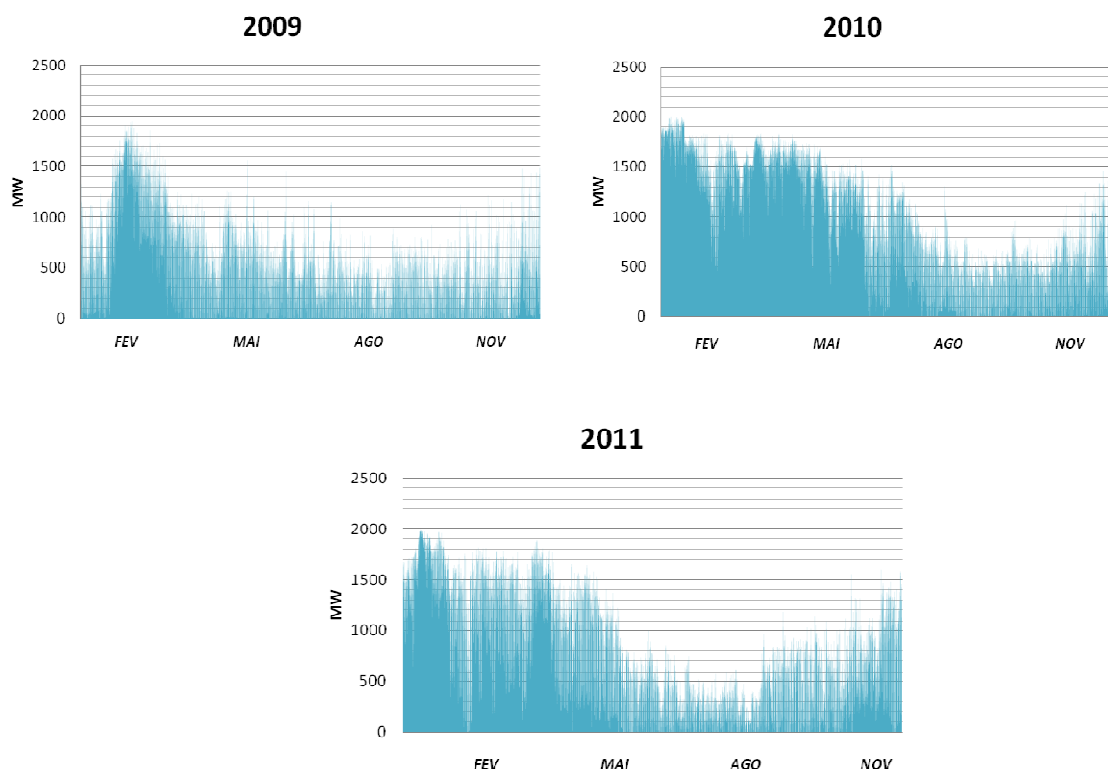
normalmente em grandes albufeiras, como é o caso da albufeira do Alto Lindoso, é que as suas infraestruturas elétricas, ou seja, os seus geradores, apenas entram ao serviço em situações esporádicas no sentido de fazer face a alguma solicitação de potência, o que implica que grande período de tempo a sua produção seja zero.



**Figura 6: Evolução da produção de energia elétrica através de Albufeira (Fonte: REN)**

Situação semelhante à albufeira verifica-se com a geração de energia elétrica através da hídrica a fio de água. Pela análise da figura 7, é bem evidente a sazonalidade dos recursos hídricos com uma potência emitida muito superior nos períodos de inverno. Através destes gráficos podem-se distinguir três anos distintos em termos de hidraulicidade. O ano 2009 apresentou-se como um ano seco, o ano 2010, um ano húmido em que o índice de hidraulicidade foi de 1,31 (REN, 2011d) e 2011 comportou-se como um ano próximo do regime médio. O índice de hidraulicidade ou índice de

produtibilidade hidroelétrica (IPH) mede a relação entre a energia afluyente turbinável medida num determinado período de tempo e a correspondente à média dos regimes da série estatística que abranja os últimos 40 anos, num período de tempo equivalente.

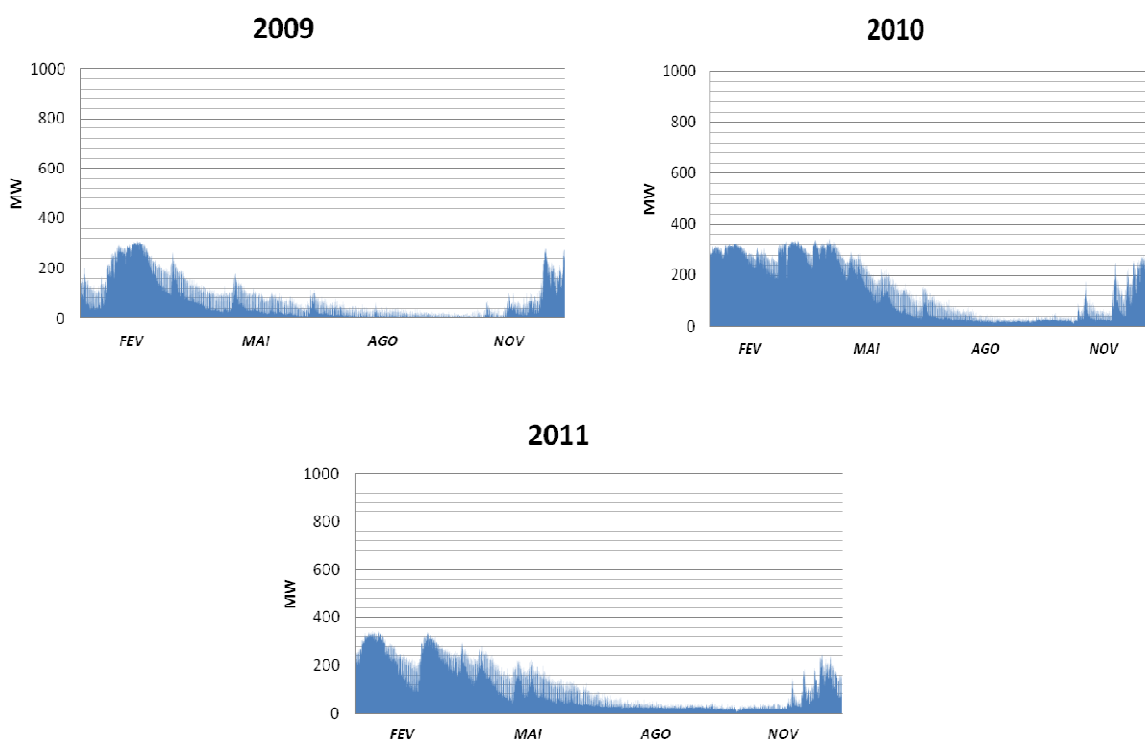


**Figura 7: Evolução da produção de energia elétrica através de Fio-de-Água (Fonte: REN)**

A figura 7 mostra que o ano de 2010 apresentou uma produção de eletricidade através das centrais hidroelétricas a fio de água relativamente alta em relação aos anos adjacentes, com uma produção anual média próxima dos 1000 MW. Se reanalísarmos os gráficos correspondentes ao carvão e ao gás natural verificamos que a produção de energia elétrica através destas fontes (figuras 4 e 5) sobe substancialmente durante os períodos em que a produção hídrica de fio de água apresenta valores baixos.

Em relação à mini-hídrica ou produção de energia hídrica em regime especial (Hídrica PRE), verifica-se tendência muito semelhante ao fio de água relativamente à sazonalidade de recursos ao longo do ano. Nos períodos chuvosos, a produção média

chega mesmo a atingir valores muito próximos da potência instalada de forma muito estável, o que demonstra uma ótima funcionalidade dos sistemas com rendimento eficaz. A figura 8 permite confirmar a sazonalidade intra-anual do recurso hídrico e também a sua variabilidade ao longo dos 3 anos em análise.

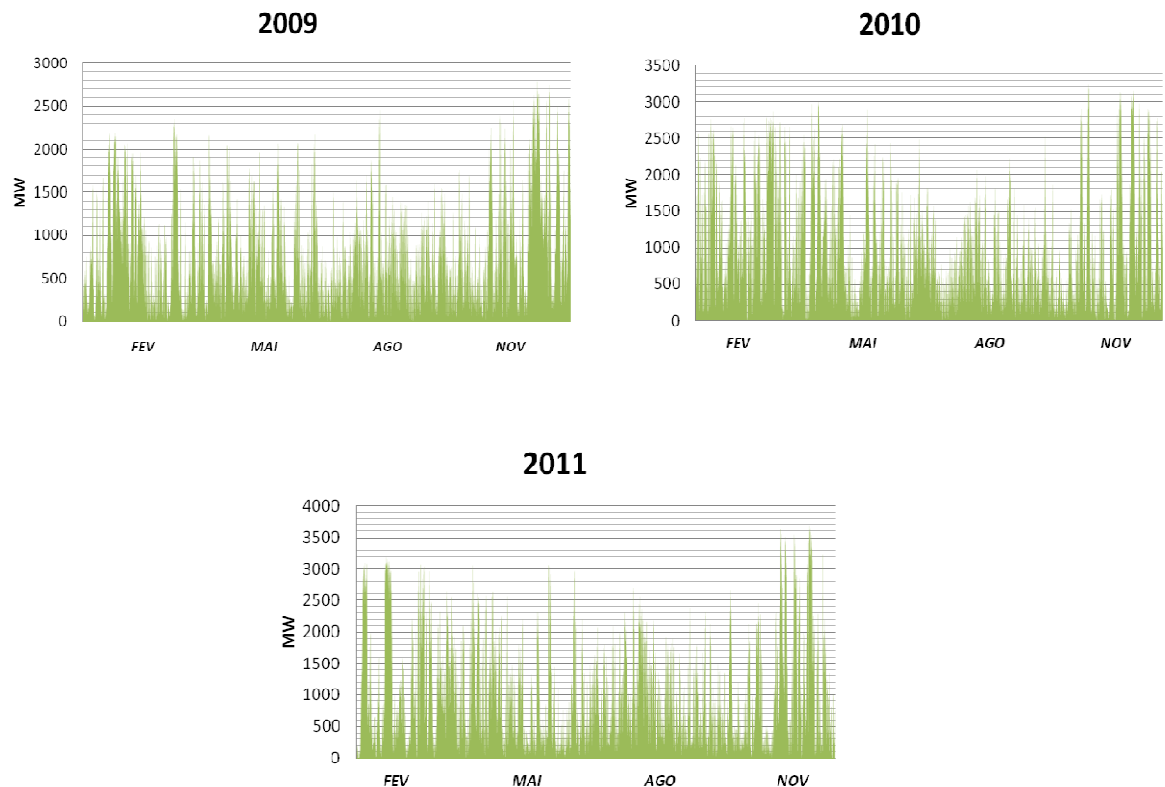


**Figura 8: Evolução da produção de energia elétrica através de Mini-hídrica (Fonte: REN)**

Apesar do aumento da capacidade instalada no período de 2009 a 2011 (tabela1), a produção eólica não acompanhou essa subida mantendo a sua produção média nos últimos dois anos em cerca de 1000 MW, como podemos verificar através da figura 3. Este facto deve-se ao baixo índice de eolicidade (IE) verificado no ano 2011. O IE médio anual verificado em Portugal continental foi de 1.01, 1.04 e 0.90 nos anos 2009, 2010 e 2011 respetivamente (APREN, 2012).

O IE quantifica as flutuações da produção de energia elétrica de um parque eólico em torno de um valor médio. Estas flutuações são caracterizadas pelo regime de vento próprio da região onde o parque eólico se encontra implementado (APREN, 2012).

A figura 9 mostra a produção em centrais eólicas em Portugal ao longo de 3 anos, demonstrando a natureza variável deste recurso ao longo de todo o ano.



**Figura 9: Evolução da produção de energia elétrica através de Eólica (Fonte: REN)**

A figura 10 mostra a variação do índice de eolicidade em Portugal continental, ao longo dos últimos 3 anos.

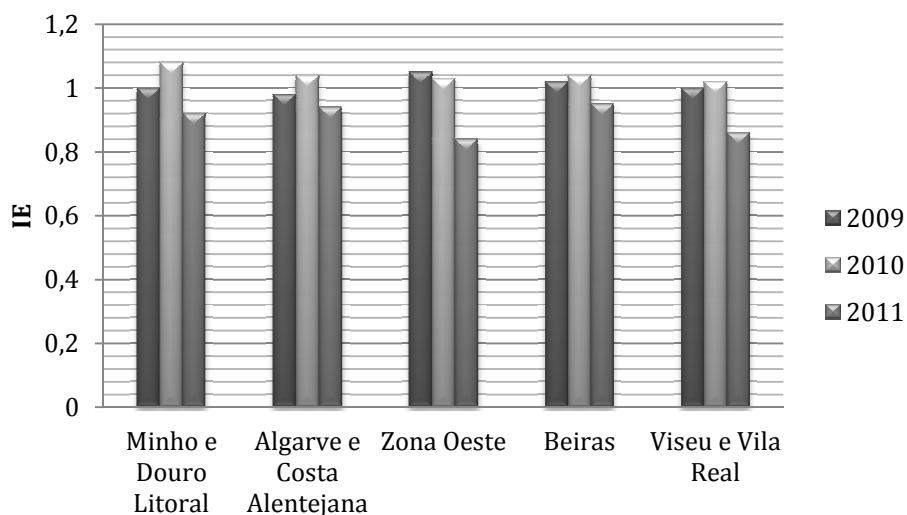


Figura 10: Índice de eolicidade em Portugal continental (Fonte: <http://www.apren.pt>, 23/10/2012)

A produção de energia elétrica através do vento é caracterizada pela sua variabilidade chegando, por vezes, a atingir picos muitos próximos da sua capacidade instalada em períodos de grande abundância de vento. Apesar da sazonalidade da produção eólica não ser tão evidente como na hídrica ao longo do ano, em termos médios, durante o período de verão, a produção de energia eólica é substancialmente mais baixa do que na época de inverno. No ano 2011, verificou-se, pela análise dos dados fornecidos pela REN, referentes à potência emitida para a rede, que, durante os meses de Abril a Outubro, a potência eólica média emitida foi de 850 MW. Por outro lado, ao longo da temporada de inverno, a potência média fornecida foi da ordem dos 1150 MW, cerca de 300 MW a mais em relação ao período de verão.

Através da análise da figura 11, pode-se verificar o crescente aumento anual da energia fotovoltaica acompanhando a subida anual da potência instalada desta tecnologia. Pela análise dos diagramas de carga emitida para a rede, verifica-se que, em 2011, a potência média fornecida através da fotovoltaica foi de 23,2 MW no período de Inverno e 38,3 MW no Verão. Ou seja, ao contrário da hídrica e eólica, a produção de energia elétrica através da fotovoltaica é maior durante os períodos secos. No entanto, a baixa capacidade instalada desta tecnologia em Portugal, não é suficiente para compensar a falta de recursos hídricos ou de vento nesses períodos, o



que torna necessário o recurso às térmicas. Mais ainda, os diagramas de carga demonstram a existência de várias horas sem produção que como seria de esperar ocorrem no período noturno.

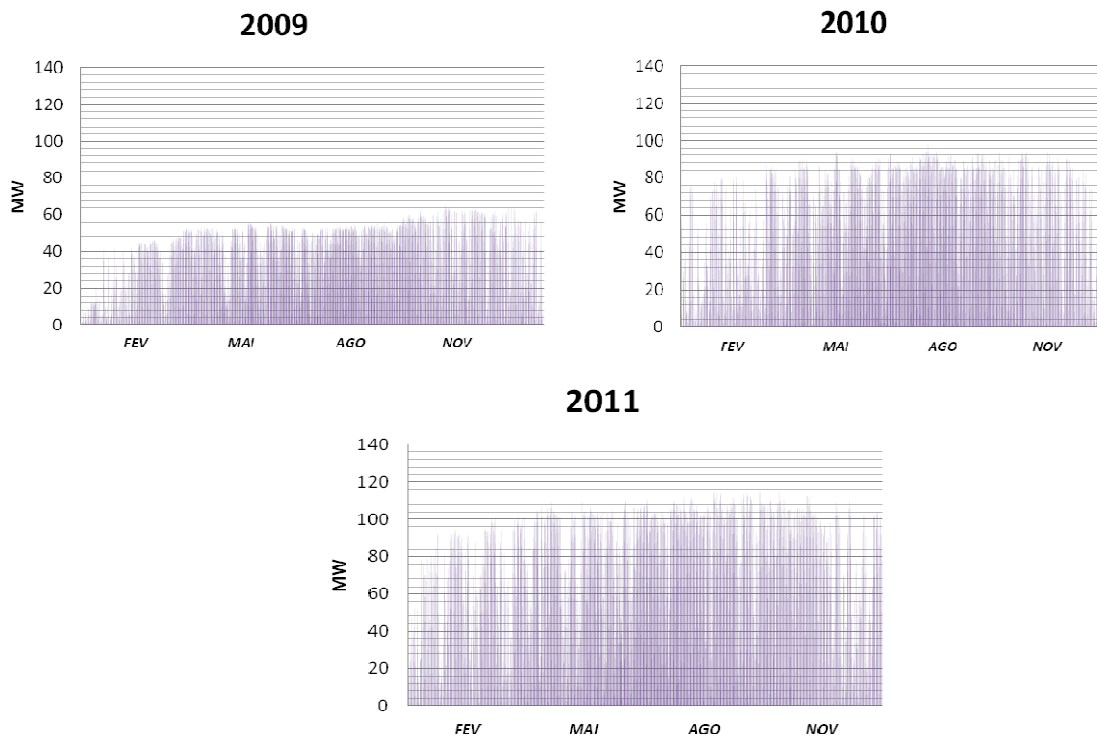


Figura 11: Evolução da produção de energia elétrica através de Fotovoltaica (Fonte: REN)

#### 2.4. PRODUÇÃO ACUMULADA

Do ponto de vista da totalidade de energia elétrica produzida, verifica-se, através da análise da figura 12, que em 2009, o grande contributo para a produção de energia elétrica em Portugal adveio do carvão com exceção de certos períodos, principalmente no inverno, onde as tecnologias predominantes foram a hídrica e a eólica, fruto das condições climatéricas que advêm dessa estação. O gás natural comportou-se durante

este ano, como a tecnologia que colmatou a falta das renováveis, nomeadamente a eólica e hídrica durante os períodos secos uma vez que a produção de energia elétrica através do carvão não registou grande variabilidade. No entanto, verifica-se que, em alguns períodos do mês de Novembro, a produção de carvão atingiu o valor zero. Nesses períodos, que correspondem aos dias 7 e 8, a produção eólica registou um pico de potência emitida quase suficiente para abastecer o consumo total de energia elétrica em Portugal, o que obrigou à paragem momentânea das centrais a carvão. De salientar que o valor médio de índice de eolicidade registado em Portugal no mês de Novembro foi de 1,5 (APREN, 2010). Isto demonstra como a variabilidade e mesmo a imprevisibilidade da produção de eletricidade por via eólica poderá condicionar o funcionamento do sistema elétrico, afetando mesmo centrais consideradas de base e com capacidade reduzida de modulação.

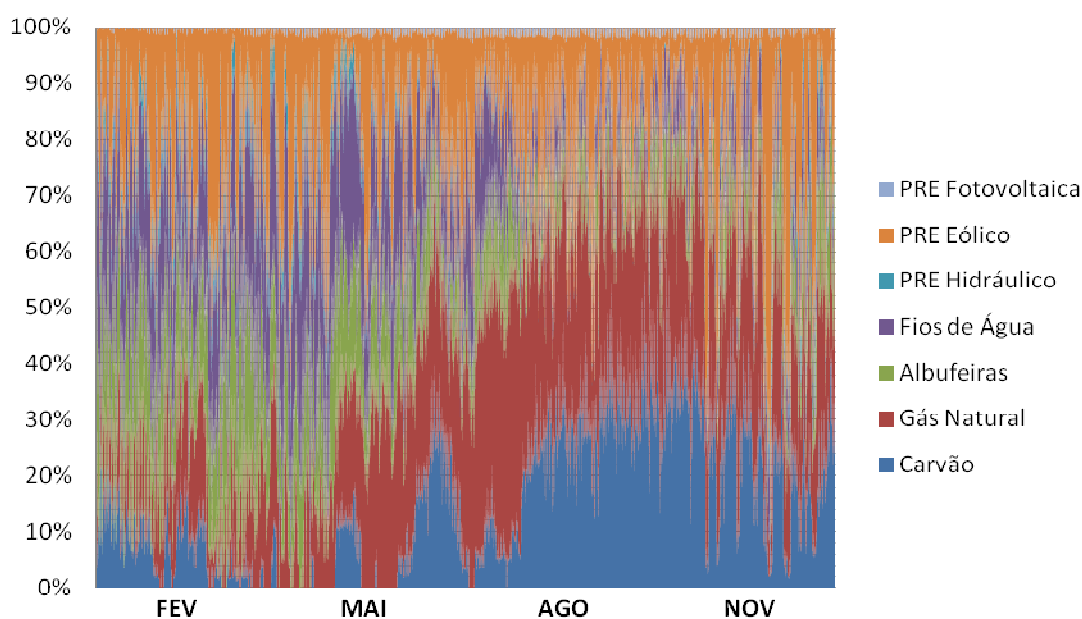
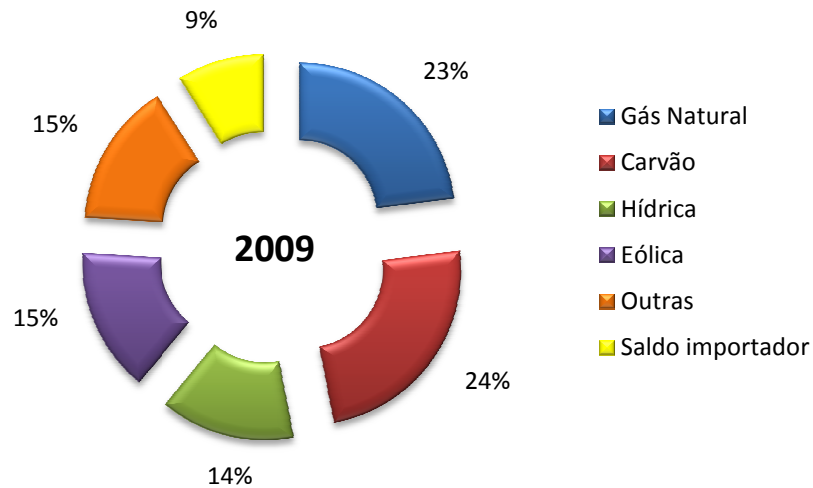


Figura 12: Evolução da totalidade da produção ao longo de 2009 (Fonte: REN)

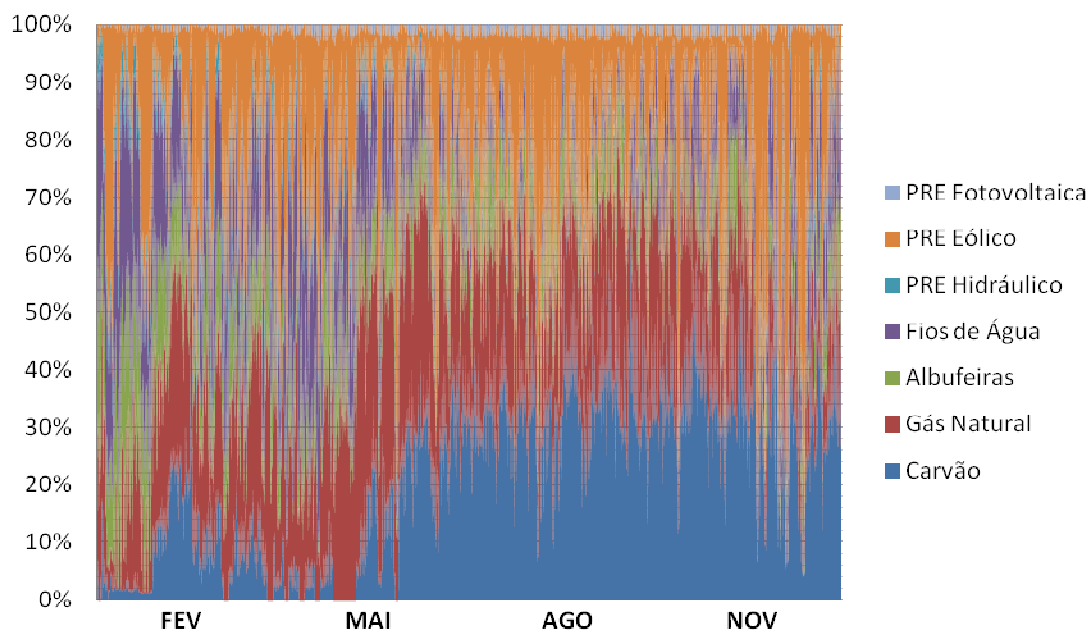
Segundo a REN, em 2009, o consumo total de energia elétrica em Portugal situou-se nos 49,9 TWh. A produção hídrica abasteceu 14% do consumo e a produção térmica, à semelhança dos anos anteriores, abasteceu 48% da totalidade do consumo de energia elétrica no nosso país. A produção em Regime Especial (PRE) cresceu 25% em relação ao ano anterior e abasteceu 29% do consumo dos quais 15% de deveu às centrais

eólicas que reforçaram a potencia em 700 MW. O saldo importador situou-se nos 9% (REN, 2009).



**Figura 13: Repartição das fontes de fornecimento de energia elétrica em 2009 (Fonte: REN, 2009)**

No ano seguinte verificou-se, nos primeiros meses, uma produção quase insignificante de energia elétrica através das fontes não renováveis (figura 14), fruto das condições climáticas favoráveis à eólica e hídrica. À medida que se aproximava o período de verão foi aumentando a produção através do carvão e do gás e mesmo da fotovoltaica que já começara a ter algum impacto no sistema elétrico português. Nalguns períodos pontuais a energia eólica chegou mesmo a suportar mais de 50% da totalidade da produção de energia elétrica originando a diminuição da produção através de fontes não renováveis.



**Figura 14: Evolução da totalidade da produção ao longo de 2010 (Fonte: REN)**

Segundo a REN, em 2010, o consumo de energia elétrica subiu para os 52,5 TWh. A produção hidroelétrica abasteceu 28% do consumo total, fruto do IPH desse ano que foi de 1,31. A PRE abasteceu 34% do consumo dos quais 17% se deveram às eólicas que registou um aumento de 20% em relação a 2009 devido à construção de novos parques e ao IE que foi de 1,08. As centrais térmicas contribuíram para a satisfação de 33% do consumo, a quota mais baixa dos últimos 30 anos. O saldo importador, por sua vez, foi o mais baixo desde 2002 registando um abastecimento de apenas 5% do consumo total (REN, 2010). Estes valores demonstram que este foi um ano extremamente favorável à produção de energia elétrica através de FER, sobretudo devido ao IPH ser muito superior em relação aos restantes anos em estudo. Por este motivo, verificou-se ao longo deste ano, diversas paragens das centrais a carvão e a descida da produção de eletricidade através do gás natural sobretudo durante os períodos de inverno.

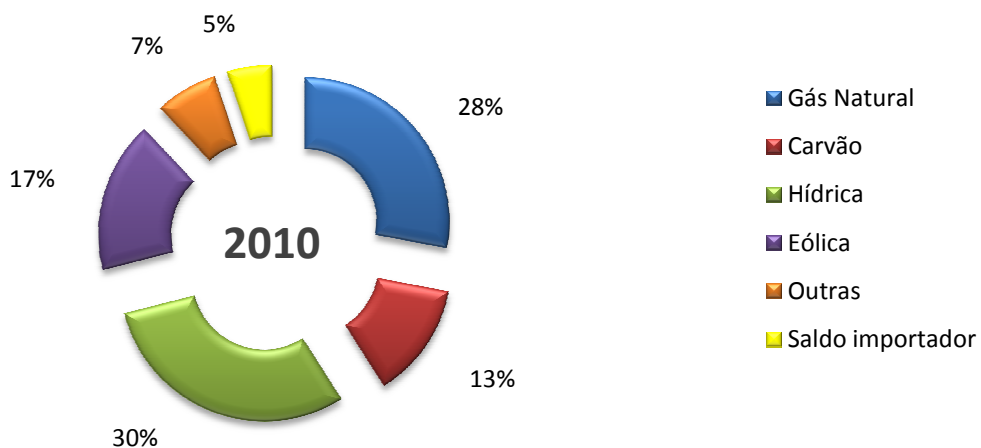


Figura 15: Repartição das fontes de fornecimento de energia elétrica em 2010 (Fonte: REN, 2010)

Em 2011 verificou-se um cenário semelhante ao ano anterior nos primeiros meses do ano, chegando a produção através de carvão a situar-se muito próximo de zero. Em contrapartida, nos restantes meses o carvão tornou-se a fonte que mais contribuiu para o sistema elétrico nacional. A figura 16 mostra o comportamento das várias fontes de abastecimento de energia elétrica ao longo do ano.

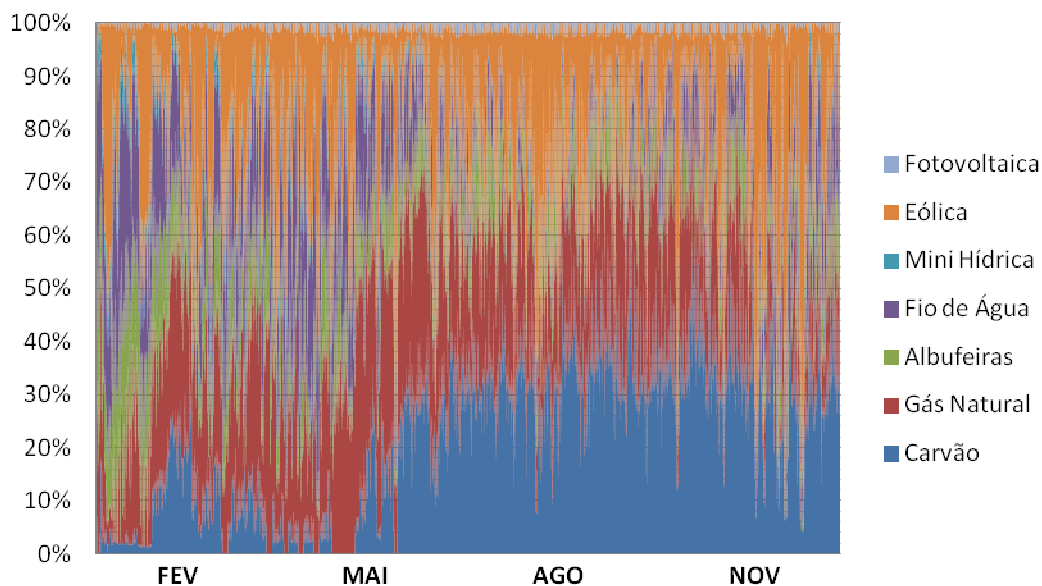


Figura 16: Evolução da totalidade da produção ao longo de 2011 (Fonte: REN)

A figura 17 mostra a contribuição de cada tecnologia, em termos médios, para abastecimento do consumo de energia elétrica em Portugal, no ano 2011. Segundo a REN, o consumo de energia elétrica em 2011 situou-se em 50,5 TWh. A produção de origem renovável foi responsável pelo abastecimento de 46% do consumo (eólica 18%, hídrica 22%, e outras renováveis 6%) inferior aos 52% do ano anterior. O IPH e o IE situaram-se em 0,92 e 0,97 respetivamente. A produção eólica baixou face ao ano anterior apesar do aumento em 375 MW da capacidade instalada. A produção térmica, em Regime Ordinário, aumentou 12% e abasteceu 38% do consumo (20% a gás natural e 18% a carvão). O saldo importador subiu, abastecendo 6% do consumo (REN, 2011d).

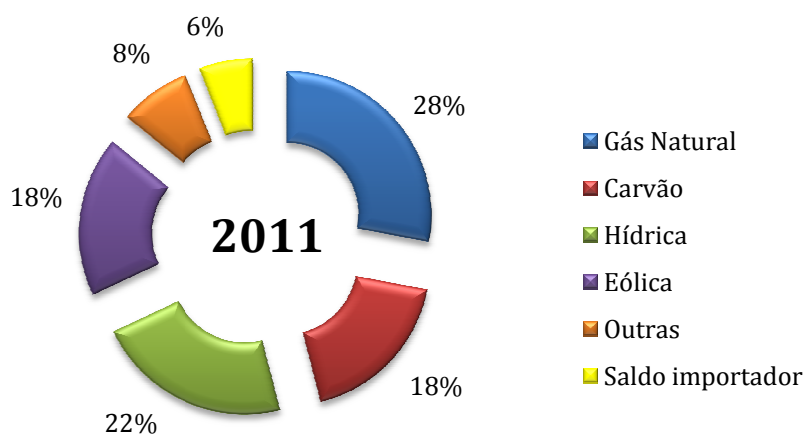


Figura 17: Repartição das fontes de fornecimento de energia elétrica em 2011 (Fonte: REN, 2011d)

## 2.5. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL

Em Portugal continental, o total da potência instalada renovável atingiu 10 420 MW, no final de agosto de 2012. A produção de energia elétrica, a partir de FER, registou no período de janeiro a agosto de 2012, uma quebra de 28% relativamente a igual período de 2011 devido à produção hídrica que caiu 61%. No mesmo período, a produção eólica subiu 8% e a fotovoltaica 31%. De salientar ainda o arranque da central de ondas, com uma potência de 330 kW, situada ao largo de Peniche (DGEG, 2012c). Segundo a DGEG, Portugal foi, em 2010, o terceiro país da UE com maior incorporação de energias renováveis do seu sistema elétrico, devido ao grande contributo da produção hídrica e eólica, como se pode comprovar através da análise dos diagramas de carga apresentados no subcapítulo anterior.

A questão ambiental e a dependência energética representam uma grande preocupação da UE, no sentido de reduzir a emissão de CO<sub>2</sub> para níveis satisfatórios e definidos em tratados internacionais decorrentes do acordo de Kyoto. O grande desafio que se impõe, é a geração de energia “limpa” e eficiente dentro das fronteiras europeias a fim de diminuir a poluição ambiental e a dependência energética. De acordo com o estudo Deloitte (2009), realizado para Portugal, o setor de energias renováveis contribuiu, em 2008, para diminuir a emissão de CO<sub>2</sub> em 9 milhões de toneladas. Permitiu ainda, evitar importações de combustíveis fósseis e eletricidade equivalentes a 21.000 GWh.

Através do protocolo de Quioto, Portugal comprometeu-se a reduzir a emissão de gases com efeito de estufa (GEE) em pelo menos 8% face aos valores apresentados em 1990, o que significa emitir, no máximo, 77 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano. Em 2008, Portugal excedeu esse valor emitindo cerca de 80 milhões de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> (Deloitte, 2009).

O desenvolvimento das FER em Portugal foi potenciado por um contexto favorável, nomeadamente pela aposta por parte do governo português na produção de energia elétrica a partir de FER estabelecendo metas de produção ambiciosas, especialmente para a eólica e fotovoltaica. A implementação de incentivos a agentes económicos

para instalação de geradores elétricos a partir de recursos renováveis aliada à evolução tecnológica possibilitaram, também, o crescimento da produção de eletricidade através de FER. Em Portugal, as condições meteorológicas são claramente favoráveis à produção de energia elétrica através de FER especialmente para as energias hídrica, solar, eólica e mesmo a energia das ondas. (Deloitte, 2009)

Segundo a DGEG, e através da análise do gráfico da figura 18, em Portugal, a política de desenvolvimento das FER começou pela aposta no aproveitamento hídrico através da construção de centrais hidroelétricas. A segunda vaga de desenvolvimento da política de energias renováveis teve lugar na década anterior, em que, à semelhança dos dias de hoje, se verifica uma grande aposta no aproveitamento do vento. Fruto dessa política verificou-se a multiplicação precoce de geradores eólicos nas montanhas, principalmente do norte do país.

O PNAER (2013) está integrado numa nova visão para 2020 do setor energético. Este plano assenta numa aposta nas sinergias resultantes da articulação de estratégias para a oferta e procura de energia, objeto do PNAEE e do PNAER, respetivamente, garantindo a sustentabilidade de preços.

A produção de energia elétrica baseada em FER e em centrais de ciclo combinado a gás natural, que foram a grande aposta no passado recente, conduziu, nas atuais condições de retração da procura, a um desequilíbrio entre a capacidade instalada e o consumo de energia, traduzindo-se numa oferta excessiva de energia. Neste sentido, há necessidade de intensificar esforços na atuação direta sobre a energia final, em consequência do menor custo marginal de cumprimento das metas de eficiência energética relativamente ao custo marginal de cumprimento do objetivo de difusão de FER no consumo final de energia. O PNAER (2013) prevê uma redução de 18% da capacidade instalada em tecnologias baseadas em FER em 2020 face ao PNAER de 2010. No entanto, a quota de eletricidade de base renovável no novo PNAER é superior (65% vs. 55%), tal como a meta global a alcançar que será da ordem dos 35%, face aos 31% estabelecidos anteriormente (Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013).



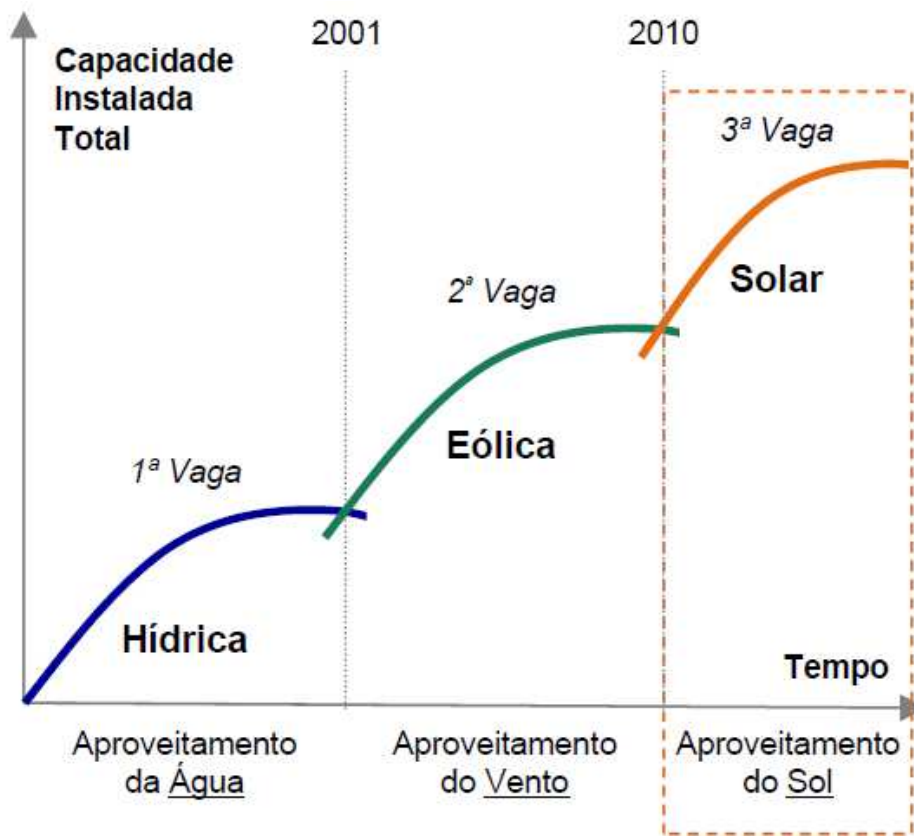


Figura 18: Períodos de desenvolvimento da política de renováveis em Portugal (Fonte: DGEG, 2010)

A grande aposta no desenvolvimento de energias renováveis nos dias de hoje, passa pelo aproveitamento do sol. Portugal é dos países europeus com maior potencial solar, dada a sua localização geográfica como se pode verificar pela análise da figura 19.

Neste sentido, prevê-se um aumento da capacidade total instalada de fotovoltaica em Portugal, de 155MW nos dias de hoje para 1500 MW em 2020, ou seja, 10 vezes mais do que atualmente (DGEG, 2010).

A aposta nas FER, num quadro de redução de emissões de CO<sub>2</sub>, tem de ser enquadrada na conjuntura atual e nas recentes projeções macroeconómicas. Um PIB em 2020, cerca de 8% inferior ao assumido no PNAER de 2010, exigiu uma revisão das necessidades reais em termos de eficiência energética e energias renováveis para o cumprimento das metas europeias. Desta forma, no contexto atual, várias medidas que constam do PNAER de 2010 justificam uma revisão, nomeadamente incentivos à

instalação de potência adicional FER, sobretudo aquelas baseadas em tecnologias ainda pouco competitivas (Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013).

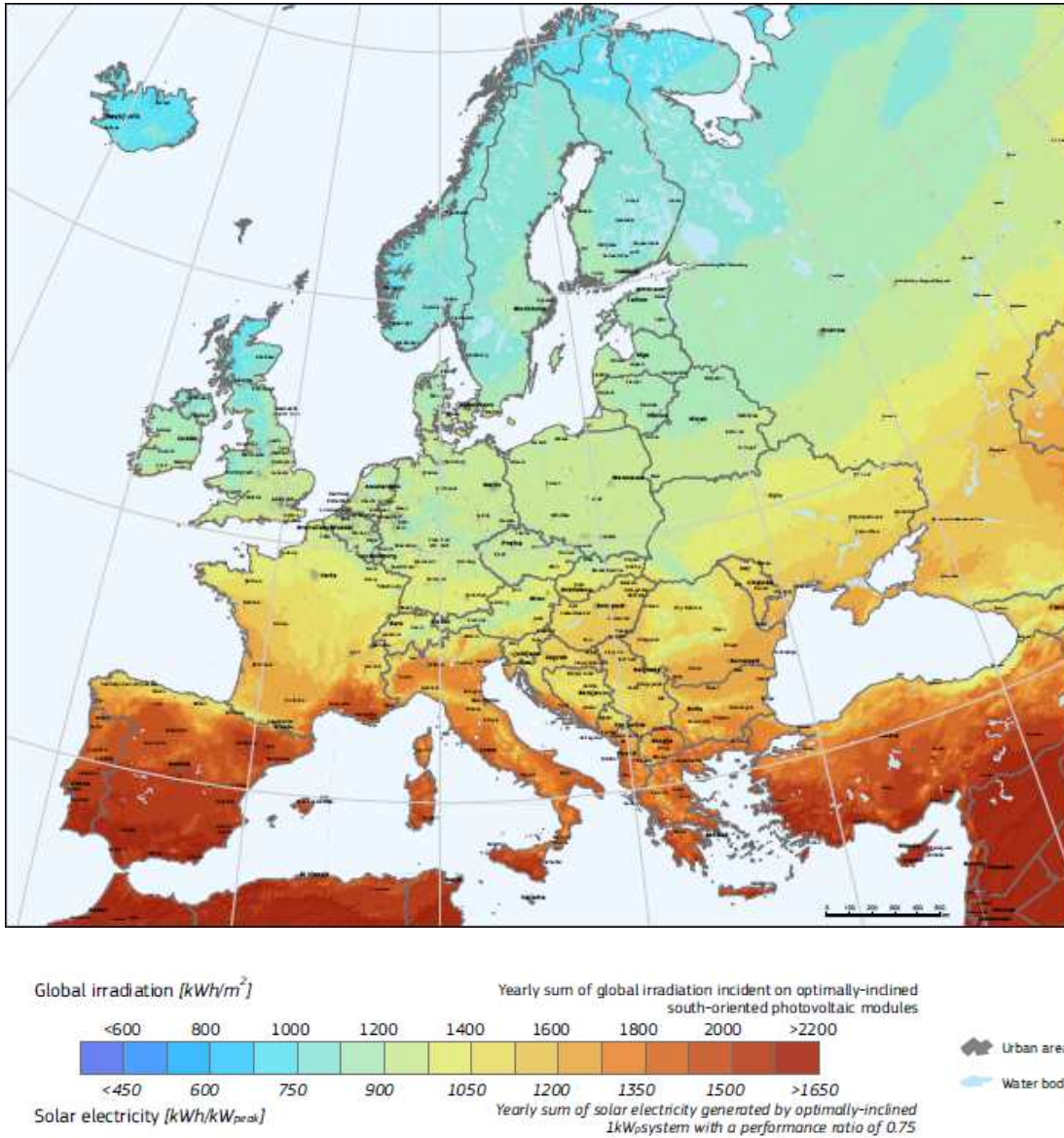


Figura 19: Potencial de Energia Fotovoltaica na Europa. (Fonte: DGEG, 2010)

O PNAER (2013) estabelece que cada Estado-Membro é obrigado a aprovar e notificar à Comissão um plano nacional de ação para as energias renováveis, fixando os objetivos nacionais para as quotas de energia provenientes de FER consumida pelos setores da eletricidade, do aquecimento e arrefecimento e dos transportes no

horizonte de 2020. A meta de redução para os transportes é vinculativa não prevendo a Diretiva metas específicas para os outros setores (Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013).

Em termos de potência instalada, como foi referido anteriormente, a energia eólica é aquela que apresenta maior índice de crescimento nos últimos 3 anos. No entanto, nos anos 2010 e 2011, a FER que mais contribuiu para o sistema elétrico nacional foi a hídrica, devido ao elevado IPH verificado principalmente em 2010, conforme referido anteriormente. Podemos comprovar esse facto através da análise da figura 20, que representa a evolução da produção de eletricidade Renovável em Portugal a partir de 2004.

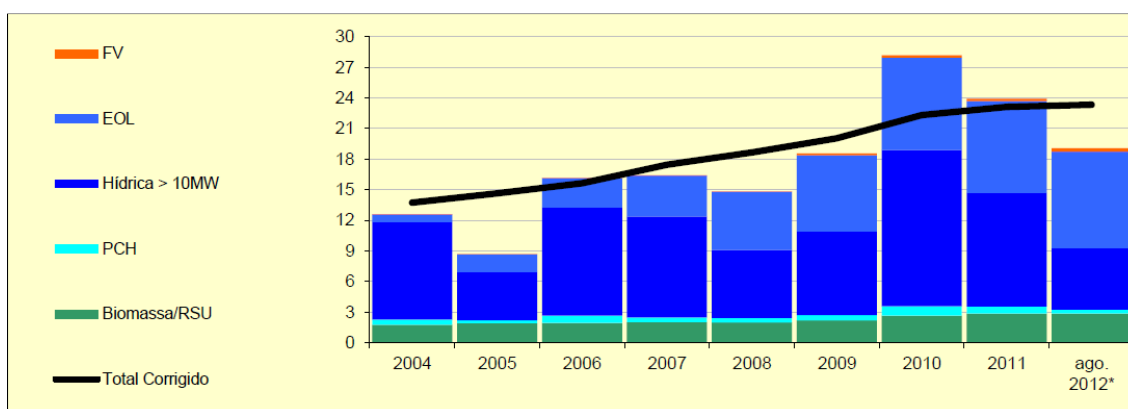


Figura 20: Evolução da produção de eletricidade Renovável em Portugal. (Fonte: DGEG, 2012c)

A energia eólica, ao longo da última década, contribuiu em mais de 90% para o incremento da capacidade instalada das energias renováveis em Portugal. A potência eólica instalada no final de Agosto deste ano totalizou 4338 MW (DGEG, 2012c). Adicionalmente destaca-se a evolução da exploração da biomassa e o crescimento da energia solar fotovoltaica desde 2005, devido à entrada em funcionamento das centrais de grande dimensão instaladas no Alentejo para produção de eletricidade e o aumento da capacidade instalada no setor hídrico decorrente da entrada em funcionamento das novas Pequenas Centrais Hídricas (PCH) (Deloitte, 2009).

O atual contexto de crise económica, que principalmente a Europa atravessa, está a obrigar o governo português a adotar medidas que se apresentam como um obstáculo às perspectivas de crescimento do setor das energias renováveis. Destacam-se os anunciados cortes nas rendas e nos subsídios aplicados ao setor, o que obrigará a uma mudança de estratégia, condicionando as metas para 2020 anteriormente mencionadas. Além disso, estão ainda suspensos todos os processos de atribuição de novas licenças até 2014.

O PNAER (2013) estabelece as trajetórias de aplicação de FER de acordo com o ritmo de implementação das medidas e ações previstas nos setores da eletricidade, aquecimento e arrefecimento e transportes. Para tal, descreve as medidas específicas para cada setor bem como as medidas gerais necessárias para alcançar os compromissos nacionais. É estipulado que o cálculo da meta global de aplicação de FER é feito com base no consumo final bruto de energia. Isto significa que ao consumo final é necessário somar o autoconsumo das centrais de energia e ainda as perdas relacionadas com o transporte de energia (Resolução do Conselho de Ministros nº20/2013).

### 3. A TEORIA DE PORTEFÓLIO EFICIENTE EM DECISÕES DO CONTEXTO ENERGÉTICO

#### 3.1. BREVE HISTORIA DA MPT

A MPT foi criada por Harry Markowitz e publicada no ano de 1952 (Markowitz, 1952). O grande objetivo da introdução deste modelo é a seleção de portfólios de investimento baseado na maximização do valor futuro de retorno esperado dentro de determinado nível de risco que o investidor esteja disposto a assumir para o investimento (Ferreira e Cunha, 2012). Esta teoria é baseada na teoria da média-variância introduzida por Markowitz e permite a criação de portfólios de mínima variância para qualquer nível de retorno esperado. O risco de determinado portfólio é dado pelo valor do desvio-padrão correspondente a valores de retorno periódicos (Awerbuch e Berger, 2003).

Segundo Markowitz (1952), o processo de seleção de portfólios pode ser dividido em duas etapas. A primeira começa pela observação e experiência e termina com a perspectiva sobre a performance futura dos títulos disponíveis. A segunda etapa começa com a perspectiva acerca do futuro e termina com a escolha de um portfólio de ativos.

Qualquer investidor que invista no mercado de ações ou obrigações deve maximizar o retorno do seu investimento dentro de níveis de risco aceitáveis. Risco e retorno, normalmente possuem uma correlação positiva entre si, quando um aumenta o outro também aumenta, portanto, quanto maior for o risco, maior será o retorno de investimento. Porém, a diversificação pode reduzir o risco de portfólio para níveis mais seguros, isso dependerá da correlação entre os ativos dentro de determinado portfólio (Markowitz, 1952).

Ao decidir sobre os seus investimentos, o investidor deve considerar, para além do retorno esperado, a dispersão desses retornos em relação à média, ou seja, a

variância. Uma das evoluções do modelo média-variância foi precisamente o facto de se assumir que a distribuição do retorno esperado segue a distribuição normal. Assim, as características de um investimento podem ser medidas através das variáveis retorno esperado e variância (Ferreira e Cunha, 2012). Portanto, assumindo que determinado investidor é avesso ao risco, com possibilidade de escolha entre dois investimentos com o mesmo desvio-padrão mas retornos esperados diferentes, optará sempre por aquele que apresente maior retorno esperado. Assim, a MPT permite explicar as vantagens que um investidor consegue através da diversificação do investimento em vários títulos, ou seja, em vez de investir num só ativo financeiro, o investidor deve optar por investir em portefólios compostos por diversos ativos. Existem duas razões principais pelas quais a diversificação reduz o risco de investimento. Por um lado, como cada ativo incluído num determinado portefólio representa apenas uma pequena parte do capital investido, qualquer evento que afete um ou alguns desses ativos tem um impacto muito mais limitado sobre o valor total do investimento. Por outro lado, o efeito de acontecimentos específicos sobre o valor de cada ativo dentro do portefólio pode ser positivo ou negativo. Em grandes e diversificados portefólios, esses efeitos tendem a compensar um ao outro sem afetar o valor global (Ferreira e Cunha, 2012).

A MPT é amplamente utilizada pelos investidores financeiros, no sentido de se obter resultados eficientes sob determinadas condições. No fundo, um portefólio eficiente não acarreta risco desnecessário face ao seu retorno esperado, ou seja, um portefólio eficiente é definido pelas seguintes características: maximizar o retorno esperado para um dado nível de risco ou minimizar o risco para um dado nível de retorno esperado (Awerbuch e Berger, 2003).

Os investidores em ativos financeiros têm como objetivo obter um certo retorno ao longo de um horizonte de investimento. No entanto, o rendimento efetivamente obtido pelo investidor pode diferir do rendimento esperado, pelo que se está na presença de investimento de risco (Ferreira e Cunha, 2012).

### 3.2. MPT NO PLANEAMENTO ELÉTRICO

Este estudo utiliza a abordagem MPT aplicada a portefólios de tecnologias de geração de eletricidade à semelhança da sua aplicação no mercado financeiro. Ao incluir o risco de portefólio (neste caso relacionados com os custos de produção de eletricidade), a abordagem MPT permite aos decisores políticos ou privados integrar os três principais objetivos da política energética num quadro quantificável (McLoughlin e Bazilian, 2006):

- Energia a preços competitivos;
- Segurança no fornecimento de energia;
- Atenuação dos impactos ambientais;

Nos últimos anos tem-se verificado uma crescente aplicação da teoria MPT ao planeamento da geração de energia elétrica. De facto, o modelo média-variância pode ser usado para estimar portefólios ótimos de geração de eletricidade tanto para uma empresa como para um país (Ferreira e Cunha, 2012). O planeamento energético não é diferente de investir em títulos financeiros, onde portefólios eficientes são amplamente usados por investidores para gerir o risco e melhorar o desempenho numa variedade imprescindível de resultados. Deste modo, o planeamento energético deve ser focado mais no desenvolvimento de portefólios com uma produção eficiente do que sobre como encontrar alternativas com menor custo de produção, isto porque, em determinado momento, certas alternativas podem apresentar custos elevados e outras podem ter custos mais baixos. No entanto, ao longo do tempo, uma combinação favorável de alternativas pode favorecer a minimização do custo global da produção relativamente ao risco (Awerbuch e Berger, 2003).

Para além do facto de se conseguir encontrar o portefólio ótimo, a aplicação do modelo MPT permite analisar o impacto da inclusão de tecnologias renováveis no cenário das fontes geradoras de energia elétrica. Em particular, o modelo MPT permite uma melhor avaliação do risco associado às diferentes tecnologias. Permite ainda ilustrar o *trade-off* entre os custos de produção e o risco, o que quer dizer que não é

possível alcançar um baixo custo de produção de energia elétrica, sem assumir níveis mais elevados de risco (Ferreira e Cunha 2012).

Shimon Awerbuch, no âmbito das suas observações sobre temas económicos e energéticos, através da aplicação dos instrumentos financeiros da teoria de portefólio na análise de sistemas de energia conseguiu modelar uma combinação de interesses políticos, climáticos ou ambientais e aspetos tecnológicos. O trabalho de Awerbuch (2006) demonstrou que o planeamento energético dirigido à implementação de soluções de produção de eletricidade através de FER representa uma estratégia favorável com efeitos positivos sobre o meio ambiente. Em detalhe, Awerbuch (2006) demonstrou que a introdução no portefólio energético de FER como a eólica, fotovoltaica e hídrica, reduz sensivelmente o custo total da energia e o risco de produção, uma vez que as tecnologias solar e fotovoltaica são livres de risco associado aos mercados de combustíveis, no sentido que a sua operação não é correlacionada com a variação do preço de combustível (Arnesano et al, 2012). Nesta análise, o retorno esperado foi quantificado como o rácio entre a produção realizada por uma determinada central e o valor investido. O valor médio do retorno calculado numa base temporal, é chamado retorno esperado, enquanto o desvio-padrão desse retorno representa o risco associado a cada tecnologia ou ativo (Awerbuch e Berger, 2003).

A aplicação da MPT ao planeamento elétrico passa assim pelo cálculo do retorno e risco de um portefólio de projetos, sendo que estas variáveis dependem dos custos de produção de cada tecnologia. Importa por isso analisar como poderão ser calculados estes custos e determinar estes valores para o caso específico do setor elétrico português, conforme se apresenta no capítulo seguinte.



## 4. CUSTOS DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

### 4.1. INTRODUÇÃO

Os capítulos anteriores mostram claramente que a aposta em Portugal em termos de produção de energia elétrica passa pelo recurso às FER. Este desafio, para além da questão económica e da autossustentabilidade energética, vem no seguimento de diretrizes da UE, no sentido da redução das emissões de CO<sub>2</sub>, razão pela qual a produção de energia elétrica através do carvão tem vindo a decrescer apesar da sua estabilidade em termos de preço, e apesar de, segundo a Agência Internacional de Energia (AIE), esta ser a energia primária com maior perspetiva de crescimento até 2030. A indexação do preço das energias não renováveis ao preço do petróleo, e as preocupações com a diversificação de combustíveis e segurança de abastecimento, conduzem à adoção de novas soluções tecnológicas no abastecimento de energia elétrica a todo o território nacional.

Os custos de produção de energia elétrica variam de tecnologia para tecnologia. No caso das centrais térmicas, as fontes de energia primária são tradicionalmente os combustíveis fósseis. Nestas, o fator mais relevante no cálculo do custo associado à produção de energia elétrica é o preço do combustível que está sujeito às variações do mercado. Por outro lado, no caso das renováveis, a componente crítica para o cálculo do custo associado é o fator de capacidade (FC). Este FC representa o rácio entre potência real produzida e potência que a central seria capaz de produzir à carga máxima. Este fator é particularmente relevante porque o investimento inicial é elevado e o custo marginal muito reduzido e assim o retorno do investimento só surgirá dentro de um prazo aceitável se os recursos naturais permitirem a utilização das centrais com FC elevado (Arnesano et al, 2012).

Assim, para cada tecnologia foi calculado o respetivo custo nivelado (CN) de produção de eletricidade, o qual representa o custo total por MWh produzido ao longo da vida útil de uma central e que pode ser obtido a partir das expressões que se apresentam na secção seguinte:

## 4.2. CUSTO NIVELADO DE CADA TECNOLOGIA

Uma forma muito útil para comparar custos unitários de tecnologias diferentes é o cálculo do CN<sup>1</sup>. O seu resultado permitirá obter um custo final médio tendo em conta todos os custos associados à produção de eletricidade, por unidade de energia produzida. O CN corresponde ao custo que um investidor terá que assumir e em função dos preços da eletricidade para assegurar a rentabilidade e o retorno do investimento (MacDonald, 2010).

No fundo, o CN é uma aproximação financeira usada para analisar os custos de geração de eletricidade ao longo da vida útil das respetivas centrais, neste caso, a partir das diversas tecnologias de geração. A abordagem é feita tendo em conta as principais componentes de custo (Investimento, O&M, Combustível, Custos ambientais). Trata-se de um indicador importante do custo médio global de um projeto ao longo de toda a sua vida, tendo em conta os mais diversos pressupostos. Pode ser usado para estimar custos de produção quando se pretende construir uma nova central ou, quando se pretende produzir energia elétrica a partir de uma determinada tecnologia, identificar a alternativa de menor custo dentro de um leque de tecnologias de geração (IEA, 2010).

O CN reflete de forma mais aproximada o custo real do investimento no mercado de eletricidade com garantia de empréstimos e preços regulados do que os custos reais de investimento em mercados competitivos e preços variáveis. As taxas de desconto são um fator importante e determinante no cálculo do custo nivelado que refletem essencialmente a consideração do custo de oportunidade de capital (IEA, 2010). Na primeira fase do presente estudo será usada uma taxa de desconto de 10%.

No caso das centrais térmicas, a fórmula de cálculo do CN é a seguinte:

---

(<sub>1</sub>) *Levelised Costs of Electricity (LCOE)* em ingles.

$$CN = \frac{\sum \left[ I.C + \left( M + \left( \frac{F_t}{\eta} + X_t \right) \cdot P.h.FD \right) \cdot \frac{(1+r)^{n-1}}{r(1+r)^n} \right]}{\sum \left[ \left( P.h.FD \cdot \frac{(1+r)^{n-1}}{r(1+r)^n} \right) \right]} \quad (1)$$

Em que,

*C*- Capacidade instalada

*η*- Rendimento da central

*P*- Potencia emitida no período *t*

*h*- Nº horas/ano

*FD*- Fator de disponibilidade da central

*I* - Investimento inicial

*M* - Custos de operação e manutenção

*F<sub>t</sub>*- Custos de combustíveis no período *t*

*X<sub>t</sub>* - Custos ambientais no período *t*

*n* - Tempo de vida da central

*t* - Período quarto-horário em estudo

*r* -Taxa de desconto

Para as FER, uma vez que não existem custos de combustível nem custos ambientais, a fórmula de cálculo do CN é a seguinte:

$$CN = \frac{\sum \left[ I.C + M \cdot \frac{(1+r)^{n-1}}{r(1+r)^n} \right]}{\sum \left[ P.h.FD \cdot \frac{(1+r)^{n-1}}{r(1+r)^n} \right]} \quad (2)$$

Uma vez que a potência emitida em cada período se encontra em denominador da equação, torna-se necessário encontrar uma forma de considerar um custo máximo para quando a potência emitida tiver valor próximo de zero ou mesmo zero, uma vez que o resultado seria “infinito”. Na implementação do modelo proposto, a solução encontrada foi assumir que sempre que a potencia emitida num dado período seja inferior a 15% da capacidade instalada da respetiva tecnologia seria considerado um CN máximo correspondente a essa percentagem de potência. Esta operação permite “filtrar” as situações em que a central se encontra em fase de paragem ou arranque, ou mesmo em situações de laboração anormal cujo resultado poderia originar a adulteração do valor do CN final.

As subsecções que se seguem apresentam todos os parâmetros utilizados para cálculo do CN de cada tecnologia de produção de eletricidade, bem como os resultados e uma análise à evolução do CN ao longo dos últimos 3 anos. De salientar que, para todas as tecnologias em estudo, foi considerado um fator de disponibilidade médio de 0,95 que corresponde ao tempo efetivo de trabalho das respetivas centrais ao longo do ano, uma vez que, estas têm necessidade de períodos de paragem para manutenção.

O custo de investimento foi estimado a partir de valores referentes a construções de diversas centrais de produção de eletricidade, publicados pela Agencia Internacional de Energia (IEA, 2010) e por um relatório publicado no âmbito de um estudo acerca dos custos das principais tecnologias de geração de energia elétrica no Reino Unido, solicitado pelo Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (MacDonald, 2010). Este valor foi calculado com base na média aritmética de vários custos de investimento para vários países da UE e da OCDE em que nele estão inseridos custos de construção, licenças de exploração e outros custos inerentes ao processo de construção de uma central de geração de eletricidade. Como são valores publicados em €/MW (potencia instalada), foi necessário multiplicar este valor pela potencia total correspondente a determinada tecnologia, neste caso, instalada em Portugal.

Os custos de operação e manutenção correspondem a todas as despesas inerentes ao processo de produção de energia elétrica e à manutenção dos equipamentos como por exemplo, os custos com pessoal, custos de material e peças de substituição. Estes custos podem ser fixos, como é o caso dos custos com pessoal e, se for o caso, os contratos de manutenção, ou variáveis, ou seja, despesas que normalmente variam de acordo com a produção, normalmente aliados à fadiga do equipamento ou a qualquer modificação necessária nas instalações de acordo com a produção. Os valores utilizados neste estudo, referentes aos custos de operação e manutenção, à semelhança dos custos de investimento, foram retirados das publicações IEA (2010) e MacDonald (2010), englobando os custos fixos e variáveis para cada ano de produção.

O custo de combustível, naturalmente, só se aplica às tecnologias de produção térmicas (Carvão e Gás Natural). O preço do Gás Natural foi retirado da base de dados “*Datastream, Thomson Reuters*” e vem expresso em €/MWh. Para este trabalho foram utilizados valores diários. No caso do Carvão, o preço desta matéria-prima foi obtido através da fonte “*EUROPEAN COAL: CIF ARA*” e vem expresso em €/ton, pelo que, foi necessário estimar a quantidade de carvão necessária para se produzir 1 MWh de energia elétrica. Nesse sentido, através da consulta a dados fornecidos pela EDP, neste caso, referentes à central de Sines (EDP, 2009), estimou-se um valor médio fixo de 7,506 MWh/ton, permitindo assim obter um custo médio diário de carvão por cada MWh de energia elétrica produzida em centrais a carvão, variando este valor em função da variação do preço do carvão.

Os custos ambientais, neste caso, referem-se ao valor pago pela entidade exploradora da central elétrica, relativo à quantidade de CO<sub>2</sub> emitido para a atmosfera. O preço por tonelada emitida apresenta uma variação diária, e, esse preço, à semelhança do preço do carvão foi obtido através da base de dados “*Datastream, Thomson Reuters*”. A fim de se obter uma estimativa do consumo médio de CO<sub>2</sub> por cada MWh de energia elétrica produzido, foram utilizados valores fornecidos pela central da EDP do Ribatejo (EDP, 2010) que apresenta um valor médio de 0,36 ton CO<sub>2</sub>/MWh, para o gás. De igual modo, para o carvão foram utilizados valores fornecidos pela central termoelétrica de Sines (EDP, 2009).

O tempo de vida da central corresponde ao valor médio do tempo de vida estimado para todas as centrais elétricas correspondentes a cada tecnologia. Neste estudo, foram utilizados, essencialmente, valores publicados pela IEA (2010) e por MacDonald (2010).

#### 4.2.1. CUSTO NIVELADO DAS CENTRAIS A CARVÃO

No caso das centrais a carvão, o rendimento das mesmas torna-se um fator fulcral no preço final da energia, pois o consumo de combustível necessário para se produzir a mesma quantidade de energia varia substancialmente em função do rendimento. Para este trabalho foi utilizado como referência o valor de rendimento da central de Sines pertencente à EDP. O preço de combustível e o custo das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> são os fatores variáveis na estimativa do custo associado à produção de energia através de carvão.

A tabela 2 mostra todos os parâmetros relativos à produção de eletricidade através do carvão.

**Tabela 2: Dados relativos à produção de energia elétrica através do carvão (Fonte: IEA, 2010; MacDonald, 2010)**

<b>Parâmetros</b>	<b>Valor</b>
Investimento ( I )	2.080.594 €/MW
Operação e Manutenção (M)	101.992 €/ano
Consumo carvão	7,5 MWh/ton
Preço carvão/ton	Variável (fig. 21)
Emissões de CO <sub>2</sub>	0,83 ton/MWh
Preço das licenças de emissão de CO <sub>2</sub>	Variável (fig. 22)
Fator disponibilidade	0,95
Rendimento ( $\eta$ )	39%
Tempo de vida útil (n)	30 anos

Através da figura 21, podemos verificar a evolução do preço do carvão durante os últimos três anos.

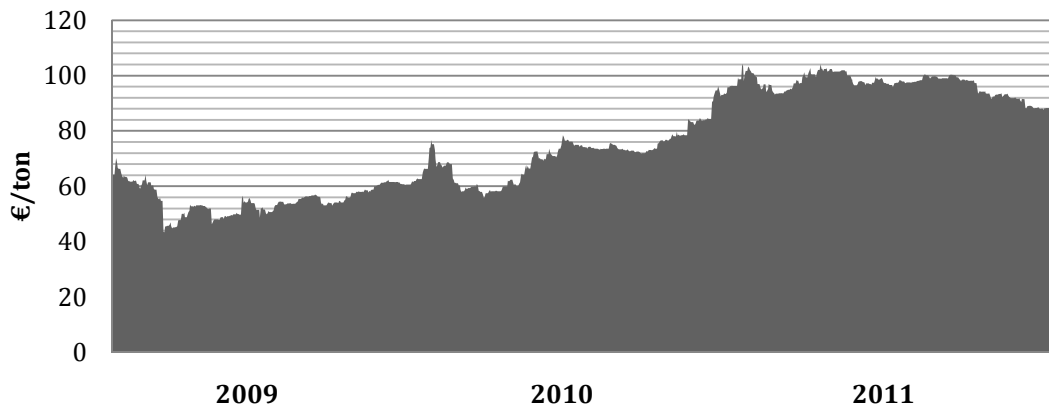


Figura 21: Variação do preço do carvão ao longo do triénio 2009-2011 (Fonte: Datastream, Thomson Reuters")

A figura 22 mostra a evolução do preço do CO<sub>2</sub> ao longo do mesmo período.

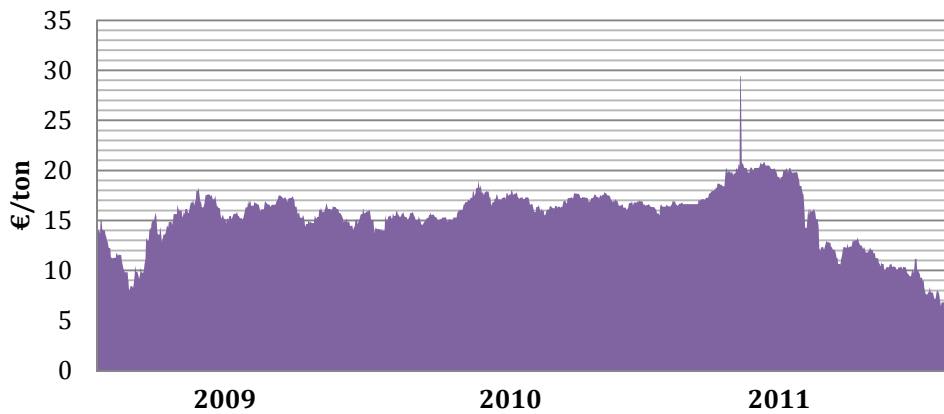


Figura 22: Variação do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> ao longo do triénio 2009-2011 (Fonte: "Datastream, Thomson Reuters")

Os parâmetros contidos na tabela 2, assim como os gráficos da evolução do preço do carvão e do CO<sub>2</sub>, foram a base para o cálculo do custo nivelado, através da aplicação da fórmula de cálculo do CN para as centrais térmicas.

Através da figura 23, podemos verificar que o CN da produção de energia elétrica usando o carvão subiu consideravelmente de 2009 para 2010. Esta subida é justificada pelo decréscimo da potência elétrica emitida em mais de 600 MW de um ano para o outro (figura 3). No ano seguinte verificou-se uma subida substancial na média de potência emitida refletindo-se, conseqüentemente, na descida do CN. Nesse ano, assistiu-se a uma subida acentuada do preço de carvão, a qual foi até certo ponto compensada pela descida do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> (figura 22).

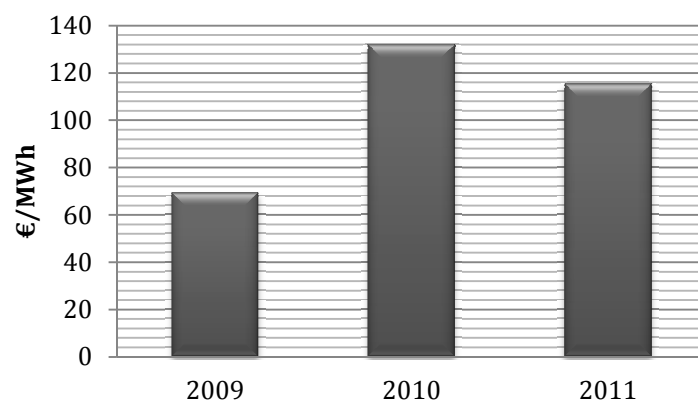


Figura 23: Evolução do custo nivelado da produção através do carvão

#### 4.2.2. CUSTO NIVELADO DAS CENTRAIS A GÁS NATURAL

No caso das centrais a gás natural aplicam-se os mesmos pressupostos que nas centrais a carvão. A tabela 3 mostra todos os parâmetros relativos à produção de eletricidade através do carvão utilizados para o cálculo do CN para a produção de energia elétrica usando como fonte o gás natural.



Tabela 3: Dados relativos à produção de energia elétrica através do Gás Natural (Fonte: IEA, 2010; MacDonald, 2010)

Parâmetros	Valor
Investimento ( I)	836.450 €/MW
Operação e Manutenção (M)	31.232 €/ano
Preço Gás (€/MWh)	Variável (fig. 24)
Emissões de CO <sub>2</sub>	0,364 ton/MWh
Preço das licenças de emissão de CO <sub>2</sub>	Variável (fig. 22)
Fator disponibilidade	0,95
Rendimento ( $\eta$ )	56%
Tempo de vida útil (n)	40 anos

Através da figura 24, pode-se verificar a evolução do preço do Gás Natural ao longo dos últimos três anos.

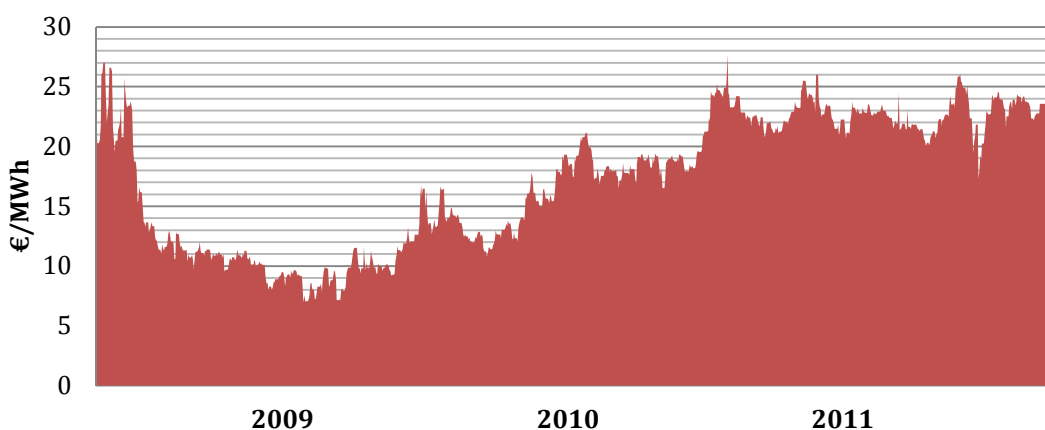


Figura 24: Variação do preço do Gás Natural ao longo do triênio 2009-2011(Fonte: "Datastream, Thomson Reuters")

Analisando a evolução do CN da produção de energia elétrica usando gás natural, verifica-se, através da figura 25, um crescimento de cerca de 20 €/MWh produzido, justificado, por um lado, pela descida da potência emitida ao longo dos últimos 3 anos em mais de 100 MW (figura 3) e, por outro, pela subida do preço de combustível em

cerca de 10 €/MW (figura 25), embora se verificasse uma ligeira descida do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> (figura 22).

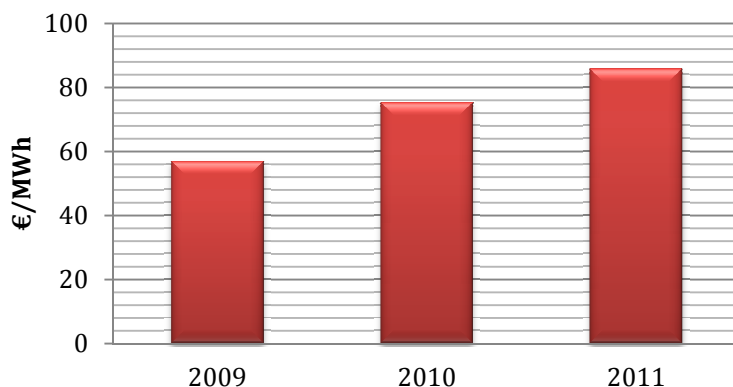


Figura 25: Evolução do custo nivelado da produção através do Gás Natural

#### 4.2.3. CUSTO NIVELADO DAS ALBUFEIRAS

Nas centrais de produção de eletricidade através de FER, a maior componente de risco associado ao investimento é a sazonalidade de recursos. No caso da albufeira, o facto de se poder armazenar água permite reduzir esse risco, podendo-se obter níveis de produção estáveis mesmo em alturas de escassez de chuva.

Uma vez que todos os custos associados às centrais de produção de energia através de FER são fixos, o único fator que influencia o custo final é o seu FC.

Os valores usados neste estudo encontram-se indicados na tabela 4.

Tabela 4: Dados relativos à produção de energia elétrica através de Albufeira (Fonte: IEA, 2010; MacDonald, 2010)

Parâmetros	Valor
Investimento (I)	1.384.082 €/MW
Operação e Manutenção (M)	1.477.391 €/ano
Fator disponibilidade	0,95
Tempo de vida útil	80

No caso das FER, como é o caso das centrais hidroelétricas, a variação do CN reflete-se na variação da produção. Analisando a figura 26, verifica-se que em 2010 o CN apresenta um valor relativamente baixo em relação a 2009 e 2011. O elevado IPH verificado no ano 2010, que segundo a REN (2010) foi de 1.31, resulta numa potência média superior em mais de 300 MW às verificadas em 2009 e 2011, resultando numa descida significativa do CN.

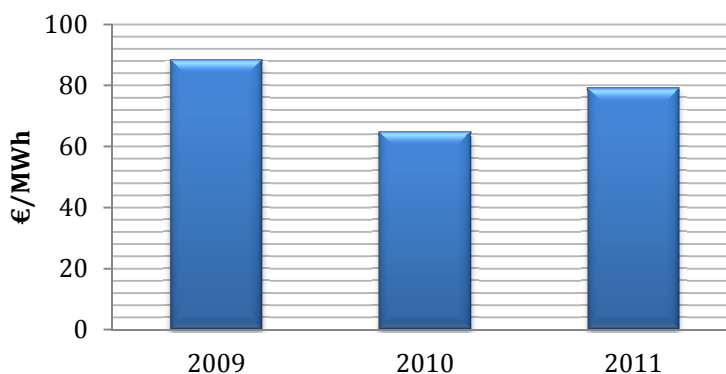


Figura 26: Evolução do custo nivelado da produção através de Albufeira

#### 4.2.4. CUSTO NIVELADO DAS CENTRAIS FIO DE ÁGUA

A diferença entre Albufeira e Fio de água está na capacidade de armazenamento de água da infraestrutura.

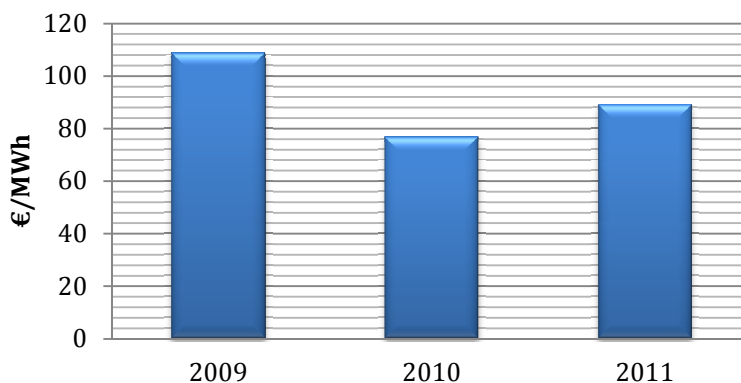
Os pressupostos para estimativa de custos são os mesmos que no caso da Albufeira. Tendo em consideração a dificuldade de acesso a informação de custos que distinga o montante de investimento para centrais hídricas do tipo albufeira e fio de água, utilizaram-se os custos publicados em (COBA e PROCESL, 2007) referentes às centrais de Almourol e Santarém para estimar valores típicos de investimento em centrais fios de água.

A tabela 5 mostra os parâmetros utilizados para a determinação dos custos de produção de energia elétrica através das centrais hidroelétricas a fio de água.

**Tabela 5: Dados relativos à produção de energia elétrica através de Fio de Água (Fonte: COBA e PROCESL , 2007)**

<b>Parâmetros</b>	<b>Valor</b>
Investimento (I)	1.597.097 €/MW
Operação e Manutenção (M)	1.510.000 €/ano
Fator disponibilidade	0,95
Tempo de vida útil (n)	80

Em relação à produção de energia elétrica através das centrais hidroelétricas a fio de água, verifica-se pela análise da figura 27, um cenário em termos de CN idêntico ao da Albufeira. Como referido anteriormente, o ano 2010 foi um ano chuvoso, como tal o CN calculado para esse ano apresenta um valor relativamente baixo em relação aos restantes.



**Figura 27: Evolução do custo nivelado da produção através de Fio de Água**

#### 4.2.5. CUSTO NIVELADO DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

Entende-se por mini-hídricas, pequenas centrais hidrelétricas com uma capacidade máxima de produção substancialmente inferior às centrais a fio de água e albufeiras, normalmente inferior a 5 MW (IEA, 2010).

A informação relativa aos custos associados a esta tecnologia foi obtida através da IEA (2010) e encontra-se descrita na tabela 6.

Tabela 6: Dados relativos à produção de energia elétrica através de Mini Hídrica (Fonte: IEA, 2010)

Parâmetros	Valor
Investimento (I)	2.101.598 €/MW
Operação e Manutenção (M)	30.837 €/ano
Fator disponibilidade	0,95
Tempo de vida útil (n)	80

Situação semelhante às restantes hídricas verifica-se com as mini-hídricas. No entanto, os baixos níveis de produção através desta tecnologia e o elevado investimento inicial, determinam um CN relativamente superior ao da albufeira e fio de água. A figura 28 mostra a evolução do CN da geração de energia elétrica através da hídrica PRE.

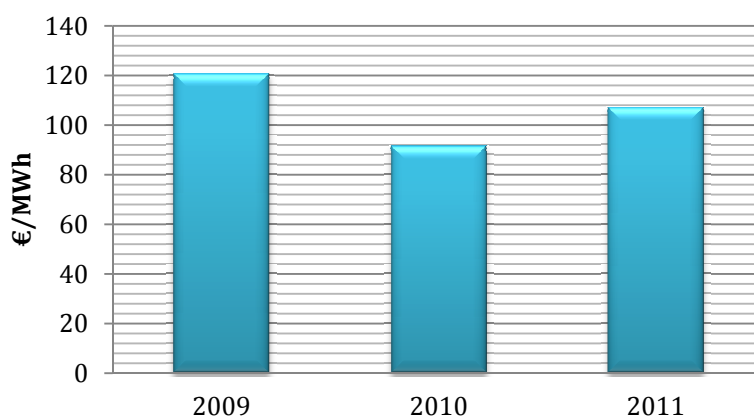


Figura 28: Evolução do custo nivelado da produção através de Mini-hídrica

#### 4.2.6. CUSTO NIVELADO DAS CENTRAIS EÓLICAS

Os dados obtidos para determinação de custos associados à energia eólica encontram-se disponíveis em IEA (2010) e MacDonald (2010). Os parâmetros considerados no cálculo do CN são apresentados na tabela 7.

Tabela 7: Dados relativos à produção de energia elétrica através da eólia (Fonte: IEA, 2010; MacDonald, 2010)

Parâmetros	Valor
Investimento (I)	1.162.079 €/MW
Operação e Manutenção (M)	1.708 €/ano
Fator disponibilidade	0,95
Tempo de vida útil (n)	24

A energia eólica é claramente uma grande aposta no mercado da produção de energia elétrica em Portugal. Em termos de potência instalada é já a tecnologia mais representativa no território nacional, como mostra a tabela 1, fruto de um investimento significativo nesta tecnologia favorecida por um ambiente regulatório favorável. Apesar do elevado investimento inicial, os baixos custos de operação e manutenção e, claro, os altos níveis de disponibilidade de recursos naturais fazem desta tecnologia, a de menor CN entre todas as fontes de produção de eletricidade no nosso país. Através da análise da figura 29, verifica-se que o CN varia de forma inversa ao IE. Se reanalísarmos a figura 10, verifica-se que o ano 2010, apresentou um IE relativamente alto, o que originou um FC elevado, traduzindo-se num menor CN.

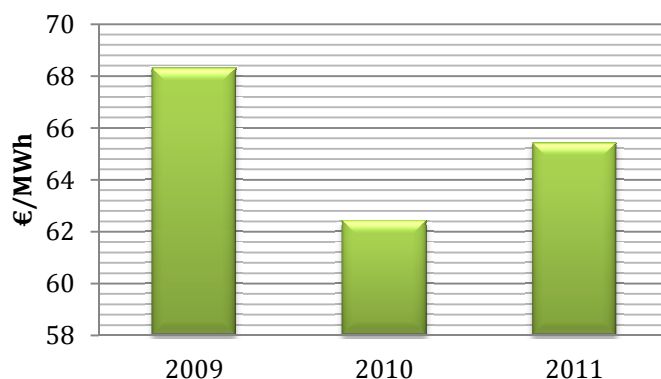


Figura 29: Evolução do custo nivelado da produção através de eólica

#### 4.2.7. CUSTO NIVELADO DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

O custo de investimento referente à tecnologia fotovoltaica utilizado neste estudo foi baseado em Fernandes (2011) e em aplicações noutros países da OCDE disponíveis em IEA (2010). Os custos de O&M e o tempo de vida médio de uma instalação fotovoltaica foram retirados de Fernandes (2011). Todos os parâmetros referentes à produção de energia elétrica através da radiação solar são apresentados na tabela 8.

Tabela 8: Dados relativos à produção de energia elétrica através da Fotovoltaica (Fontes: IEA, 2010; Fernandes, 2011)

Parâmetros	Valor
Investimento (I)	3.704.788 €/MW
Operação e Manutenção (M)	212.520 €/ano
Fator disponibilidade	0,95
Tempo de vida útil (n)	25

Através da análise da figura 30 verifica-se que o panorama energético fotovoltaico em Portugal começa a ganhar expressão. Esse facto é demonstrado pelo decréscimo do valor do CN, o qual é explicado pelo aumento significativo do valor médio de potência elétrica emitida para a rede, que através da análise da figura 3, se verificou ter duplicado nos últimos 3 anos. Contudo, o elevado investimento inicial aliado aos elevados custos de operação e manutenção traduzem um valor do CN da produção de

eletricidade através da energia fotovoltaica elevado relativamente às restantes tecnologias.

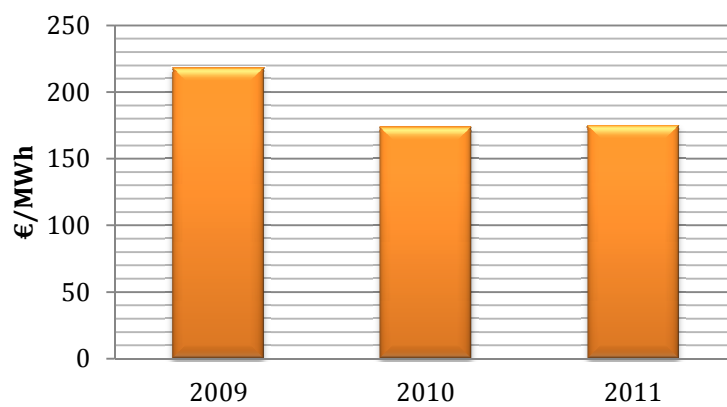


Figura 30: Evolução do custo nivelado da produção através da Fotovoltaica



## 5. APLICAÇÃO DA MPT AO CASO PORTUGUÊS

### 5.1. INTRODUÇÃO

Markowitz (1952) demonstrou que no sentido de rentabilizar qualquer investimento, maximizando o retorno esperado e ao mesmo tempo minimizando o risco associado, o investimento deve ser diversificado em mais ativos financeiros. Nesse sentido, a análise de portefólio de investimentos deve ser caracterizado não só pelo retorno esperado como também pela sua variabilidade uma vez que a diversificação do investimento é eficaz na maximização do retorno esperado minimizando o risco associado se os custos dos diferentes ativos não forem perfeitamente correlacionados (Arnesano et al, 2012).

Um portefólio é eficiente se não existir outro com a mesma variância e maior retorno esperado, ou então, pelo contrário, se não existir outro portefólio com o mesmo retorno esperado e menor variância. A fronteira eficiente é o conjunto de portefólios eficientes para um dado problema, que uma vez determinada, torna possível escolher o portefólio mais adequado ao problema em causa (Arnesano et al, 2012).

A teoria de portefólio é normalmente aplicada no contexto financeiro no sentido de estimar riscos de portefólio esperados e retornos financeiros com variação anual (Bhattacharya e Kojima, 2010). No caso de um portefólio de tecnologias de geração de energia elétrica os custos são quantificados como custos de geração e o retorno é medido através do inverso desses custos (Awerbuch e Berger, 2003).

O presente capítulo tem como objetivo principal encontrar uma combinação ótima de tecnologias de produção de eletricidade tendo em linha de conta os custos associados à produção de eletricidade e recorrendo ao modelo MPT aplicado ao caso do sistema elétrico Português.

## 5.2. MODELO DE OTIMIZAÇÃO

O valor esperado do portfólio é expresso como a média do peso ou expressão de cada tecnologia num determinado portfólio

$$E(R_p) = \sum_{i=1}^N W_i E_{(R_i)} \quad (3)$$

Em que  $E_{(R_i)}$  representa o valor do retorno esperado a partir da  $i$ ésima tecnologia ( $R_i$ ) e  $W_i$  representa o peso correspondente à  $i$ ésima tecnologia no portfólio.

O inverso do CN de cada tecnologia traduz uma medida *proxy* da rentabilidade, por outras palavras, menor custo implica maior rentabilidade associada à produção de energia elétrica usando essa mesma tecnologia (Arnesano et al, 2012).

$$R_t = \frac{1}{CN_t} \quad (4)$$

Em que  $R_t$  representa a rentabilidade no período  $t$  e  $CN_t$  caracteriza o custo no período  $t$  para uma dada tecnologia.

A rentabilidade de cada tecnologia pode igualmente ser dada pela equação 5 e que representa a taxa de variação dos custos de geração de energia elétrica (TVC) para cada tecnologia.

$$TVC = \frac{CN_t - CN_{t-1}}{CN_{t-1}} \quad (5)$$

O risco de portfólio  $E(\sigma_p)$ , é representado pelo desvio-padrão do portfólio ( $\sigma_p$ ) determinado através da variação dos custos de produção dentro de determinado período  $t$ . A expressão utilizada para o cálculo do risco associado ao portfólio é a seguinte:

$$E(\sigma_p) = \sqrt{\sum_{i=1}^N w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^N w_i w_j \text{COV}_{ij}} \quad (6)$$

Em que  $i \neq j$ ,  $i=1,2,3,\dots,n$  e  $j=1,2,3,\dots,n$

$w_i$  e  $w_j$  são as variáveis que representam o peso correspondente às tecnologias  $i$  e  $j$  respectivamente no portfólio,  $\sigma_i$  é o desvio padrão da taxa de variação do custo (TVC) (equação 5) ao longo dos três anos correspondente à tecnologia  $i$  e finalmente  $\text{COV}_{ij}$  a covariância das duas tecnologias que é obtida através da expressão,

$$\text{cov}_{ij} = \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j \quad (7)$$

$\rho_{ij}$  é a correlação entre ambas e caracteriza a diversidade dentro do portfólio. Quanto menor o valor de  $\rho_{ij}$  entre as várias tecnologias do portfólio maior os ganhos resultantes da diversificação do portfólio, traduzindo-se num menor nível de risco esperado  $E(\sigma_p)$ . Por outras palavras, aumentar a diversidade do portfólio através do acréscimo de tecnologias não correlacionadas ou correlacionadas negativamente, reduz o risco associado que pode ser observado pela tendência da correlação para zero (Bhattacharya e Kojima, 2010).

### 5.3. APLICAÇÃO AO CASO PORTUGUÊS

A tabela 9 apresenta as estatísticas descritivas da variável TVC para o caso em estudo, correspondente ao sistema elétrico português para os anos de 2009-2011 e considerando as diferentes tecnologias incluídas na análise.

**Tabela 9: Dados relativos à TVC de cada tecnologia**

	Carvão	Gás Natural	Albufeiras	Fio d'água	Mini-hídrica	Eólica	Fotovoltaica
Variância	0,0009	0,0012	0,0109	0,0075	0,0010	0,0010	0,0086
Media	0,0004	0,0006	0,0049	0,0034	0,0005	0,0005	0,0040
Desv. Pad.	0,0294	0,0344	0,1044	0,0864	0,0316	0,0316	0,0927

Para determinar a covariância entre as várias tecnologias é necessário calcular a correlação entre elas, conforme a equação 7. A MPT baseia-se no conceito de visão integrada dos ativos financeiros bem definidos no mercado. Cada ativo tem as suas próprias características de retorno e risco associado, que por si só, não são suficientes para ser realizado um *mix* eficiente. Muitas vezes, no mercado financeiro, dois títulos são condicionados por fatores externos e, por conseguinte, a variação de tais elementos afeta o retorno de ambas as atividades. Por outro lado, se apenas um depende de um fator externo, isso irá influenciar apenas a atividade específica. A determinação da correlação entre alternativas de geração de eletricidade em relação a determinada variável é fundamental para a definição da fronteira eficiente de portefólio (Arnesano et al, 2012). A tabela 10 mostra os valores correspondentes à correlação entre todas as formas de produção de eletricidade, cujos elementos representam os termos da equação 7 para determinação da covariância e futuramente para cálculo do risco de portefólio. Um coeficiente com valor muito próximo de zero representa uma maior independência entre os pares de tecnologias, por outro lado, um coeficiente com valor a tender para 1 ou -1, representa uma forte dependência positiva ou negativa entre ambas.

**Tabela 10: Correlação entre as diferentes tecnologias**

	Carvão	Gás natural	Albufeira	Fio d'água	Mini-hídrica	Eólica	Fotovoltaica
Carvão	-	0,0631	0,0378	0,0490	0,0399	-0,0541	0,0101
Gás natural			0,0600	0,0427	0,0198	-0,0975	-0,0034
Albufeira				0,1641	0,0750	-0,0652	0,0107
Fio d'água					0,0834	-0,0388	0,0099
Mini-hídrica						-0,0174	0,0339
Eólica							-0,0440
Fotovoltaica							-

Determinada a correlação entre as várias tecnologias, calculou-se a covariância conforme a equação 7. A variância de determinado portefólio, ou o risco associado, é determinada em parte pela variação dos ativos individuais e também pela forma como se correlacionam entre si. Esta última é medida pelo coeficiente de correlação ou covariância dos ativos pertencentes a determinado portefólio (Ferreira e Cunha, 2012).

Uma vez determinada a covariância entre as diferentes tecnologias, a primeira função objetivo deste modelo é a minimização do risco de investimento de um dado portefólio de tecnologias de geração de eletricidade expresso em  $E(\sigma_p)$  que é estimado através do desvio padrão desse mesmo portefólio conforme a equação 6. Assumindo que um dado portefólio é composto por  $n$  tecnologias diferentes, o problema de otimização pode ser descrito como,

$$\text{Minimizar } (E(\sigma_p)) = \sqrt{\sum_{i=1}^N w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \text{cov}_{ij}} \quad (9)$$

*Sujeito a*

$$\sum w_i = 1;$$

$$w_i \geq 0;$$

Como resultado da resolução da função objetivo de minimização do risco (equação 9), é apresentada a tabela 11 cujo cenário de tecnologias de geração de energia elétrica exposto, representa o portfólio de menor risco associado.

**Tabela 11: Portefólio com risco mínimo associado**

<b>Risco mínimo (0,0152)</b>	
<b><i>Tecnologia</i></b>	<b><i>W (peso)</i></b>
Carvão	26%
Gás Natural	19%
Albufeira	2%
Fio d'água	2%
Mini-hídrica	23%
Eólica	25%
Fotovoltaica	3%

Pode-se concluir através dos resultados apresentados pela tabela 11, com risco mínimo, o portfólio energético será composto maioritariamente pelas tecnologias não renováveis, que apresentam menor rentabilidade, expressa pela média da TVC (tabela 9). As restantes tecnologias apresentam maior TVC, ou seja, maior rentabilidade e por conseguinte maior variância que se traduz em maior risco associado.

Determinado o menor risco de portfólio, ao ser incrementado o risco associado, serão encontrados outros portfólios ótimos com maior rentabilidade mas também com maior risco. Para isso é usada a segunda função objetivo (equação 10) no sentido de maximizar o retorno esperado sem transpor a barreira do risco assumido em cada simulação e incluído no modelo como restrição, isto é:

$$\text{Maximizar } E_{(r_p)} = \sum_{i=1}^N w_i E_{(r_i)} \quad (10)$$

Sujeito a,

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^N w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \text{cov}_{ij} \leq \sigma^2$$

$$\sum_{i=1}^N w_i = 1;$$

$$w_i \geq 0;$$

Através da aplicação da função objetivo de maximização do retorno esperado (equação 10) obteve-se a tabela 12 que resume a composição do portefólio energético à medida que aumenta o risco.

**Tabela 12: Soluções de portefólios energéticos com diferentes riscos associados**

<b>RISCO</b>	<b>0,015</b>	<b>0,035</b>	<b>0,055</b>	<b>0,075</b>	<b>0,095</b>	<b>0,105</b>
W (carvão)	25,7%	5,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
W (gas)	19,4%	10,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
W (albuf)	1,7%	20,1%	32,8%	64,3%	90,6%	100,0%
W (fio d'água)	2,5%	19,0%	29,7%	0,0%	0,0%	0,0%
W (mini-hídrica)	22,6%	6,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
W (eólica)	25,4%	16,3%	2,8%	0,0%	0,0%	0,0%
W (fotovoltaica)	2,8%	21,7%	34,7%	35,7%	9,4%	0,0%
<b>E(rp)</b>	<b>0,00073</b>	<b>0,00270</b>	<b>0,00402</b>	<b>0,00459</b>	<b>0,00484</b>	<b>0,00492</b>

Verifica-se através da análise da tabela 12, a convergência para uma solução 100% composta pela produção de energia eléctrica através de albufeira. Isto deve-se ao facto de serem tecnologias com maior risco associado mas também com maior retorno. Deste modo, a contribuição das albufeiras tende a aumentar à medida que se incrementa o risco admissível.

O conjunto de portefólios que resultam deste processo deu origem à fronteira eficiente que é apresentada na figura 31.

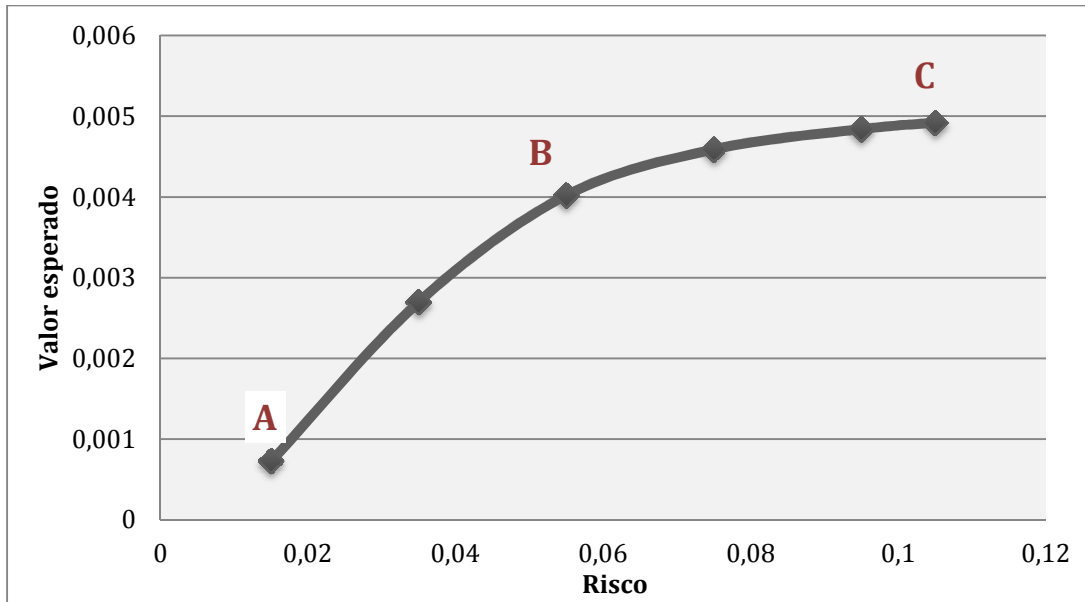


Figura 31: Fronteira eficiente

Cada ponto da fronteira representa um portefólio com o máximo retorno esperado para um dado nível de risco. Neste gráfico pode-se concluir o seguinte:

- Portefólio A: Portefólio com menor risco associado, todavia menor retorno esperado. Normalmente traduz maior diversidade nos seus ativos.
- Portefólio B: Portefólio com maior valor esperado relativamente ao A, no entanto, o risco associado ao investimento aumenta.
- Portefólio C: Provavelmente a melhor solução em termos de custos para produção de eletricidade, uma vez que se consegue um retorno esperado



máximo, porém, com um risco associado considerável. Normalmente traduz menor diversidade nos seus ativos.

Analisaremos agora, o cenário atual em termos de produção de energia elétrica em Portugal comparativamente com as soluções apresentadas na figura 32 e que compõe a fronteira eficiente da aplicação da MPT à determinação do portefólio eficiente de tecnologias de geração de energia elétrica.

De acordo com a REN (2012a) em termos do sistema electroprodutor, o abastecimento de energia elétrica apresentou em Setembro de 2012, referente a esse ano, a seguinte distribuição por tecnologia:

**Tabela 13: Distribuição da produção de eletricidade em 2012 (Cálculos próprios baseados em REN, 2012a)**

<b>Carvão</b>	<b>25,7%</b>
<b>Gás Natural</b>	<b>12,8%</b>
<b>Albufeira</b>	<b>4,4%</b>
<b>Fio de Água</b>	<b>5,1%</b>
<b>Mini-Hídrica</b>	<b>1,0%</b>
<b>Eólica</b>	<b>19,3%</b>
<b>Fotovoltaica</b>	<b>0,7%</b>
<b>Outras</b>	<b>13,7%</b>
<b>Importação</b>	<b>17,2%</b>

Estes valores introduzidos no modelo resultam num cenário de produção de energia elétrica com risco associado de 0,018 e retorno esperado de 0,0010.

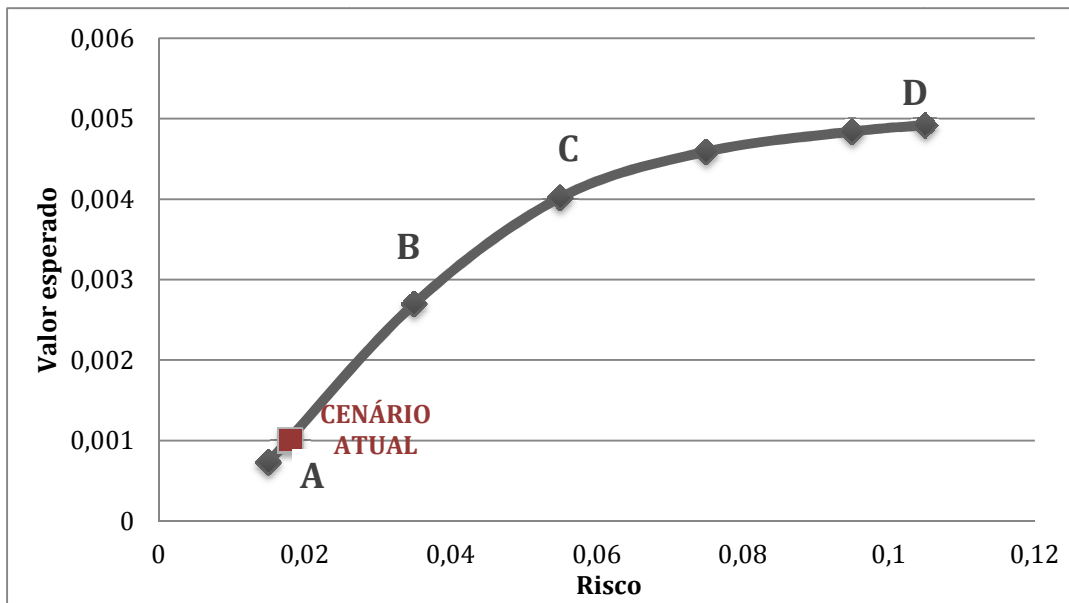


Figura 32: Comparação da aplicação da MPT com o cenário atual

Face a estes valores, pode-se concluir que o cenário atual apresenta um risco associado muito baixo e, naturalmente, um retorno esperado igualmente reduzido. Por conseguinte, o portefólio de tecnologias de geração de energia eléctrica atual, em Portugal, aproxima-se do portefólio A, na fronteira eficiente da aplicação da MPT.

Através da análise da figura 33, pode-se comparar a distribuição atual com o portefólio A, em termos de percentagem de cada tecnologia.

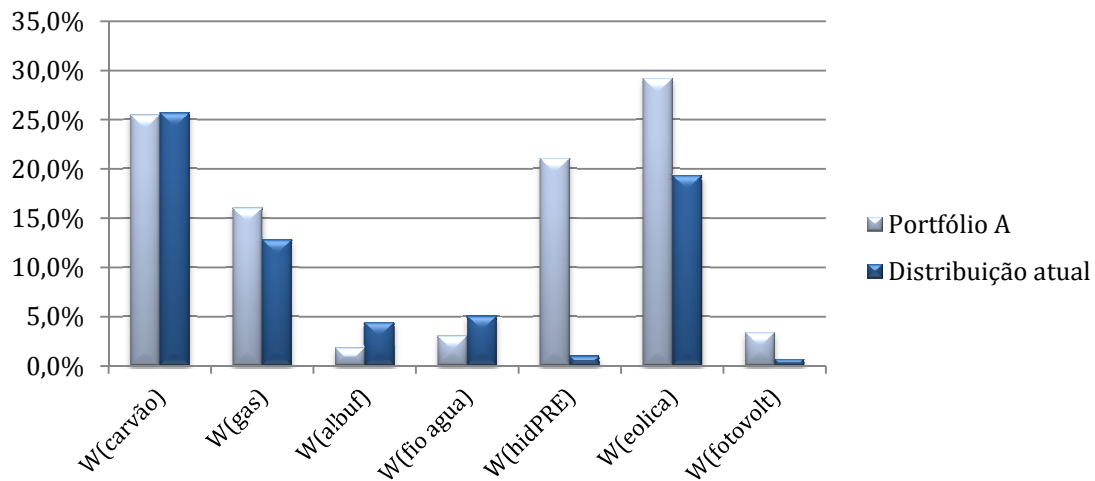


Figura 33: Comparação dos resultados obtidos com cenário atual.

A distribuição atual, face à repartição de tecnologias que compõe o portfólio A, apenas difere de forma significativa na percentagem de hídrica PRE e eólica. Através da análise da tabela 12, conclui-se que, pela aplicação da MTP, a produção de energia elétrica usando estas duas tecnologias, permite reduzir o risco associado. Como a distribuição atual apresenta menor percentagem destas duas tecnologias, o risco associado aumenta e conseqüentemente o retorno esperado (figura 32).

#### 5.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A aplicação da MPT ao cenário de produção de eletricidade em Portugal, tendo em conta os custos associados a cada tecnologia verificados, permite concluir que, o portefólio com menor risco associado (tabela 11) é composto maioritariamente pelas tecnologias que apresentam menor desvio padrão em relação à respetiva TVC (tabela 9), ou seja, menor risco associado, são elas, o carvão e o gás-natural.

À medida que se aumenta o risco, o peso destas tecnologias vai diminuindo, dando lugar às tecnologias com maior risco associado ou seja às que utilizam FER como forma de produção de energia elétrica. No cenário de risco máximo, a solução converge para um cenário de produção de eletricidade 100% composto por albufeira, visto ser a tecnologia que apresenta maior risco associado e ao mesmo tempo maior rentabilidade.

Este cenário, não pode ser considerado económica e tecnicamente viável, uma vez que Portugal não tem capacidade financeira nem mesmo recursos hídricos que permitam uma solução desta natureza. No entanto, o modelo MPT, converge para determinada solução tendo em conta, apenas, a variável custo associado a cada tecnologia. Esta pode ser considerada como uma das limitações deste modelo, uma vez que existem outros fatores de natureza técnica que devem ser considerados na determinação da combinação de tecnologias de produção da eletricidade para abastecer o consumo total da população. As limitações ambientais, quer a emissão de CO<sub>2</sub>, quer o impacto ambiental causado pela construção de barragens, parques eólicos e fotovoltaicos, são fatores que devem também ser considerados.

Se analisarmos a figura 32, que apresenta a comparação entre o conjunto de portefólios resultante da aplicação da MPT com a combinação de tecnologias que atualmente compõe o sistema elétrico nacional, verificamos que esta se aproxima do portefólio mais realista em termos de restrições, o portefólio A, não só em termos de risco de investimento, como também as limitações impostas pela limitação de recursos naturais e pelas diretrizes da UE no que respeita às emissões de CO<sub>2</sub>.

A combinação de tecnologias que garantem o abastecimento do consumo de eletricidade em Portugal varia muito em função da sazonalidade dos recursos naturais. Como foi referido anteriormente, a hídrica tem um papel fundamental no sistema de produção de energia elétrica, principalmente ao nível do impacto na importação de produtos fósseis, neste caso, carvão e gás natural. A variabilidade da eólica, por sua vez, também influencia o consumo de carvão e gás natural.

Face a estas limitações, o sistema de produção elétrico deve estar preparado para responder às solicitações que forem necessárias tendo em consideração a variabilidade do consumo e da disponibilidade dos recursos renováveis. A fronteira eficiente que é apresentada na figura 32 é traçada pelo conjunto de soluções resultantes da aplicação da MPT. Como já referido, o portefólio A é caracterizado pela aproximação a um cenário real, o portefólio B, praticamente não contempla energia térmica, fruto da subida do peso das centrais hídricas, que só é possível nos períodos chuvosos, e da tecnologia fotovoltaica que nesta solução apresenta uma percentagem de mais de 20%. O portefólio C é composto apenas pelas centrais hídricas (Fio de água e Albufeira) e pelas centrais fotovoltaicas, pelo que, este cenário considera-se inviável, uma vez que as centrais térmicas permanecem necessárias para garantir a sustentabilidade do sistema de produção de energia elétrica nas atuais condições técnicas. Finalmente, o portefólio D, apresenta um cenário 100% composto por albufeira, uma vez que o risco associado é o maior de todas as tecnologias e o nível de risco do portefólio D permitiria obter o máximo de rentabilidade utilizando a albufeira para produzir toda a eletricidade em Portugal.

Estes resultados permitem concluir que a MPT apresenta-se como uma ferramenta muito poderosa na tomada de decisões dos investidores financeiros, tendo em conta o risco que cada um está sujeito a correr num dado investimento no mercado de ações. No entanto, reconhece-se também que este modelo apresenta várias limitações quando aplicado à geração de eletricidade sobretudo pela dificuldade de integração de restrições técnicas que se revelam fundamentais em modelos de planeamento.



## 6. CONCLUSÕES

Este trabalho pretendeu avaliar o potencial de aplicação da MPT ao planeamento elétrico, testando a sua implementação ao caso do sistema elétrico português.

O estudo partiu inicialmente de uma revisão da literatura sobre a MPT demonstrando como os objetivos de maximização de retorno e minimização de risco relevantes na tomada de decisão em investimentos financeiros poderão ser também transpostos para a seleção de tecnologias a incluir em cenários futuros para o setor elétrico. O modelo MPT foi então adaptado, destacando-se em particular a necessidade de considerar a variável custo nivelado de produção de eletricidade como medida a utilizar no cálculo da rentabilidade e do risco das tecnologias de produção de eletricidade.

A determinação do custo nivelado representou um esforço significativo deste trabalho, quer pela dimensão dos cálculos quer pela sua importância como variável de base para a implementação do modelo. Este cálculo foi efetuado para um período de 3 anos em intervalos de quarto de hora para as diferentes tecnologias incluídas na análise e recorrendo a diferentes bases de dados relativas à produção de eletricidade e custos de investimento, O&M e custos de combustíveis. O detalhe da informação revelou-se fundamental para a análise da sazonalidade dos recursos e deteção de eventuais correlações entre as variáveis.

Da aplicação da MPT resultou a apresentação de um conjunto de portefólios eficientes, cada um deles descrito pelo risco, retorno e contribuição de cada tecnologia. Foi, ainda, possível comparar os portefólios simulados com a atual situação, tendo-se verificado que esta corresponde a uma solução próxima do risco mínimo com um portefólio diversificado de tecnologias.

Importa no entanto referir que a aplicação da MPT ao sistema de produção de energia elétrica, apresenta limitações ao nível de restrições que devem ser consideradas nomeadamente limitações ambientais, fixação de limites de produção a partir de cada tecnologia e ainda o acompanhamento da sazonalidade das FER ao longo do ano. Por

exemplo, não é expectável um cenário de produção de energia elétrica maioritariamente hídrico durante o período de verão conforme obtido no cenário de rentabilidade máxima.

De salientar ainda que, o custo nivelado de cada tecnologia, apenas foi calculado tendo em conta os períodos quarto horários que apresentam uma potência emitida para a rede maior do que 15% da respetiva potência instalada, dado que valores abaixo deste condicionavam significativamente o valor final obtido e inviabilizam o cálculos nos momentos de produção nula. Este pressuposto foi indicado no início da dissertação e, como tal, influencia de forma significativa o custo nivelado de cada tecnologia. No entanto, como este pressuposto se aplica a todas as tecnologias em igual proporção, espera-se que o resultado final da aplicação do modelo não seja severamente afetado.

O mercado de ações é constantemente marcado pela subida e descida dos respetivos valores, e, o que torna mais ou menos arriscado um investimento no mercado de ações é a dispersão dos resultados possíveis, valor esse que é medido através do desvio padrão, como referido nos capítulos anteriores. O que acontece do mercado de ações é que a sua maior rentabilidade acontece quando estas apresentam subidas, o mesmo não se verifica em situações de estagnação do preço das ações. O modelo aplicado neste trabalho traduz exatamente essa variabilidade e apresenta os resultados em função da máxima rentabilidade expectável. Deste modo, ao aplicar este modelo à estimativa do conjunto de tecnologias que devem compor da forma mais rentável possível, o SEN, este irá considerar maioritariamente as tecnologias que apresentem maior variabilidade em detrimento das que apresentam maior estabilidade, o que na realidade será questionável na ótica do planeamento elétrico. Para o SEN, é preferível uma tecnologia (A) que apresenta ao longo de vários períodos quarto horários, uma potência emitida constante de 1000 MW do que outra tecnologia (B) que, para os mesmos períodos, apresenta uma subida constante de 100 MW até 1000MW. No entanto, este modelo considera a tecnologia B, como aquela que apresenta maior rentabilidade e que deve ter maior peso no SEN, em função do risco que o investidor estará sujeito a correr. Este facto verifica-se pela adequação da MPT ao mercado financeiro e demonstra claramente a necessidade de proceder a



alterações ao modelo e variáveis de modo a garantir a sua adequação ao planeamento eléctrico com especificidades e características muito diferentes dos investimentos financeiros.

A comparação entre a solução do modelo que mais se aproxima da situação atual e esta, reflete a limitação mencionada no parágrafo anterior. O facto de as tecnologias eólica, mini-hídrica e fotovoltaica apresentarem um peso muito superior ao peso correspondente à distribuição atual deve-se precisamente à sua variabilidade que as favorece no modelo utilizado.

Por conseguinte, dadas as limitações supracitadas, há necessidade de adaptar a MPT à determinação do portefólio eficiente de tecnologias de produção de eletricidade, no sentido de se obter a combinação mais eficiente de tecnologias que poderão compor o SEN e que ofereça melhores condições de abastecimento do consumo de eletricidade à população nacional. Nesse sentido, evidencia-se como trabalho futuro, no seguimento da presente dissertação, a melhoria do modelo apresentado, adaptando-o para que na prática se torne uma ferramenta muito poderosa à determinação do portefólio eficiente de produção de energia eléctrica à semelhança do que acontece para o mercado financeiro. Destacam-se em particular dois aspetos que se consideram fundamentais em futuros desenvolvimentos do modelo:

- A inclusão de restrições técnicas que reconheçam os limites de funcionamento de cada tecnologia, permitindo deste modo obter soluções ótimas do ponto de vista de rentabilidade e custo mas também tecnicamente viáveis;
- A redefinição da variável considerada nas funções rentabilidade e risco mantendo-se suportada no cálculo do custo nivelado, mas assegurando que a estabilidade da produção de cada tecnologia renovável não é sinónimo de menor rentabilidade do portefólio.



## REFERÊNCIAS

APREN (2010) “Índice de Eolicidade 2009”, disponível em <http://www.apren.pt>, acedido a 23 de Março de 2012.

APREN (2012) “Índice de Eolicidade de Portugal Continental”, disponível em <http://www.apren.pt>, acedido a 23 de Março de 2012.

Arnesano, M, Carlucci, A.P, Laforgia, D (2012) “Extension of portfolio theory application to energy planning problem - The Italian case” Energy, Vol. 39, pp. 112-124.

Awerbuch, S (2008) “Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Policy Implications For Renewables And Energy Security” Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, Vol. 11 (3), pp.693-710

Awerbuch, S, Berger, M (2003) “Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making”. IEA/EET Working Paper, Report Number EET/2003/03, Paris, February 2003

Basílio, L (2012) “Planeamento Energético” Apresentação Seminário Internacional Portugal Brasil, Guimarães, 17/02/2012.

Bhattacharya, A e Kojima, S (2010) “Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method” Energy Policy, Vol. 40, pp. 69-80.

COBA E PROCESL (2007) “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico”.

Comissão Europeia (2012) “Climate action”, disponível em <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/>, Acedido a 12 de Novembro de 2012.

Deloitte e APREN (2009) “Estudo do Impacto Macraeconómico do Sector das Energias Renováveis em Portugal” <http://www.apren.pt>.

DGEG (2010) “Montra Tecnológica solar” <http://www.dgeg.pt/>.

DGEG (2012a) “Energia em Portugal – Principais Números”.

DGEG (2012b) “Balanço Energético 2011” <http://www.dgeg.pt/>.

DGEG (2012c) “Renováveis, Estatísticas Rápidas” <http://www.dgeg.pt/>.

Diário da República, *Decreto-Lei nº 97/2002*.

Diário da República Eletrónico (2010) *Decreto-Lei n.º 26/2010, pp. 985 - 1025*.

- Diário da República, Resolução de Conselho de Ministros nº 20/2013.
- EDP (2009) “Declaração Ambiental - Central Termoelétrica de Sines”.
- EDP(2010) “Actualização da Declaração Ambiental-Central Termoelétrica do Ribatejo”.
- ERSE (2009) “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica”, disponível em <http://www.erse.pt>, *Acedido em 20 de Novembro de 2012.*
- ERSE (2013) “PRE – Produção em Regime Especial” [www.erse.pt](http://www.erse.pt).
- Fernandes, B (2011) “Application of the Real Options Theory to investment Appraisal: The case of a Photovoltaic Investment”, *Tese de Mestrado, Universidade do Minho, 2011.*
- Ferreira, P (2008) “Electricity Power Planning in Portugal”, *Tese de Doutoramento, Universidade do Minho, 2008.*
- Ferreira, P, Cunha, J (2012) “On the use of MPT to derive optimal RES electricity generation mix”. in proceedings of ECOS 2012 - International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Perugia, Italy, 26-29 June 2012.
- Gonçalves, P (2012) “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011”, *Tese de Mestrado, FEUP, 2012.*
- Hepbasli, A (2007) “A key review on energetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future” *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 12, pp. 593-661.*
- IEA (2010) “Projected Costs of Generating Electricity”, Paris, 2010.
- IEA (2013) “Working together to ensure reliable, affordable and clean energy”, disponível em [www.iea.org](http://www.iea.org), *acedido a 23 de Outubro de 2013.*
- MacDonald, M (2010) “UK Electricity Generation Costs Update”, June 2010.
- Markowitz, H (1952) “Portfolio Selection” *Journal of Finance, Vol. 7, No. 1, pp. 77-91.*
- McLoughlin, E, Basilian, M (2006) “Application of Portfolio Analysis to the Irish Electricity Mix in 2020”, Working Paper, June 2010.
- Praça, I (2007) “Agentes inteligentes aplicados ao mercado de energia”, *Apresentação Universidade do Minho, 09/03/2007*
- REN (2009) “Dados Técnicos” [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

REN (2010) “*Dados Técnicos*” [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

REN (2011a) “*A Energia Eólica em Portugal*” [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

REN (2011b) “*Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2010*” [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

REN (2011c) “*Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade 2012-2017*”.

REN (2011d) “*Dados Técnicos 2011*” [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

REN (2012a) “*Informação Mensal. Sistema electroprodutor*” [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

REN (2012b) “*Sistema Elétrico Nacional*” [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

Saleiro, C, Araújo, M, Ferreira, P (2010) “*Wind Power Costs in Portugal*” , In proceedings of Risoe International Energy Conference- Energy Solutions for Sustainable Development, 22-24 May, 2007, Roskilde, Denmark.

Saraiva, F (2007) “*Energias do Futuro – Desafios do Presente*”, *Apresentação III Dia Regional Norte do Engenheiro, Mirandela, 20/10/2007*.