

**INSTITUTO POLITÉCNICO DE LISBOA**

**INSTITUTO SUPERIOR DE CONTABILIDADE**

**E ADMINISTRAÇÃO DE LISBOA**

**MESTRADO EM CONTABILIDADE INTERNACIONAL**



**ISCAL**

**PROJECTO DE DISSERTAÇÃO:**

**OPÇÕES REAIS**

**AVALIAÇÃO DO PROJECTO DE INVESTIMENTO DE TRÊS PARQUES EÓLICOS  
EM AMBIENTE ONSHORE E OFFSHORE**

João António da Guia Jacinto

Julho, 2011



**INSTITUTO POLITÉCNICO DE LISBOA**

**INSTITUTO SUPERIOR DE CONTABILIDADE  
E ADMINISTRAÇÃO DE LISBOA**

**MESTRADO EM CONTABILIDADE INTERNACIONAL**

**PROJECTO DE DISSERTAÇÃO:  
OPÇÕES REAIS**

**AVALIAÇÃO DO PROJECTO DE INVESTIMENTO DE TRÊS PARQUES EÓLICOS  
EM AMBIENTE ONSHORE E OFFSHORE**

João António da Guia Jacinto

Julho, 2011

Dissertação submetida ao Instituto Superior de Contabilidade e Administração de Lisboa para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Contabilidade Internacional, realizado sob a orientação científica do Doutor Domingos Silva Ferreira, Professor Coordenador, Área Científica de Contabilidade.

**Constituição do Júri:**

**PRESIDENTE – DOUTOR RUI PAIS DE ALMEIDA**

**ARGUENTE – DOUTORA SÓNIA RICARDO BENTES**

**VOGAL – DOUTOR DOMINGOS DA SILVA FERREIRA**

“O único lugar em que o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário.”

*Albert Einstein*

## **AGRADECIMENTOS**

Com trabalho, mas também através da interação com as pessoas, a partilha de conhecimento e o confronto de ideias, se constrói o saber e a aprendizagem constante.

Neste espaço dedicado aos agradecimentos tenho que salientar algumas pessoas que contribuíram para a minha percepção e aprendizagem do tema aludido nesta dissertação.

Ao meu orientador, Dr. Domingos Ferreira, pelo acompanhamento, rigor e conhecimento que me transmitiu ao longo do meu percurso académico.

Ao Dr. Válder Lúcio, pela ideia e pela invenção da torre, que esteve na origem do meu tema da dissertação e pela troca de conhecimento que envolveu os aspectos técnicos relativos aos custos das torres.

Ao Engenheiro António Esteves da Enercon, à Engenheira Blanca Pontiagudo, da Vestas, ao Engenheiro Bruno Lamez da Generg, ao Engenheiro Francisco Pedrosa da General Cable e ao Comandante João Cardoso da Enondas, pela partilha do conhecimento e experiência relativa à construção dos parques eólicos e correspondentes custos.

Agradeço ao Dr. Paulo Costa do LNEG, pela disponibilidade demonstrada ao longo do último ano, pelos dados fornecidos relativamente ao regime dos ventos e pelo conhecimento que me transmitiu numa área desconhecida para mim.

Por último agradeço à minha esposa Aline, aos meus filhos João e Inês, pela paciência e apoio que me deram ao longo deste tempo.

## **Resumo**

Os Projectos de Investimento desempenham um importante papel no crescimento económico-social dos países, proporcionando emprego e desenvolvimento tecnológico.

Na óptica dos projectos inovadores, concretamente no sector das energias renováveis, acarretam elevados investimentos, numa base temporal de longo prazo. Nestes casos as decisões estratégicas assumem um papel determinante, assim, o principal objectivo desta dissertação é a utilização das Opções Reais como métrica de avaliação dos projectos de investimento. A análise e avaliação dos projectos implica em si incerteza nas previsões, desta forma, as Opções Reais minimizam o risco associado à incerteza através da inclusão da flexibilidade no processo de avaliação. A primeira parte da dissertação consiste na contextualização energética mundial e nacional, ao nível da energia primária e das energias renováveis, com incidência na energia eólica. A segunda consiste na introdução teórica dos projectos de investimento e dos conceitos inerentes às Opções Financeiras e às Opções Reais. Por último, apresenta-se um caso de estudo de construção de três parques eólicos e as consequentes decisões de investimento concluindo que os modelos de avaliação das Opções Reais proporcionam alternativas e interdependência em investimentos futuros.

**Palavras-chave:** Opções Reais; Projectos Investimento; *Black-Scholes*; Energia Eólica

## **ABSTRACT**

Investment projects play an important role in economic growth countries, social development, providing employment and technological development. In view of the innovative projects, particularly in the renewable energy sector, lead to high investments, a long-term temporary basis. In these cases the strategic decisions play a decisive role, thus the main objective of this thesis is the use of Real Options as a metric for evaluating investment projects. The analysis and evaluation of projects in itself implies uncertainty in the forecast, so, the Real Options minimize the risk associated with uncertainty through the inclusion of flexibility in the evaluation process. The first part of the dissertation is the world's energy and national context, in terms of primary energy and renewable energy, focusing on wind energy. The second theory is the introduction of investment projects and concepts inherent in the Financial Options and Real Options. Finally, we present a case study of construction of three wind farms and the consequent investment decisions concluding that the valuation models of real options provide alternatives and interdependence in future investments.

**Keywords:** Real Options, Investment Projects, *Black-Scholes*; Wind Energy

## INDÍCE

ÍNDICE DE QUADROS.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	xiv
INTRODUÇÃO.....	- 1 -
1. INTRODUÇÃO AO SECTOR ELÉCTRICO .....	- 2 -
2. O SECTOR ENERGÉTICO EM PORTUGAL.....	- 7 -
3. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS .....	- 13 -
3.1. VANTAGENS E DESVANTAGENS.....	- 14 -
3.2. DISTRIBUIÇÃO MUNDIAL.....	- 16 -
3.3. ENERGIA EÓLICA.....	- 18 -
4. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL.....	- 23 -
4.1. ENQUADRAMENTO NACIONAL DA ENERGIA EÓLICA.....	- 26 -
4.2. VANTAGENS E DESVANTAGENS DA ENERGIA EÓLICA .....	- 33 -
5. ENQUADRAMENTO DO SECTOR ELÉCTRICO .....	- 36 -
5.1. TARIFAS DE VENDA.....	- 38 -
5.2 MERCADO IBÉRICO DA ENERGIA.....	- 41 -
6. PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA .....	- 47 -
6.1. O VENTO .....	- 47 -
6.2. AS TURBINAS.....	- 50 -
7. CUSTOS DE ENERGIA EÓLICA .....	- 53 -
7.1. OS TERRENOS.....	- 56 -
7.2. ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	- 57 -
7.3. AS TORRES.....	- 58 -
7.4. LIGAÇÃO À REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO .....	- 63 -
7.5. MANUTENÇÃO E DESMANTELAMENTO .....	- 66 -
8. INVESTIMENTOS .....	- 69 -
8.1. DEFINIÇÃO DE PROJECTO DE INVESTIMENTO .....	- 70 -
8.2. TIPOS DE PROJECTOS.....	- 71 -
9. INTRODUÇÃO ÀS MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO.....	- 73 -
10. MODELO DAS OPÇÕES .....	- 75 -

10.1. UM POUCO DE HISTÓRIA.....	- 76 -
10.2. TIPOS DE OPÇÕES.....	- 77 -
10.3. FUNCIONAMENTO DAS OPÇÕES.....	- 78 -
10.4. CALL OPTION.....	- 79 -
10.5. PUT OPTION.....	- 80 -
10.6. PRÉMIO DAS OPÇÕES.....	- 82 -
11. OPÇÕES REAIS.....	- 84 -
11.1. TIPOS DE OPÇÕES REAIS.....	- 86 -
11.2. FÓRMULAS BLACK-SCHOLES E BINOMIAL.....	- 90 -
12. CASO DE ESTUDO.....	- 92 -
12.1. CALENDARIZAÇÃO DOS PARQUES.....	- 97 -
12.2. INVESTIMENTOS – 1º FASE E 2ª FASE.....	- 98 -
12.2.1. PARQUE EÓLICO DE PENICHE.....	- 101 -
12.2.2. PARQUE EÓLICO DOS CANDEEIROS.....	- 108 -
12.3. INVESTIMENTO TOTAL (1ª E 2ª FASE).....	- 118 -
13. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	- 121 -
13.1. PARQUE EÓLICO DO MOLEDO.....	- 125 -
14. CONCLUSÕES.....	- 136 -
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	- 138 -

## ÍNDICE DE QUADROS

**Quadro 2.1.** Evolução da Intensidade Energética 2004-2008

**Quadro 2.2.** Evolução das Emissões de CO<sub>2</sub> no período 2004-2008

**Quadro 3.1.** Vantagens e desvantagens das energias renováveis

**Quadro 3.3.1.** Capacidade Instalada - Membros IEA

**Quadro 3.3.2.** Capacidade Instalada – Resto do Mundo

**Quadro 3.3.3.** Capacidade Instalada em 2009 – Crescimento percentual

**Quadro 3.3.4.** Evolução da energia eólica dos membros da IEA

**Quadro 4.1.** Evolução da Energia produzida através das Renováveis em Portugal Continental (GWh)

**Quadro 4.1.1.** Caracterização da potência eólica instalada em Portugal Continental

**Quadro 4.1.2.** Dimensão dos parques em potência

**Quadro 5.1.1.** Remuneração das Energias Renováveis (tarifas médias indicativas – Energia Renováveis (DL n.º 225/2007, de 31 de Maio)

**Quadro 7.1.** Estimativa média de custos de turbina e custos totais do projecto – 2009

**Quadro 7.3.1.** Alguns parques eólicos construídos em ambiente *offshore* na Europa

**Quadro 7.3.2.** Potencial Sustentável *Near-shore* para Portugal Continental (turbina 2MW)

**Quadro 10.1.** Tipos de Opções e os principais modelos de avaliação

**Quadro 11.1.** Comparação entre uma opção de compra sobre acções e uma opção real de um projecto

**Quadro 12.2.1.1.** Orçamento de construção PE Peniche

**Quadro 12.2.1.2.** Projecção da Produção e Vendas PE Peniche

**Quadro 12.2.1.3.** Depreciações Anuais PE Peniche

**Quadro 12.2.1.4.** Provisões Anuais PE Peniche

**Quadro 12.2.1.5.** Fornecimento e Serviços Externos PE Peniche

**Quadro 12.2.1.6** Fundo Maneio Necessário de Exploração PE Peniche

**Quadro 12.2.1.7.** Demonstração de Resultados PE Peniche

**Quadro 12.2.1.8.** Determinação do VAL do PE Peniche

**Quadro 12.2.2.1.** Orçamento de construção PE Candeeiros

**Quadro 12.2.2.2.** Projecção da Produção e Vendas PE Candeeiros

**Quadro 12.2.2.3.** Depreciações Anuais PE Candeeiros

**Quadro 12.2.2.4.** Provisões Anuais PE Candeeiros

**Quadro 12.2.2.5.** Fornecimento e Serviços Externos PE Candeeiros

**Quadro 12.2.2.6.** Fundo Maneio Necessário Exploração PE Candeeiros

**Quadro 12.2.2.7.** Determinação de Resultados PE Candeeiros

**Quadro 12.2.2.8.** Determinação o VAL do PE Candeeiros

**Quadro 12.3.1.** VAL dos projectos (1ª e 2ª Fase)

**Quadro 13.1.1.** Orçamento de construção PE Moledo

**Quadro 13.1.2.** Projecção da Produção e Vendas PE Moledo

**Quadro 13.1.3.** Depreciações Anuais PE Moledo

**Quadro 13.1.4.** Provisões Anuais PE Moledo

**Quadro 13.1.5.** Fornecimento e Serviços Externos PE Moledo

**Quadro 13.1.6.** Demonstração de Resultados PE Moledo

**Quadro 13.1.7.** Determinação do VAL do PE Moledo

## ÍNDICE DE FIGURAS

**Figura 1.1.** Evolução do consumo final mundial entre 1971 a 2008 por fonte de energia (Milhões de toneladas)

**Figura 1.2.** Consumo Mundial (Milhões de toneladas de petróleo equivalentes)

**Figura 1.3.** Evolução dos preços de barril de petróleo (USD/barril)

**Figura 2.1.** Gráfico da Evolução do Saldo Importador

**Figura 2.2.** Gráfico da evolução da dependência energética do exterior (total produtos %)

**Figura 2.3.** Gráfico de comparação da Autonomia Energética em 2008

**Figura 2.4.** Estrutura da Importação, em euros, de produtos energéticos

**Figura 2.5.** Gráfico do Consumo de petróleo em Portugal 2000-2009 (ton. de barris)

**Figura 3.1.** Tecnologias Chave para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> em função do cenário Quadro Blue

**Figura 3.2.1** Crescimento da energia Eólica na Dinamarca

**Figura 3.2.2.** Crescimento da energia Eólica na Índia e China

**Figura 3.3.1.** Capacidade Instalada anual e acumulada dos países membros da IEA no período 1995-2009

**Figura 3.3.2.** Gráfico representativo da potência instalada em 2009 (MW)

**Figura 4.1** Gráfico de quota de energias renováveis no consumo bruto de energia final (%) em Portugal

**Figura 4.2.** Gráfico de Energia Eléctrica produzida a partir das FER (%) – 2009

**Figura 4.1.1.** Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh)

**Figura 4.1.2.** Peso da produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis na produção bruta + saldo importador, em 2008

**Figura 4.1.3.** Evolução da potência instalada em Portugal Continental (MW)

**Figura 4.1.4.** Potencial eólico instalado em 2009 e previsões 2010 e 2013 para Portugal

**Figura 4.1.5.** Capacidade instalada anual, acumulada e gerada, entre 1995-2009 dos Estados membros da IEA

**Figura 4.1.6.** Custos de instalação médios para parques eólicos dos países IEA. Inclui custo das turbinas, acessos, equipamento eléctrico, instalações, ligação à rede e desenvolvimento

**Figura 4.1.7.** Índice de Energia e CO2 em Portugal

**Figura 4.1.8.** Quotas de mercado fabricantes – Dez. 09 (Parques ligados à rede + construção + adjudicados)

**Figura 4.1.9.** Quotas de mercados promotores – DEZ 09 (Parques ligados á rede + construção + adjudicados)

**Figura 5.1.** Organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

**Figura 5.2.1** Cadeia de Valor do Sector da Electricidade em Portugal

**Figura 5.2.2.** Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Portugal

**Figura 5.2.3.** Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)

**Figura 5.2.4.** Défices tarifários reconhecidos nas tarifas de energia eléctrica para 2009 de anos anteriores

**Figura 6.1.1.** Mapa de distribuição espacial da velocidade do vento em Portugal continental, obtido pelo modelo MM5 (h=60m)

**Figura 6.1.2.** Esteiras aerodinâmicas e afastamento entre turbinas

**Figura 6.2.1** Evolução tecnológica das turbinas

**Figura 6.2.2.** Curva de potência calculada da turbina E82 – Enercon

**Figura 6.2.3.** Turbina E82 ENERCON

**Figura 7.1.** *Layout* da estrutura de um parque eólico

**Figura 7.2.** Ilustração dos componentes incluídos na estimativa do custo de energia eólica

**Figura 7.3.1.** Evolução das turbinas e torres eólicas

**Figura 7.3.2.** Different support structure concepts. From left to right: monopile, tripod, jacket, compliant, barge floater, tension leg platform and spar floater structure

**Figura 7.3.3.** Avaliação do recurso eólico offshore em Portugal Continental a profundidades entre 40 a 200 metros (Turbina 2 MW)

**Figura 7.4.1.** Investimentos na Rede Nacional de Transporte de Electricidade em 2010

**Figura 7.5.1.** Estrutura do sistema de monitorização de um PE – sistema Enercon

**Figura 9.1.** Bases do Valor Actual Liquido

**Figura10.4.1.** Ganho-Perda para as partes de uma *Call Option*: (A) Comprador da *Call* e (B) Vendedor da *Call*

**Figura10.5.1.** Ganho-Perda para as partes de uma *Put Option*: (A) Comprador da *Put* (B) Vendedor da *Put*

**Figura 11.1.1.** Tipos de Opções Reais

**Figura 12.1.** Eolic Trusstower 125m

**Figura 12.2.** Vista geral da solução proposta para um grupo de torres com 125m de altura em ambiente *offshore*

**Figura 13.1.** Cálculo da Opção (Put e Call) através do programa OPTION

**Figura 13.1.1.** Cálculo da Opção (*Put e Call*) através do Programa OPTION

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

**AAE** – Avaliação Ambiental Estratégica

**AIA** – Avaliação de Impacto ambiental

**AT**- Alta Tensão

**BT**- Baixa Tensão

**BTN** – Baixa Tensão Normal

**CAPM** – Capital Asset Pricing Model

**CBOE** – Chicago Board Options Exchange

**CDDA** - Common Database on Designated Areas

**CELE** – Comércio Europeu de Licenças de Emissão

**CFD** - *Cash for the Difference*

**CMVM**- Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

**CNE**- Comisión Nacional de Energía

**CNMV**- Comisión Nacional del Mercado de Valores

**dB(A)** - Decibel

**DGEG** – Direcção Geral de Energia e Geologia

**EDP** – Electricidade de Portugal

**EEA** – European Environment Agency

**ERSE**- Entidade Reguladora do Sector Eléctrico

**EWEA**- European Wind Energy Association

**FER**- Fontes de Energia Renovável

**GIS** – Sistema de Informação Geográfica

**GW**- Gigawatt

**GWEC** - Global Wind Energy Council

**GWh**- Gigawatt hora

**IEA** – *International Agency Energy*

**KVA**- kilo Volt Amp.

**KW**- Kilowatt

**LNEG** – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

**MAT**- Muito Alta Tensão

**MIBEL** - Mercado Ibérico de Electricidade

**MOR** – Método de Opções Reais

**MT** – Média Tensão

**MW**- Megawatt

**MWh**- Megawatt hora

**NASA** – National Aeronautics and Space Administration

**NEPs** – Número de horas equivalentes à produção nominal

**OCDE**- Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

**OMEL**- Mercado de electricidade

**OMI**- Operador de Mercado Ibérico

**OMIP**- The Iberian Energy Derivatives Exchange

**PE** – Parque Eólico

**PIAC** - Painel Intragovernamental sobre as alterações climáticas das Nações Unidas

**PIB** – Produto Interno Bruto

**PNBEPH** - Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico

**PRE**- Produtores em Regime Especial

**REN**- Rede Eléctrica Nacional

**RESP** – Rede Eléctrica de Serviço Público

**RNT**- Rede Nacional de Transporte

**SCADA** – Supervisory Control and Data Acquisition

**SEI**- Sistema Eléctrico Independente

**SENV** – Sistema Eléctrico Não Vinculado

**SEP**- Sistema de Abastecimento Público

**SIG**- Sistema de Informação geográfica

**TIR** – Taxa Interna de Rendibilidade

**TSO**- *Transmission System Operators*

**TWh** – Terawatts-hora

**UE** – União Europeia

**VAL** – Valor Actual Líquido

## INTRODUÇÃO

Os projectos de investimento de novas tecnologias nomeadamente os relacionados com a energia eólica, num contexto de subida de preços da energia eléctrica, com determinadas restrições de carácter ambiental e carências do lado da oferta dos combustíveis fósseis e, tendo em conta os investimentos avultados e a duração temporal deste género de projectos, normalmente 20 anos, facilmente constatamos que o risco é um dos factores determinantes na análise deste tipo de projectos.

As métricas tradicionais de avaliação apresentam problemas significativos na avaliação de projectos a longo prazo e com elevado risco, desde dificuldades na estimativa dos fluxos de caixa futuros até à taxa de desconto utilizada. Normalmente, para o cálculo do Valor Actual Líquido (VAL), utiliza-se uma taxa de desconto constante não tendo em consideração a volatilidade e a alteração do risco à medida que o projecto evolui no tempo.

A presente dissertação assenta na construção de três parques eólicos, inserido na projecção de uma nova torre eólica construída em betão armado, com grande potencial de adaptação a diversas morfologias incluindo em ambiente marítimo, e elevado potencial em altura.

Através de diversos contactos junto das entidades e empresas directamente relacionadas com o fabrico de Aerogeradores, fabricantes de cabos, promotores de parques eólicos e junto do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), foram efectuadas estimativas das receitas de produção dos diversos parques tendo em consideração todos os condicionantes e obstáculos inerentes a esta fonte de energia, as estimativas dos custos de construção de cada parque e a respectiva ligação à rede nacional de energia eléctrica.

O principal objectivo é o de efectuar um estudo sobre a viabilidade económica dos parques eólicos através do método das Opções Reais (MOR), evidenciando as virtudes do mesmo na valorização da flexibilidade tendo em consideração as contingências e oportunidades que surgem no decorrer do Projecto de Investimento, evidenciando as fraquezas das métricas tradicionais na avaliação de projectos em ambientes de grande volatilidade, nomeadamente através do VAL.

A partir da projecção dos três parques em momentos diferentes, o modelo é aplicado em cenários de expansão, ou abandono, tendo em conta as condições de mercado, demonstrando a importância do MOR como métrica de avaliação e na sua extrema importância como ferramenta de apoio à tomada de decisão por parte dos gestores.

Na avaliação dos três parques, foi utilizado o modelo de *Black-Scholes*, comparando os resultados com o VAL.

As opções podem ser utilizadas como instrumento de avaliação em projectos de investimento, conferindo-lhe protecção face ao risco. Segundo Ferreira (2005:30), «A gestão e a cobertura de riscos (hedging) através de derivados tende a reduzir riscos operacionais e financeiros a que as empresas ou particulares estão expostos, no caso de movimentos adversos nos preços». As opções reais têm na sua base as opções financeiras, Meyers em 1977, foi o primeiro a referenciar as semelhanças entre as opções financeiras e as Opções Reais.

As opções proporcionam direitos mas não obrigações, permitindo a flexibilidade nas decisões de investir, diferir, abandonar ou vender, de extrema importância quando avaliamos projectos em ambientes voláteis. De facto, são instrumentos de avaliação que servem de orientação estratégica no processo de tomada de decisão dos investidores.

Esta dissertação está organizada da seguinte forma: Uma primeira parte dedicada à identificação do sector eléctrico e do sector energético no mundo e em Portugal. De seguida é efectuada uma abordagem às energias renováveis, a sua distribuição mundial e o sector em Portugal, dando ênfase ao sector eólico.

O Capítulo 6 e 7 identifica e caracteriza os factores inerentes aos custos de construção e produção de um parque eólico em ambiente *onshore* e *offshore*. O Capítulo 8 caracteriza os projectos de investimento e identifica os diversos tipos de projectos. Os capítulos 9 e 10, introduzem as métricas tradicionais de avaliação (VAL e TIR) e o modelo das Opções, assinalando as suas vantagens e desvantagens, assim como a definição dos diversos tipos de opções.

O capítulo 11 introduz as Opções Reais fazendo a ponte com as Opções financeiras. O capítulo 12 caracteriza o caso de estudo, a sua avaliação e o processo de tomada de decisão, com base no MOR. Por último sumarizam-se as conclusões da presente dissertação.

## **1. INTRODUÇÃO AO SECTOR ELÉCTRICO**

O impacto da energia nas economias é enorme e transversal a todos os aspectos das sociedades modernas. A oferta de energia é o resultado da transformação das fontes de energia

primária que posteriormente são utilizadas pelos diversos intervenientes sociais, por exemplo, a energia eólica e a energia solar são transformadas em energia eléctrica, o petróleo é transformado em combustível e utilizado na maioria dos transportes terrestres.

Por outro lado, a volatilidade dos preços da energia provoca grandes impactos macroeconómicos no PIB, na Inflação e na Balança Corrente, principalmente nos países com maior grau de dependência energética do exterior.

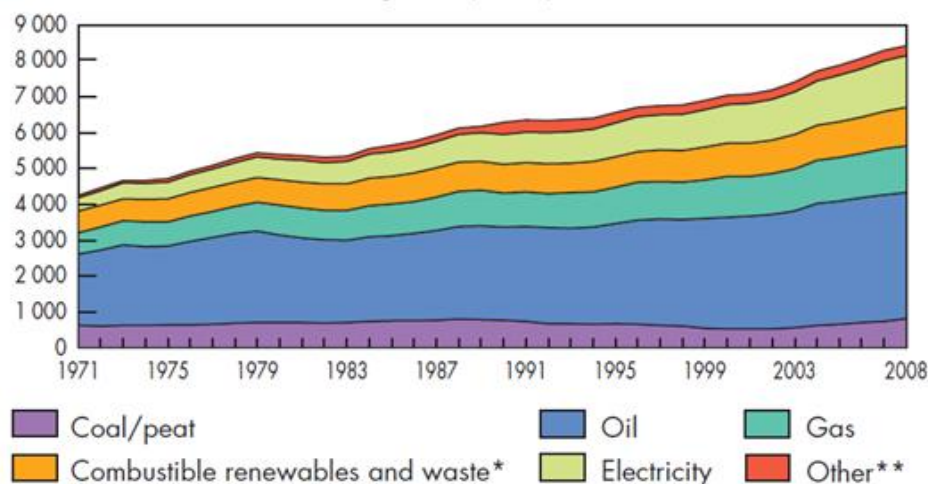
O tempo do petróleo com preços acessíveis é em si uma utopia por diversos factores, em especial, um aumento da Procura provocado pelo crescimento das economias asiáticas, nomeadamente a China e a Índia, que necessitam de quantias de energia crescentes. De acordo com Amaral (2006), estas duas economias vieram provocar um autêntico choque pelo lado da procura no mercado petrolífero mundial.

No lado da Oferta não houve aumento de produção devido a dois factores, a ausência de investimentos nas refinarias existentes e a ausência de entrada de novas refinarias. Tudo isto aliado aos problemas de instabilidade política nalguns dos principais países produtores (Venezuela, Iraque, Arábia-Saudita, Nigéria, Irão), assim como os movimentos especulativos nos mercados financeiros alicerçado no receio de acidentes e falta de resposta pelo lado da oferta em satisfazer a procura, criando a incerteza e a volatilidade nesta matéria-prima.

De acordo com o relatório da *International Energy Agency (IEA 2010)*, foram identificadas as seguintes ameaças à segurança energética mundial:

- A crise financeira de 2008/09 que de acordo com alguns analistas esteve associado à volatilidade dos preços do petróleo;
- Cortes de abastecimento de gás na Ucrânia;
- Assaltos aos petroleiros na costa da Somália;
- Bombardeamentos na Nigéria;
- Ciclones que destruíram as plataformas de perfuração no Golfo do México.

O consumo de energia subiu exponencialmente até ao ano de 2008, salientando-se o consumo de petróleo e do gás natural, seguido pelo carvão, conforme demonstrado na figura abaixo.



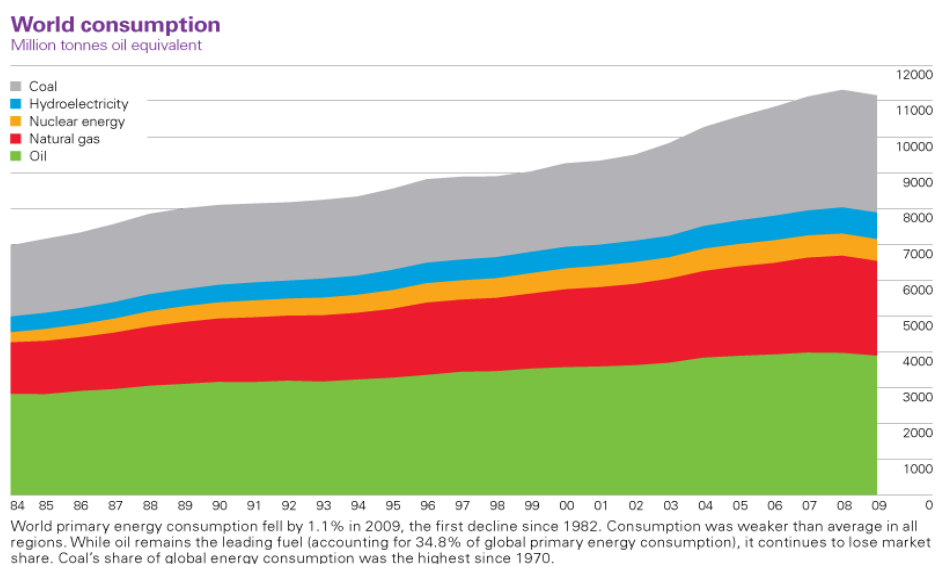
**Figura 1.1** Evolução do consumo final mundial entre 1971 a 2008 por fonte de energia (Milhões de toneladas)

Fonte: Adaptado de IEA, *Key World Energy Statistics*. (2010:28)

\* Os dados anteriores a 1994, respeitante às energias renováveis e ao consumo final foram estimados.

\*\* Inclui energia geotérmica, solar, eólica, biomassa, etc.

A crise do *subprime* originou recessão económica mundial provocando a primeira queda no consumo de energia mundial em 2009. A OCDE e a União Soviética foram as regiões do globo onde se sentiu e concentrou o efeito da crise e a consequente contracção do consumo, em cerca de 1,1%<sup>1</sup> de redução de energia primária.



**Figura 1.2.** Consumo Mundial (Milhões de toneladas de petróleo equivalentes)

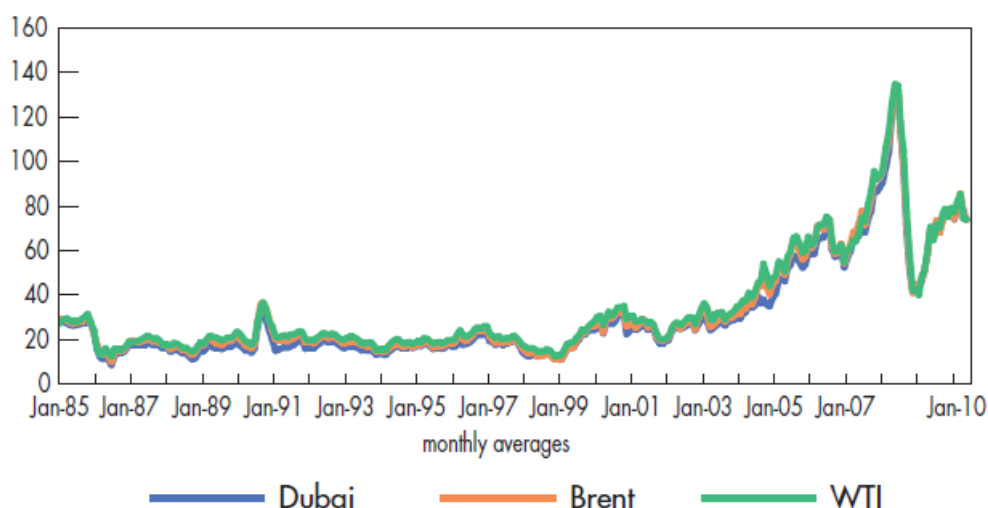
Fonte: Adaptado de BP Statistical Review of World Energy (2010:42)

<sup>1</sup> BP – *Statistical review of world full report 2010*

Ao nível das diversas fontes de energia, o petróleo, o gás natural e a energia nuclear, sofreram reduções de consumo, enquanto o consumo do carvão manteve-se inalterado. Por outro lado, a energia hidroeléctrica e as energias renováveis tiveram um acréscimo de participação no *mix* energético mundial, originando desta forma reduções globais de CO<sub>2</sub>, a primeira queda desde 1998.

Analisando o comportamento dos mercados, com referência aos preços de transacção das fontes primárias de energia, verificou-se que o gás natural e o carvão tiveram quedas acentuadas na América do Norte e na Europa Ocidental, porém, o carvão asiático caiu menos devido às importações da China, país que tem grandes necessidades desta fonte de energia.

As fontes baseadas em energias fósseis representam actualmente alguma preocupação, não só porque são fontes de energias esgotáveis, mas também estão sujeitas a grande volatilidade dos preços, nomeadamente o petróleo, que afecta sobremaneira o crescimento económico dos países. O petróleo continuará a ser a principal fonte de energia, embora esgotável, é um elemento muito versátil que está na base de diversas indústrias, como por exemplo, a petroquímica, os plásticos e os transportes. O aumento da cotação do barril de petróleo acima dos 100 dólares, provoca problemas relacionados com a retoma económica dos países que ainda recuperam da crise de 2008.



**Figura 1.3.** Evolução dos preços de barril de petróleo (USD/barril)

**Fonte:** Adaptado de IEA, *Key World Energy Statistics*. (2010:40)

Como resposta ao pico do consumo do petróleo e tendo em consideração o aumento do consumo de electricidade, reforçado pelo facto de cerca de 1,5 mil milhões de pessoas ainda não terem acesso à electricidade, provocou o surgimento de novas fontes de energia, as

energias renováveis, a energia nuclear e o gás natural, estabelecendo um novo *mix* energético, que pela sua diversificação torna o mundo mais seguro energeticamente e mais descarbonizado.

Outra vantagem assinalável, reside na proximidade das fontes energéticas dos locais de consumo e da crescente optimização das redes eléctricas, que terão uma grande evolução tecnológica, como por exemplo, as redes inteligentes.

O grande problema que falta solucionar reside no armazenamento, porque actualmente a energia produzida tem que ser logo consumida, o armazenamento energético será a grande salto no sector da energia.

O investimento em energias renováveis, principalmente a energia eólica e solar tem aumentado substancialmente, a par do investimento em novas centrais nucleares.

Um dos grandes objectivos do painel Intragovernamental sobre as alterações climáticas das Nações Unidas (PIAC) é o de reduzir em 50% os níveis de emissões de CO<sub>2</sub> em relação aos níveis do ano 2000, isto até 2050. Só desta forma se previne mudanças climáticas adversas, como por exemplo, o aumento global da temperatura entre 2,0° C e 2,04° C.

Para atingir a meta de redução de 50% de emissões é necessário uma revolução tecnológica e na concertação de vários factores: uma maior eficiência energética, o investimento em energias renováveis, a energia nuclear e a descarbonização dos combustíveis fósseis. Segundo as previsões do Relatório da *International Energy Agency de 2009, Technology Roadmap: Wind Energy*, prevê-se que a energia eólica contribua com 12% das reduções necessárias para atingir aquela meta.

Em termos europeus, a União Europeia (UE) tem como grande objectivo político a prossecução de uma economia assente em baixas emissões de carbono e numa eficiente utilização dos recursos, muitos deles escassos. Assim, através da promoção e desenvolvimento de tecnologias mais eficientes, no desenvolvimento de transportes sustentáveis e na intervenção junto das populações, alertando para comportamento de consumos eficientes, a UE pretende liderar o desenvolvimento de tecnologias com baixas emissões de CO<sub>2</sub> e principalmente a aposta nas energias renováveis. Face ao exposto, a UE promoveu uma série de orientações para a prossecução destes objectivos.

Em 2008 lançou o pacote Energia-Clima com o objectivo de combater as alterações climáticas e assegurar o aprovisionamento energético, seguro e suficiente, numa 3ª fase do pacote reforçou o mercado interno da energia, nomeadamente a electricidade e o gás natural.

Salienta-se em 2009, o lançamento do Plano de recuperação económica, com 4 mil milhões de euros para projectos relacionados com energia, nomeadamente financiamento para projectos de energia eólica *offshore*, novas tecnologias de captura e sequestro de carbono, assim como infra-estruturas de transporte de electricidade e gás natural.

## **2. O SECTOR ENERGÉTICO EM PORTUGAL**

Portugal não possui fontes de energia fóssil e por opção também não avançou na construção de centrais nucleares e conseqüente produção de energia nuclear, desta forma, é um país caracterizado por uma reduzida produção primária de energia, apenas associado à produção através de energias renováveis, e com todas as condicionantes de exposição à volatilidade dos preços da energia.

O aumento do preço do petróleo a partir de meados de 2004 até 2008, aquando da recessão económica mundial, teve efeitos na diminuição do preço do crude até meados de 2009, provocando alterações nos preços dos produtos substitutos como o gás natural, assim, como em indústrias que consomem muita energia como matéria-prima.

A electricidade representa um papel determinante na competitividade internacional de um país, grande parte dos custos de produção são direccionados para a electricidade, desta forma, o preço de electricidade é influenciado pelo preço dos combustíveis fósseis e pelo custo dos certificados de emissão de dióxido de carbono.

Na segunda metade da década de 1990 a UE liberalizou o comércio de gás e electricidade, estabelecendo regras comuns para os mercados internos de electricidade e do gás natural.

De acordo com dados da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), em 2009, o saldo importador dos produtos energéticos portugueses cifrou-se em 4.960 milhões de euros, apresentando uma redução de 40% face ao valor de 2008. Segundo o relatório esta diminuição foi o resultado da conjugação dos seguintes factores:

- Redução de importações de petróleo bruto, gás natural e electricidade;
- Aumento das exportações de produtos refinados e energia eléctrica;
- Redução de preços de todos os produtos energéticos nos mercados internacionais;
- Aposta na produção de energias renováveis;
- Medidas internas de eficiência energética.

Portugal, em 2008 apresentava 83,1% de dependência energética face ao exterior, de acordo com dados da UE, porém, em 2009, o saldo importador teve um desenvolvimento favorável diminuindo a dependência energética do exterior.



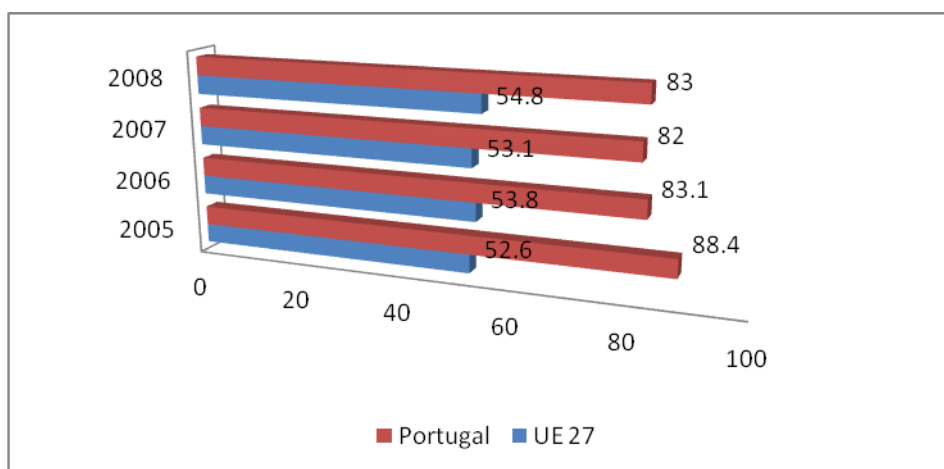
UNIDADE	2007	2008	VARIAÇÃO %	2009	VARIAÇÃO %
10 <sup>6</sup> USD	8825	12152	37,7%	6910	-43,1%
10 <sup>6</sup> EURO	6460	8264	27,9%	4960	-40,0%

**Figura 2.1.** Gráfico da Evolução do Saldo Importador.

**Fonte:** Adaptado da DGEG: A Factura Energética Portuguesa, (2009:5)

Portugal é um país fortemente dependente do exterior em termos energéticos, com todas as dificuldades inerentes, nomeadamente, os efeitos económicos nefastos que as oscilações dos combustíveis provocam no desenvolvimento de Portugal. O aumento do consumo de energia *per capita*, oriundo da melhoria de condições de vida dos portugueses dos últimos vinte anos, e

do conseqüente *boom* de consumo, como por exemplo no sector dos Transportes, foi outro factor que agravou o saldo energético nacional.



**Figura 2.2.** Gráfico da evolução da dependência energética do exterior (total produtos %)

**Fonte:** Adaptado do Eurostat: Energy, transport and environment indicators. (2011:26)

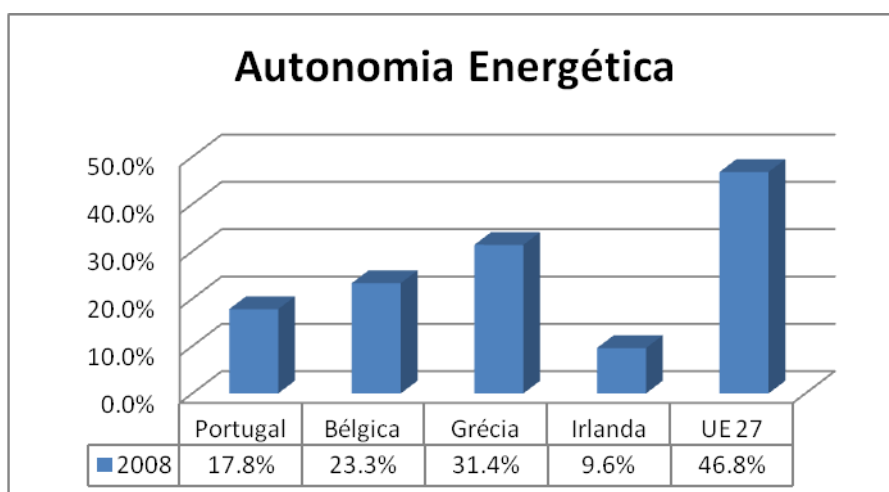
Por outro lado, Portugal não possui recursos energéticos próprios, principalmente as fontes de energia primária, petróleo, carvão e gás. Em termos de produção, a energia em Portugal limita-se às fontes de energia renovável, eólica, geotérmica, biogás, solar, lenhas e resíduos.

A partir da Energia Primária, tendo em consideração a produção e o consumo desta forma de energia (fóssil, renovável e nuclear), a *Eurostat* divulga o rácio de Autonomia Energética<sup>2</sup> dos diversos países.

Uma iniciativa do Jornal Expresso intitulada “Países como nós”, realizou um trabalho de comparação económica e social entre países semelhantes em termos de população e PIB. Nesse sentido e no propósito de melhor caracterizar o sector energético português, além de comparar Portugal com os resultados da UE 27, também se comparou alguns países semelhantes em PIB e população, nomeadamente, a Bélgica, a Irlanda, a Grécia e a Áustria.

Analisando a autonomia energética dos países da UE, Portugal ocupa o 5º lugar dos países com menor autonomia energética, com 17,8% no ano de 2008, enquanto o rácio da UE a 27 países foi de 46,8%. Nos países comparáveis a Portugal apenas tem uma melhor autonomia energética face à Irlanda, ficando distante da Grécia com 31,4% e da Bélgica com 23,3%.

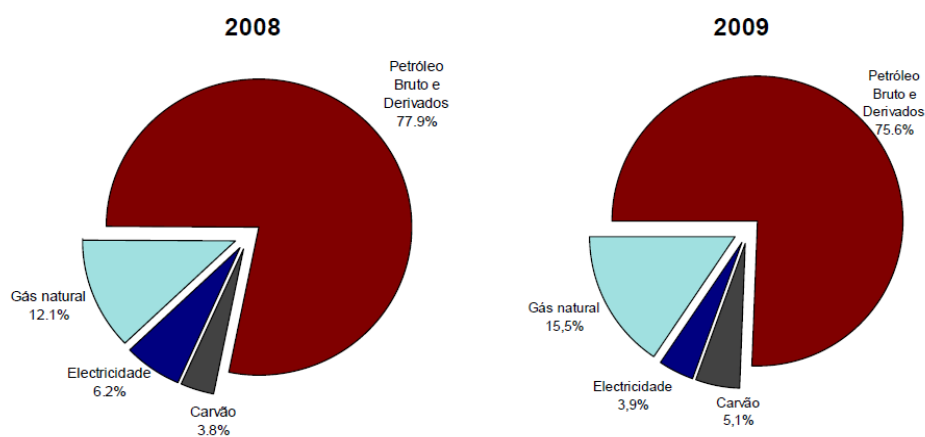
<sup>2</sup> Autonomia Energética =  $\frac{\text{Produção Energia Pr imária}}{\text{Consumo Energia Pr imária}}$



**Figura 2.3.** Gráfico de comparação da Autonomia Energética em 2008

**Fonte:** Adaptado do Sector Eléctrico em Portugal Continental, BPI. (2011:9)

O consumo nacional de energia primária, tem no petróleo bruto e derivados a sua principal fonte com 75,6% em 2009, seguido do gás natural e do carvão, introduzido em 1997, com uma importância significativa desde então. A Indústria portuguesa e os Transportes são referenciados como os principais consumidores de energia em Portugal.



**Figura 2.4.** Estrutura da Importação, em euros, de produtos energéticos

**Fonte:** DGEG, Factura Energética Portuguesa (2009:8)

Outro factor relevante na caracterização sectorial da energia relaciona-se com a eficiência na utilização dos recursos energéticos. Nesse sentido a intensidade energética mede o consumo de energia relativamente a cada unidade do PIB de cada país.

Da análise do quadro constatamos que apenas a Bélgica é menos eficiente que Portugal e que estamos algo distantes da valor para a UE-27, concluindo que ainda existe um longo caminho a percorrer em matéria e eficiência energética relativamente a Portugal.

**Quadro 2.1.** Evolução da Intensidade Energética 2004-2008

	2004	2005	2006	2007	2008
Portugal	201,25	204,50	188,89	189,15	181,53
Bélgica	229,30	224,07	215,48	198,65	199,82
Irlanda	122,97	110,55	107,68	103,86	106,52
Grécia	186,75	186,09	178,96	171,44	169,95
Áustria	151,71	153,99	147,64	140,82	138,06
UE-27	184,78	181,28	175,73	169,09	167,11
( kg equivalente de petróleo por cada 1000 €)					

**Fonte:** Elaboração própria com dados da base de dados da Eurostat (2011)

A UE tem como meta a redução de 20% das emissões de gases com “efeito de estufa” até 2020, relativamente às emissões de 1990. Este objectivo tem as seguintes consequências:

- Redução de 21% nas emissões de CO<sub>2</sub> nos sectores abrangidos pelo regime de comercio de emissões (CELE), de 2005 a 2020;
- Redução de 10% para sectores não abrangidos pela CELE.

Através da Decisão do Conselho 2009/406/EC, foram estabelecidos os limites para cada Estado membro em termos de emissões de CO<sub>2</sub> até 2020.

Portugal, além da elevada dependência em termos de importações, já referenciadas, em termos de alterações climáticas, assumiu, de acordo com o Protocolo de Quioto e na prossecução das metas europeias, objectivos a cumprir em termos de reduções de emissões de CO<sub>2</sub>, registando por esta via, valores acima da média europeia, embora, nas emissões *per capita*, estar com dados inferiores à média da UE.

**Quadro 2.2.** Evolução das Emissões de CO<sub>2</sub> no período 2004-2008

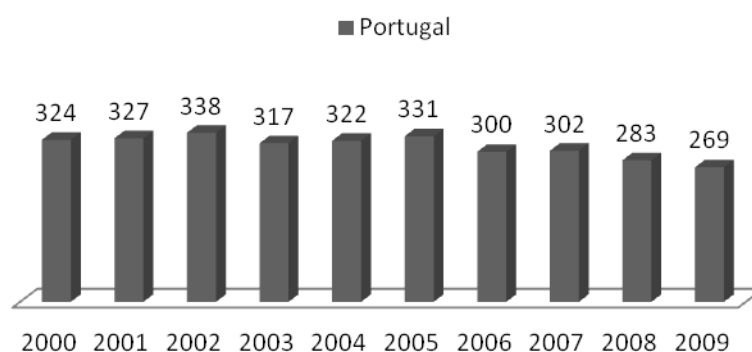
	Ano base 1990=100				
	2004	2005	2006	2007	2008
Portugal	142,80	146,10	138,50	134,70	132,20
Bélgica	101,30	98,70	95,00	90,80	92,90
Irlanda	122,80	125,60	124,60	123,40	123,00
Grécia	125,70	128,60	124,60	127,70	122,80
Áustria	116,30	118,90	114,70	111,20	110,80
UE 27	92,50	91,90	91,60	90,50	88,70

**Fonte:** Elaboração própria com dados da base de dados da Eurostat (2011)

Da análise do quadro constatamos que a UE 27, no seu conjunto tem reduzido as emissões lentamente, porém, o seu *target* para 2020 é de 80.

Portugal, a partir de 2006 tem vindo a reduzir as emissões, todavia, face a 1990, emitiu mais 32,2%. Comparativamente com os restantes países analisados, Portugal continua na cauda sendo o país que mais emissões produziram comparativamente a 1990. A Factura energética nacional nos últimos dez anos teve um comportamento crescente até 2008, nomeadamente a aquisição de petróleo, porém, em 2009, verifica-se uma redução da dependência desta fonte de energia. Analisando o consumo de petróleo em toneladas de barris, verificamos uma descida acentuada na aquisição desta fonte de energia, também devido a aposta não só na eficiência energética, mas também na aposta nas energias renováveis.

### CONSUMO DE PETRÓLEO (toneladas de barris)



**Figura 2.5.** Gráfico do Consumo de petróleo em Portugal 2000-2009 (toneladas de barris)

**Fonte:** Elaboração própria - Dados do relatório *BP Energy June* (2010:11)

À medida que se aposta em energias limpas, e estas entram no circuito de consumo, as reduções de CO<sub>2</sub> também diminuem, existindo um potencial benefício no comércio de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

As energias renováveis em geral, principalmente a energia eólica e solar, contribuem para a redução global das emissões de CO<sub>2</sub> do sector energético, a redução dos custos de electricidade, assim como a diminuição da dependência dos combustíveis importados.

### **3. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS**

As diversas fontes de energia são exploradas e utilizadas pelo Homem conforme o desenvolvimento da Humanidade e das suas necessidades. Até à Revolução Industrial as fontes de energia eram exploradas de uma forma rudimentar e localmente, a lenha era a principal fonte de energia sendo utilizada principalmente na agricultura tradicional.

Com o eclodir da primeira Revolução Industrial e devido à invenção da máquina a vapor surgiu o carvão como “alimento” da revolução, proporcionando uma grande alteração social e económica do mundo.

Com a evolução dos transportes surgiu duas novas fontes de energia na sua base, o petróleo e o gás natural, durante todo o século XX e o início do século XXI o petróleo dominou como principal fonte de energia global.

Entretanto, as sucessivas crises petrolíferas, nomeadamente na década de 70 e 80, impulsionaram o surgimento de novas fontes de energia, mais limpas e potencialmente mais baratas, as energias renováveis.

O futuro sistema energético mundial aponta para um método alicerçado em diferentes fontes de energia assente em diversas tecnologias, cada uma delas devidamente ajustada a determinadas regiões tendo em consideração aspectos geográficos e morfológicos.

A base tecnológica tem como objectivo baixas emissões de CO<sub>2</sub>, ou até emissões nulas, contribuindo desta forma para a recuperação ambiental do planeta. O caminho será este devido a factores já apontados, como o desaparecimento do petróleo e toda a instabilidade que grassa à volta do “ouro negro”, porém, a dependência criada é enorme e existe um longo caminho a percorrer.

### 3.1. VANTAGENS E DESVANTAGENS

**Quadro 3.1.** Vantagens e desvantagens das energias renováveis

	<b>EÓLICA</b>	<b>SOLAR</b>	<b>ONDAS</b>	<b>BIOMASSA</b>
<b>VANTAGENS</b>	Fonte inesgotável	Fonte inesgotável	Fonte inesgotável	Pouco poluente
	Não emite gases poluentes	Manutenção mínima	Fiabilidade e não poluente	Altamente fiável
	Gera investimentos em zonas desfavorecidas	Bom em lugares remotos, em pequena escala pouco investimento	Constância e previsibilidade das marés	A biomassa sólida é muito barata e as cinzas menos agressivas para o ambiente
<b>DESVANTAGENS</b>				
	Produção intermitente	Painéis com rendimento de 25%	Custos de instalação elevados	Desflorestação das florestas e destruição dos habitats
	Impacto Visual	Locais com latitudes médias e altas provocam quedas de produção durante o Inverno	Só possível em locais com desnível entre marés acima 5,5 metros	Menor poder calorífico
	Impacto sobre as Aves	De noite não produz	Causa impactos ambientais (criação de albufeira)	Dificuldades de transporte e armazenamento
	Impacto sonoro	Variação de produção de acordo com o tempo (Nuvens, chuva, etc)	Ocorrência de fenómenos atmosféricos adversos (furacões, tempestades)	Os biocombustíveis líquidos contribuem para a formação de chuva ácida

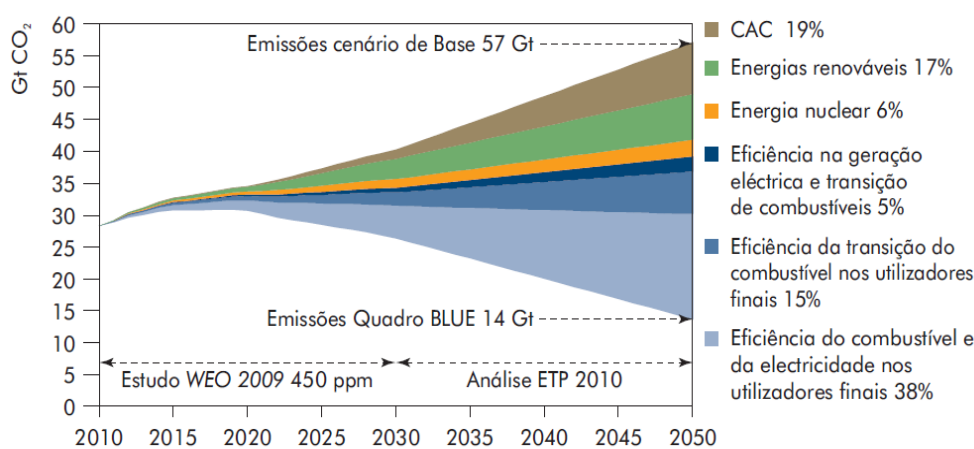
**Fonte:** Elaboração própria, (dados do Portal da Energia - <http://www.portal-energia.com>)

De uma forma geral as energias renováveis são necessárias para o desenvolvimento sustentável mundial, por outro lado, permite reduzir o consumo e dependência dos combustíveis fósseis, assim como permite garantir uma maior segurança no abastecimento energético. Também, permite a criação de mais emprego em especial em zonas menos competitivas com vantagens no desenvolvimento regional e local.

O grande obstáculo da implementação da energia renovável relaciona-se com os elevados custos de investimento e consequentemente períodos de recuperação dos investimentos mais longos.

Ao nível da produção existem problemas de intermitência derivado ao tipo de fonte, nomeadamente para a energia eólica e solar, por si só não garante uma fonte contínua de energia, daí a defesa do *mix* energético, como solução, além do avanço tecnológico necessário ao armazenamento e à melhoria e adaptação das redes eléctricas a estas “novas” fontes de energia. De acordo com o relatório da IEA – Perspectivas em tecnologias energéticas 2010, foram criados dois cenários que perspectivam a evolução energética até 2050. O cenário base assenta na premissa de que os governos não adoptem medidas que alterem o actual rumo em termos de energia-clima até 2050, o segundo cenário (Quadro *Blue*), em que os governos, tomam medidas estratégicas até 2050, no sentido de reduzir em 50% as emissões de CO<sub>2</sub>, assim como medidas que promovam a segurança energética.

Se nada for feito, tendo em conta o cenário base, o mundo torna-se insustentável relativamente às questões ambientais, à segurança energética e ao desenvolvimento económico. A dependência dos combustíveis fósseis, além de por em causa a segurança do abastecimento, implica aumento de emissões de CO<sub>2</sub>, assim como a escalada no preço do petróleo, estimando-se valores na ordem dos 121 dólares/barril (a preços de 2008) até 2050. Contrariamente, no cenário *BLUE* estima-se que o preço do petróleo atinja os 70 dólares/barril (preços de 2008) em 2050, na perspectiva de redução de 50% de emissões de CO<sub>2</sub>, conseguido através de um grande investimento em energias renováveis, na eficiência energética e na segurança do abastecimento através do *mix* energético, reduzindo desta forma, a dependência dos combustíveis fósseis. O documento da IEA aconselha os países a investir na descarbonização do sector eléctrico, na aposta no sector dos Transportes, na Indústria e na Construção, através da diversificação tecnológica, conforme exposto na Figura 3.1.



**Figura 3.1.** Tecnologias Chave para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> em função do cenário Quadro Blue  
**Fonte:** IEA, Perspectivas em Tecnologias Energéticas (2010:6)

### 3.2. DISTRIBUIÇÃO MUNDIAL

As várias medidas governamentais apoiaram a evolução e implementação das energias renováveis contribuindo para a evolução do mercado e redução de custos. Cerca de uma dezena de países possuem um verdadeiro mercado doméstico de energia solar, nomeadamente na comercialização e instalação dos painéis solares fotovoltaicos.

A energia eólica também cresceu significativamente desde 2000, com um registo de capacidade instalada de 17 GW, comparativamente com 2010, com 194 GW instalados no final do ano.

Quanto à produção de electricidade total, as energias renováveis cresceram em termos médios, 2,7% ao ano, inferior ao crescimento de 3% na produção de electricidade total (renováveis e não renováveis). As renováveis contribuíram com 19,5% da electricidade mundial em 1990, reduzindo em 2008 para 13%, principalmente devido ao fraco crescimento da energia hidroeléctrica nos países da OCDE. Os biocombustíveis têm crescido na última década, impulsionado principalmente pelo Brasil, E.U.A. e mais recentemente pela União Europeia e o Sudeste Asiático. Em termos de produção total os biocombustíveis cresceram de 16 bilhões de litros em 2000 para mais de 100 bilhões de litros em 2010, representando apenas 3% do consumo global de combustíveis usados no transporte rodoviário.

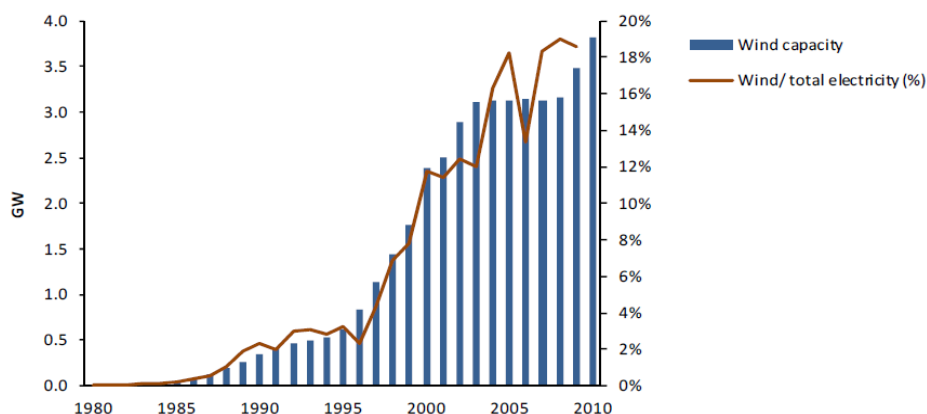
As metas de implementação dos biocombustíveis para 2050 aponta para uma quota de 27% em combustível para transporte, a produção de biocombustíveis precisa de aumentar cerca de dez vezes nos próximos 40 anos.

Embora algumas energias renováveis já são competitivas relativamente às energias baseadas nas fontes fósseis, ainda existe um longo caminho a percorrer, devido a diversos factores: por um lado a tecnologia das energias renováveis está numa fase inicial e as energias fósseis já estão numa fase de maturidade, os impactos ambientais favoráveis às energias renováveis não estão devidamente mensuráveis, nomeadamente nos efeitos das emissões de CO<sub>2</sub>, as dificuldades de integração na rede, os encargos administrativos e os problemas inerentes ao comportamento social, são barreiras de integração e aceitação da implementação da energia renovável. Segundo (IEA. Clean Energy: Progress Report. (2011:15)<sup>3</sup>) «Actualmente, os combustíveis fósseis recebem em subsídios USD 312.000 milhões, enquanto as energias renováveis recebem USD 57.000 milhões.»

---

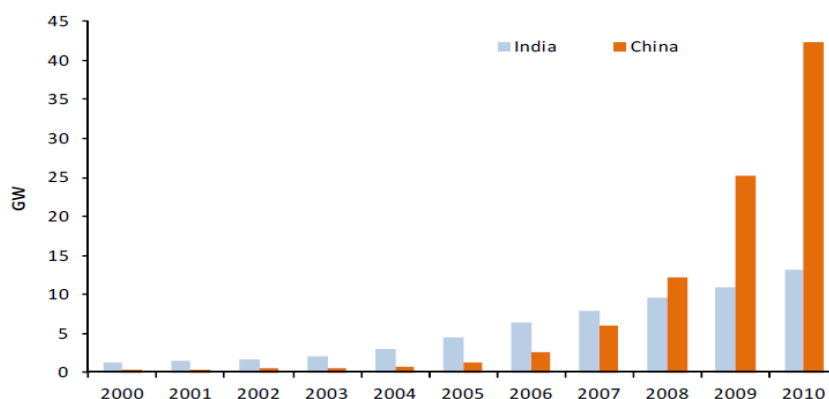
<sup>3</sup> «Tradução livre no autor. No original: Fossil fuels currently receive USD 312 billion (2009) in consumption subsidies, versus USD 57 billion (2009) for renewable energy (IEA, 2010g).»  
*Apud* - IEA (2010g), *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris

As energias fósseis em termos de ciclo de vida, estão na fase de maturidade, com preocupações de escassez num futuro próximo, enquanto as energias renováveis, ainda caras, estão na sua fase de desenvolvimento, porém, o investimento nas fontes fósseis, ainda é maior relativamente às energias “verdes”.



**Figura 3.2.1.** Crescimento da energia Eólica na Dinamarca  
**Fonte:** Adaptado do Clean Energy progress report. (2011:16)

A Dinamarca foi o país pioneiro na introdução de Energias renováveis em 1980, através do desenvolvimento industrial da energia eólica e da Biomassa. Actualmente, 20% da electricidade produzida naquele país é de origem eólica, sendo um dos maiores exportadores de tecnologia e equipamentos relacionados com o sector eólico. A Índia ocupa o 5º lugar em capacidade instalada de energia eólica, o triplo da capacidade instalada na Dinamarca.



**Figura 3.2.2.** Crescimento da energia Eólica na Índia e China  
**Fonte:** Adaptado do Clean Energy progress report. (2011:17)

A China teve uma subida exponencial de capacidade eólica instalada até 2010, fruto dos incentivos governamentais e do forte investimento privado, através de um plano de crescimento com o objectivo de atingir a segurança energética face à forte procura de energia do país. O 11º Plano quinquenal de 2006 estabeleceu como metas para a energia eólica a instalação de 5GW em 2010 e 30 GW em 2030.

Através de um sistema de tarifas próprio para a energia eólica, impulsionou a instalação de parques eólicos, ultrapassando a meta de 2010 em 320%, acima dos 40 GW, porém, verifica-se um crescimento assimétrico em todo o mundo, o grande factor de diferenciação reside nas medidas e apoios concedidos pelos governos dos diversos países.

Em termos de energia eólica, a China tornou-se em pouco tempo o líder mundial em capacidade instalada, ultrapassando os E.U.A. em 2010.

A Alemanha lidera a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, seguida pela Espanha e pelo Japão.

Os E.U.A. ocupam a liderança na energia geotérmica, seguido das Filipinas, Indonésia, México e Itália.

A China também é líder na produção de energia hidroeléctrica, seguido dos EUA, Brasil, Canadá e Rússia.

Em 2008, foi produzido a nível mundial 3.700 TWh de energia com base em fontes de energia renovável, porém, será necessário quase o dobro (7.000 TWh), em 2020, para atingir as metas de redução de emissões de CO<sub>2</sub> estabelecida para 2050.

### **3.3. ENERGIA EÓLICA**

Data de 2000 A.C. os primeiros relatos de utilização da energia movida pelo vento, nomeadamente nas embarcações, nos moinhos, na extracção e bombagem de água e também já era utilizada no processo industrial. Em 1800 D.C. existiam cerca de 20.000 moinhos de vento em França e nos Países Baixos, responsáveis por 90% da energia utilizada na indústria.

Depois de alguns desenvolvimentos europeus e americanos no desenvolvimento das turbinas, foi em 1896 construída uma turbina para gerar energia eléctrica a partir da energia cinética do vento, inventado por *Poul La Cour*, na Dinamarca, destacando que os Aero geradores que hoje conhecemos têm a mesma base de funcionamento.

Portugal foi desde sempre um país que utilizou as potencialidades da energia do vento, a utilização do barco à vela nos Descobrimentos portugueses do século XV, e a moagem dos cereais na utilização do moinho de vento mediterrâneo no século XIV.

Foi principalmente utilizada em tarefas como a moagem e a bombagem de água, tendo sido substituída gradualmente pela máquina a vapor e os motores de combustão. Mais tarde com ao aparecimento da electricidade a energia do vento voltou a exercer a sua função na produção de electricidade.

Até aqui, a energia do vento era utilizada como fonte de “força”, todavia, com o conseqüente desenvolvimento tecnológico dos Aerogeradores, optimizou a extracção de energia através do aproveitamento de conceitos básicos de aerodinâmica aplicados em projectos de hélices que foram aplicados nos rotores das turbinas eólicas. Com este desenvolvimento o vento transformou-se numa potencial fonte de energia renovável.

O vento é uma fonte de energia inesgotável, renovável e disponível, com a grande vantagem de poder fornecer energia em comunidades isoladas, o que sucedia, porque não existia um sistema nacional de transporte de energia na maioria dos países.

Nesta fase, a produção de energia eólica efectuava-se através de pequenos Aerogeradores que accionavam dínamos e produziam corrente para a carga de baterias, essencialmente instalados em zonas rurais.

O desenvolvimento das turbinas eólicas ligadas à rede eléctrica tem a sua grande ascensão durante a 2ª Guerra Mundial devido às dificuldades inerentes do abastecimento de energia.

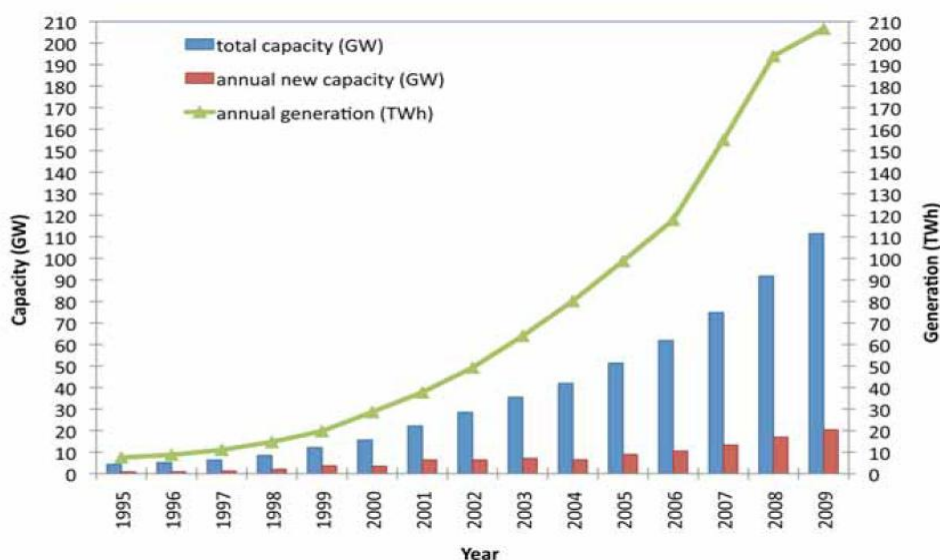
Tecnologicamente salienta-se a turbina construída nos EUA por *Smith-Putman* assim como algumas máquinas construídas na Dinamarca nomeadamente a turbina de *Gedser*.

Só a partir do 1º choque petrolífero em 1973 é que os avanços tecnológicos permitiram uma maior produção, principalmente através do aumento de capacidade de produção (passagem de potencias de kilowatts para MW), constituindo as primeiras “*wind farms*”.

A Dinamarca foi o país europeu que registou um maior desenvolvimento conseguindo instalar parques eólicos com 3 a 10 turbinas, para produção de energia. Após a 2ª Guerra Mundial, países com a Dinamarca, França, EUA, Alemanha e Inglaterra, investiram em pesquisa e desenvolvimento de energia eólica, devido à forte utilização dos combustíveis fósseis e ao conseqüente crescimento do consumo, inerente à reconstrução e desenvolvimento pós 2ª

Guerra Mundial. Contudo, apenas a seguir às crises petrolíferas de 1970 e 1973, criou verdadeiramente a necessidade urgente de desenvolver este tipo alternativo de gerar energia, desta forma, só em 1976 é que a Dinamarca instalou a primeira turbina eólica comercial ligada à rede eléctrica.

Em 1991, a Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA), definiu como meta para 2000 a instalação de 4 GW de energia eólica para o continente europeu, objectivo concretizado antecipadamente em 1996. Os avanços tecnológicos a par da pressão social e ambiental tiveram como marco o Protocolo de Quioto assinado na localidade de Quioto no Japão em 1997, que produziu efeitos em muitos países através de políticas defensoras das energias renováveis e a diminuição dos gases com efeito de estufa e a luta contra o aquecimento planetário, todavia, só entrou em vigor em 16 de Fevereiro de 2005. De referir que em 31 de Maio de 2002, a União Europeia ratificou o Protocolo de Quioto, porém, refira-se que algumas potências industrializadas recusaram-se a ratificá-lo, como por exemplo os EUA e a Austrália. Os países membros<sup>4</sup> da IEA evoluíram em termos de potência eólica instalada de 5 GW em 2005 para 111 GW em 2009, de acordo com dados publicado no relatório da IEA (2009). Durante o ano de 2009, os países membros instalaram cerca de 20 GW, representando cerca de 9% do total de energia instalada da União Europeia e com uma produção de 163 TWh, cerca de 4,8% da energia produzida na União.



**Figura 3.3.1.** Capacidade Instalada anual e acumulada dos países membros da IEA no período 1995-2009

**Fonte:** IEA, Wind Energy, Annual Report (2009:8)

<sup>4</sup> E.U.A., Espanha, Alemanha, Itália, Reino Unido, Canada, Portugal, Austrália, Suécia, México, Dinamarca, Irlanda, Japão, Grécia, Coreia, Holanda, Finlândia, Suíça, Noruega, Áustria.

A liderança da capacidade instalada dos países membros da IEA em termos de energia eólica pertence aos EUA, com potência instalada de 35.080 MW, seguido da Alemanha com 25.777 MW e da Espanha com 19.149 MW. No resto do mundo a China lidera com 25.104 MW de capacidade instalada, seguido da Índia com 10.926 MW e da França com 4.492 MW, alguns destes países com grande potencial, tendo em consideração a sua dimensão e as necessidades energéticas.

**Quadro 3.3.1.** Capacidade Instalada Membros IEA

PAÍS	MW
EUA	35.086
Alemanha	25.777
Espanha	19.149
Itália	4.850
Reino Unido	4.051
Portugal	3.616

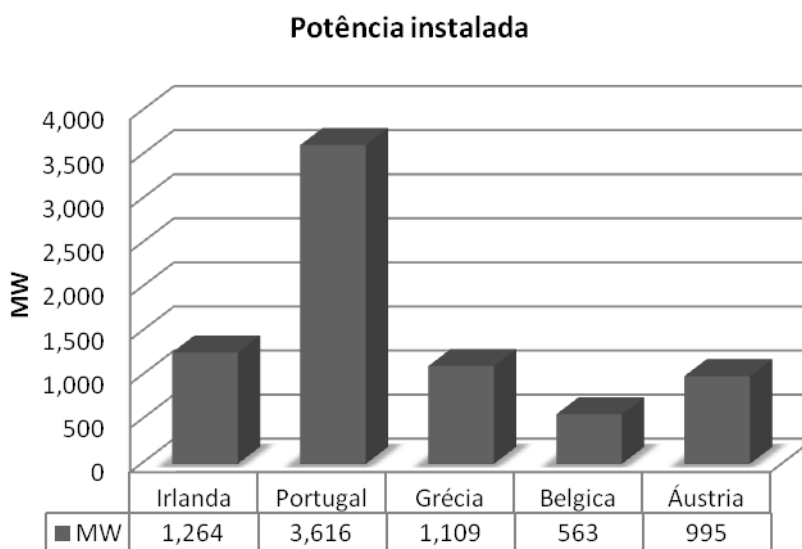
Fonte: Elaboração própria – IEA Report (2009)

**Quadro 3.3.2.** Capacidade Instalada - Instalada Resto do Mundo

PAÍS	MW
China	25.104
Índia	10.926
França	4.492
Turquia	801
Polónia	725
Brasil	606

Fonte: Elaboração própria – IEA Report (2009)

Portugal ocupa a 6ª posição com 3.616 MW de potência, tendo em conta o universo dos países pertencentes à IEA, porém, se analisarmos países semelhantes constatamos que está mais à frente, cerca de três vezes mais que a Irlanda com 1.264 MW de capacidade instalada.



**Figura 3.3.2.** Gráfico representativo da potência instalada em 2009 (MW)

Fonte: Elaboração própria – dados da IEA Report (2009)

Em 2009, salienta-se novamente os EUA com um crescimento de 39%, do Canadá com 40%, o México cresceu 387%, instalando em 2009, 330 MW de potência eólica. Quanto a Portugal, cresceu 28% com 797 MW instalados e a Irlanda com 237 MW, cresceu 24%.

**Quadro 3.3.3.** Capacidade Instalada em 2009 – Crescimento percentual

	Potência Instalada - (MW)	Crescimento %
<b>EUA</b>	10.010	39%
<b>Reino Unido</b>	1.077	32%
<b>Canada</b>	950	40%
<b>Portugal</b>	797	28%
<b>Suécia</b>	363	49%
<b>México</b>	330	387%
<b>Irlanda</b>	237	24%
<b>Coreia</b>	88	37%

**Fonte:** Elaboração própria - Dados da IEA Report (2009)

Ainda, segundo o relatório da IEA 2009, a energia eólica tem potencial para fornecer 20% de electricidade nos E.U.A. até 2030, com garantia de viabilidade económica substancial e com benefícios ambientais assinaláveis. No domínio do *offshore*, a Holanda tem o objectivo de instalar 6.000 MW de potencia *offshore* até 2020.

**Quadro 3.3.4.** Evolução da energia eólica dos membros da IEA

	2006	2007	2008	2009
<b>Capacidade Instalada total (GW)</b>	61,85	74,84	91,77	111,53
<b>Capacidade Instalada Offshore total (MW)</b>	891	1125	1431	2041
<b>Capacidade instalada anualmente (MW)</b>	10.463	13.315	17.000	20.399
<b>Crescimento de capacidade anual</b>	22%	21%	23%	22%
<b>Produção anual eólica ( TWh/Yr)</b>	118	155	194	207
<b>% Produzida relativamente à procura de electricidade</b>	1,42%	1,60%	2,30%	2,50%

**Fonte:** Elaboração própria – dados da IEA: *Wind Report (2009)*

A tendência seguindo as orientações legislativas da comunidade da substituição de equipamentos com tecnologia ultrapassada substituindo por aparelhos tecnologicamente mais potentes e eficientes, contribuiu para o aumento da produção. Por exemplo, na Dinamarca, no ano 2009, foram instaladas 169 turbinas, substituindo 159 turbinas, conseguindo um aumento líquido de potência de 319 MW.

Outro aspecto relevante consiste na operacionalidade do sistema eléctrico em períodos de grande injeção de energia na rede. Na Irlanda a energia eólica injectou em 2009 45% da procura nacional de electricidade, sem ocorrerem problemas no sistema. Também, em Portugal, ocorreu em 2009 introdução instantânea de energia eólica na rede, de 70%, sem ocorrerem quaisquer tipos de problemas no sistema eléctrico nacional.

Relativamente à capacidade de instalação de energia eólica em ambiente *Offshore* aumentou no universo europeu em 610 MW. Por exemplo, a Alemanha instalou o seu primeiro projecto *offshore* de capacidade eólica, juntando-se a diversos países já com capacidade instalada como a Dinamarca, Finlândia, Irlanda, Japão, Holanda, Suécia e o Reino Unido.

#### **4. AS ENERGIAS RENOVÁVEIS EM PORTUGAL**

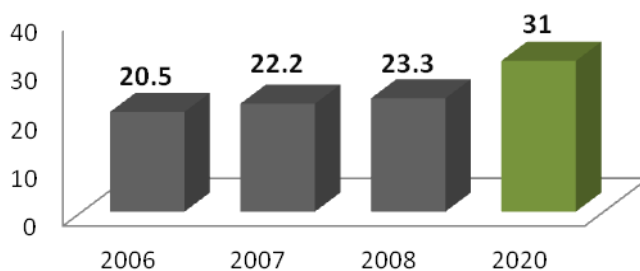
A aposta de Portugal numa política energética assente nas energias renováveis denominada Estratégia para a Energia através da criação de leis de enquadramento do sector, permitindo a expansão das energias renováveis em Portugal, em consonância com as prioridades estabelecidas para o sector energético pela UE.

A Directiva 2001/77/CE foi elaborada no sentido de promover o aumento das energias renováveis para a produção de electricidade no mercado interno de electricidade (art.º 1º), estabelecendo como meta indicativa global de 12% do consumo nacional bruto de energia em 2010. Mais importante, estabeleceu que a electricidade produzida a partir das fontes de energia renovável (FER) no consumo total da electricidade da União Europeia fosse de 22,1%.

Concretamente para Portugal, a Comunidade estabeleceu que o total de electricidade produzida a partir das FER no consumo bruto de electricidade atingisse a quota de 39% em 2010. Em 2009 a Directiva 2001/77/CE e a Directiva 2003/30/CE referente à utilização de biocombustíveis e outros combustíveis renováveis, foram revogadas e substituídas pela Directiva 2009/28/CE, que estabeleceu um quadro comum para a promoção das FER, fixando novas metas para os Estados membros para as quotas de energias renováveis no consumo final bruto de energia e para a quota de energia proveniente de fontes renováveis consumidas pelos Transportes. No caso de Portugal, estabeleceu como objectivo para 2020 a quota de 31% de participação das energias renováveis no consumo de energia final.

Em 2007, foi lançado o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) que permitiu um melhor aproveitamento hídrico e o crescimento associado á

energia eólica, através da capacidade reversível rentabilizando o excesso de energia eólica produzida durante os períodos de vazio. O Conselho Europeu aprovou em 2007, três objectivos energéticos e climáticos, redução de 20% nas emissões de gases com efeito de estufa, 20% de participação das energias renováveis na produção total de energia e 20% de eficiência energética, a concretizar até 2020.



**Figura 4.1.** Gráfico de quota de energias renováveis no consumo bruto de energia final (%) em Portugal.

**Fonte:** Elaboração própria com dados da base de dados da Eurostat (2011)

Verifica-se uma evolução muito tímida na quota de participação das FER no consumo final de energia bruto nacional, em 2008 atingiu 23,3 muito longe da estratégia definida pela Directiva 2001/77/EC, 39% para 2010, entretanto revista para um *target* de 31% para 2020.

Em Portugal, a energia Hídrica e a energia Eólica são as principais responsáveis pela produção de electricidade a partir de energias renováveis. Um dos principais vectores estratégicos em termos de matriz energética, passa pela diversificação das fontes de energia que colaboram no esforço produtivo, aumentando significativamente o peso das renováveis, hídrica, eólica, solar fotovoltaica, biomassa, geotérmica, resíduos urbanos e biogás.

Relativamente à energia hídrica em que Portugal aposta desde 1940, em 2007 foi lançado o PNBEPH, o qual prevê o trabalho conjunto com a energia eólica aproveitando o potencial de ambas as fontes (capacidade reversível), fixando a meta de 8600 MW a instalar até 2020, fruto da construção de novas barragens e ao reforço de potência das barragens existentes.

Também está previsto o arranque das Centrais Mini-hídricas que permitem a produção de energia até 10 MW de potência instalada, que de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros n.º 72/2010 de 10 de Setembro, tem como principal objectivo a atribuição de 150 MW de potência total.

Para a energia eólica estão previstos a instalação de 2000 MW até 2012, assim como 400 MW de sobreequipamento dos parques já existentes. Estrategicamente a energia eólica pode

aumentar a sua quota de participação até 3000 MW de potência tendo em consideração alguns aspectos relacionados essencialmente com a procura de electricidade, a utilização da capacidade reversível em conjunto com a energia hídrica e as potencialidades da energia offshore tendo em consideração a definição dos custos e impactos ambientais deste tipo de energia renovável.

A tecnologia associada à Energia Solar tem um elevado potencial de crescimento, podendo alcançar metas ambiciosas aproximando-se da energia eólica em Portugal. A Energia Solar tem a particularidade de ser gerada em períodos de maior consumo, estando previsto um objectivo de 1500 MW de potência instalada até 2020, também considerando os projectos de microgeração e mini-geração destinados a projectos com potência até 150 KW ou 250 KW considerando o factor tecnológico.

A Biomassa está relacionada com a gestão florestal, tendo como principal vantagem o impacto social através da criação de emprego em zonas menos desenvolvidas, assim como a promoção de uma gestão da floresta profissional contribuindo para a sustentabilidade da floresta portuguesa. Está previsto a instalação de 16 novas centrais obtendo nessa fase uma produção de electricidade acima dos 140.000 MW/ano.

A energia geotérmica tem um elevado potencial de crescimento, destacando-se a zona da Região Autónoma dos Açores e alguns projectos no continente, estando previsto a implementação de 250 MW até 2020.

A energia das ondas ainda em fase de demonstração é uma das grandes apostas de Portugal, tendo procedido ao desenvolvimento de uma zona piloto em S.Pedro de Moel, sendo o grande objectivo a potência de 250 MW em 2020.

**Quadro 4.1.** Energia produzida através das Renováveis em Portugal Continental (GWh)

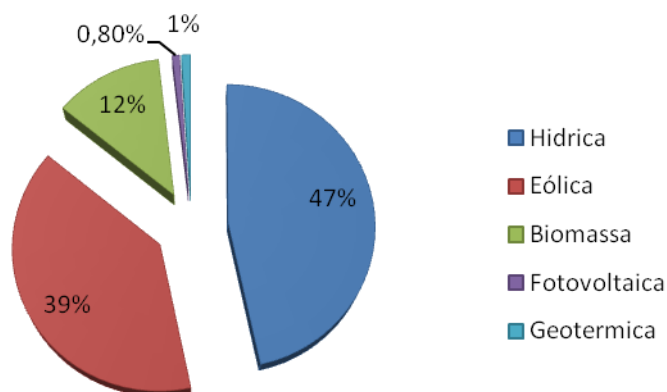
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Hídrica Total</b>	5.000	11.323	10.351	7.102	8.717	16.249
<b>Eólica</b>	1.741	2.892	4.007	5.720	7.440	9.024
<b>Biomassa c/ cogeração</b>	1.286	1.302	1.361	1.381	1.390	1.579
<b>Biomassa s/cogeração</b>	64	78	149	146	311	612
<b>Resíduos Sólidos Urbanos</b>	545	532	498	441	458	455
<b>Biogás</b>	31	33	55	67	80	101
<b>Fotovoltaica</b>	4	4	24	41	160	213,3
<b>Ondas</b>			0	0	0	0

**Fonte:** Elaboração Própria – Dados da DGEG, Renováveis Estatísticas Rápidas. (Abril e Dezembro 2010:6 e 2010:6)

A energia Hídrica foi a principal fonte de energia renovável na contribuição de energia produzida em Portugal Continental, com 16.249 GWh registado em 2010, seguido da energia

Eólica e da Biomassa com cogeração. Destaca-se também a evolução desde 2008, do forte crescimento da energia fotovoltaica, praticamente quadruplicou a produção de energia desta fonte de energia.

De acordo com dados da DGEG, no final de Dezembro de 2010, e de acordo com as regras da Directiva 2001/77/CE, a incorporação das energias renováveis no consumo bruto de energia eléctrica foi de 50%.



**Figura 4.2.** Gráfico de Energia Eléctrica produzida a partir das FER (%) – 2009  
**Fonte:** DGEG, Renováveis: Estatísticas Rápidas (2009:6)

#### 4.1. ENQUADRAMENTO NACIONAL DA ENERGIA EÓLICA

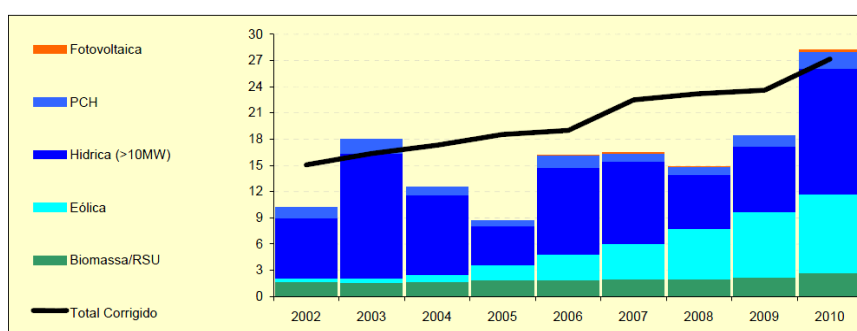
De acordo com o Relatório da Comissão Estratégica dos Oceanos (2004), Portugal tem uma situação estratégica fortemente dependente do exterior, tendo apontado dois factos que contribuem para o agravamento desta situação, por um lado, verifica-se tanto no Território Nacional como na zona Económica Exclusiva, reservas de hidrocarbonetos economicamente inviáveis e por outro lado, assistimos a um aumento do consumo de energia *per capita*, resultado da melhoria das condições de vida das populações e do desenvolvimento do país. A volatilidade dos mercados de combustíveis, com a exposição do nosso país, provoca uma situação de grande risco económico. Diversos factores contribuíram para que Portugal não desenvolvesse o seu potencial eólico, o desconhecimento das características de vento no Território Nacional, os poucos investimentos em projectos de energia renováveis, assim como o défice de preocupações ambientais.

Este cenário sofreu alterações a partir do momento em que Portugal teve de respeitar as obrigações decorrentes do protocolo de Quioto e da Directiva Comunitária para as energias

renováveis, obrigando a um esforço maior de implementação das FER, nomeadamente a energia eólica.

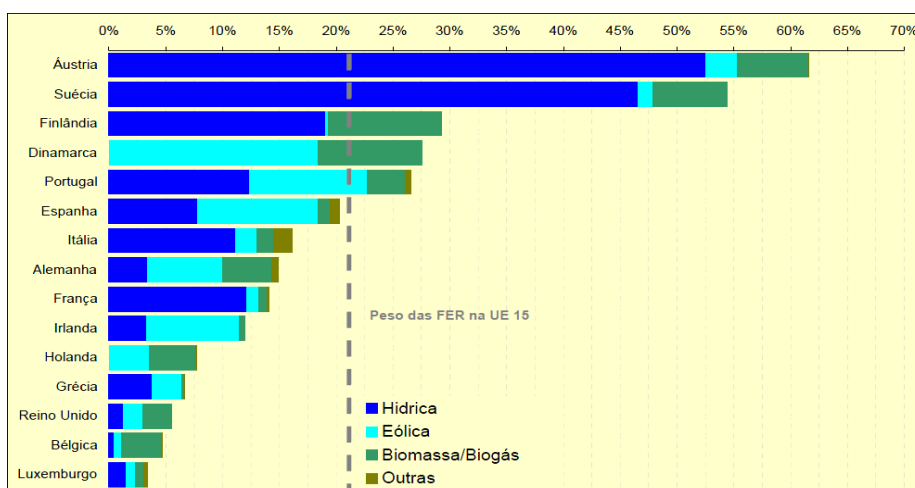
No quadro da Directiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção de electricidade produzido a partir das FER, foi assumido pelo Governo português, atingir a meta de 39% até ao ano 2010, de produção de energias renováveis.

A produção de energia eléctrica de origem renovável está centrada no Norte do país, em finais de Março de 2007 Portugal tinha 7092 MW de capacidade instalada. Presentemente e segundo dados estatísticos de Dezembro de 2010 da DGEG, Portugal tem 9490 MW de capacidade instalada para produção de energia eléctrica a partir das FER.

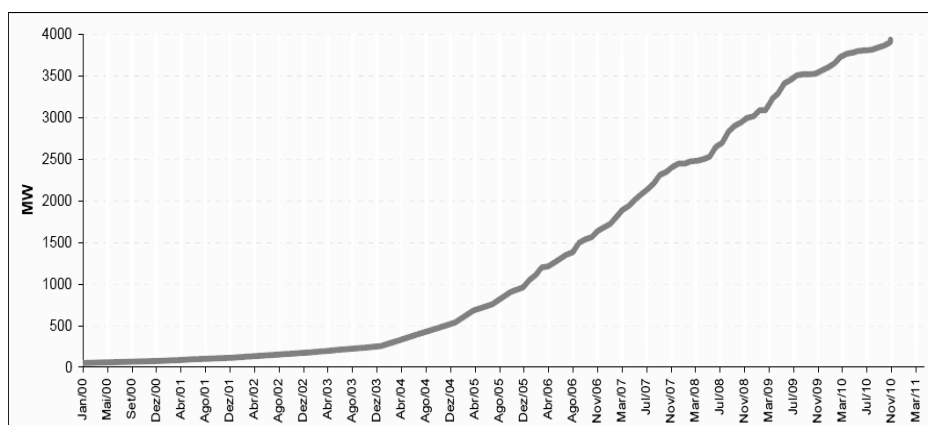


**Figura 4.1.1.** Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh)  
**Fonte:** DGEG, Renováveis: Estatísticas Rápidas (2010:6)

Saliente-se que em 2008 Portugal foi o 5º País da União Europeia a 15 com maior incorporação de energias renováveis, conforme explicitado na Figura 4.1.2.



**Figura 4.1.2.** Peso da produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis na produção bruta + saldo importador, em 2008.  
**Fonte:** DGEG, Renováveis: Estatísticas Rápidas (2010:12)



**Figura 4.1.3.** Evolução da potência instalada em Portugal Continental (MW)  
**Fonte:** DGEG, Renováveis: Estatísticas Rápidas (2010:17)

Em 2010 a potência eólica instalada foi de 3937 MW, através de 208 parques e 2067 aerogeradores em todo o território Continental. Saliente-se que 37% da potência instalada situa-se em parques com potência igual ou inferior a 25 MW.

**Quadro 4.1.1.** Caracterização da potência eólica instalada em Portugal Continental

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TCMA
Potência instalada (MW)	175	253	537	1 047	1 681	2 446	3 012	3 566	3 937	47.6%
Nº parques instalados	24	42	71	103	139	152	174	195	208	31.0%
Nº de aerogeradores instalados	213	276	441	702	1 003	1 137	1 609	1 879	2 067	32.9%
<b>Potência média (MW)</b>										
dos parques	7.3	6.0	7.6	10.2	12.1	16.1	17.3	18.3	18.9	12.7%
dos aerogeradores instalados	0.8	0.9	1.2	1.5	1.7	2.2	1.9	1.9	1.9	11.1%
dos aerogeradores instalados em cada ano	0.5	1.2	1.7	2.0	2.1	5.7	1.2	2.1	2.0	18.7%

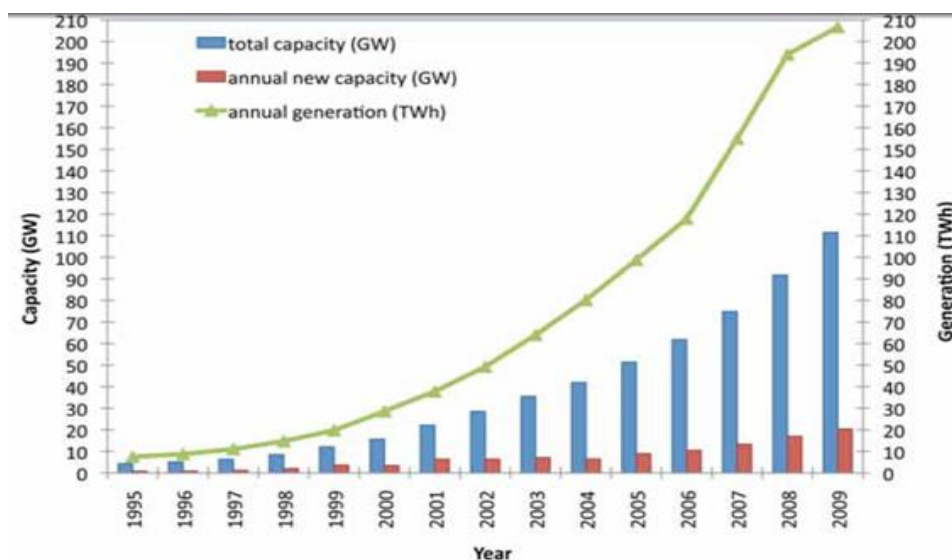
**Fonte:** DGEG, Renováveis: Estatísticas Rápidas (2010:17)

De acordo com o Relatório da IEA 2009, o consumo de electricidade em Portugal foi de 49,9 TWh, representando uma redução de 1,4% na Procura, a primeira queda desde 1981. Ao nível das energias renováveis, no final de 2009, Portugal tinha 9.093 MW de capacidade instalada. A electricidade gerada a partir de fontes renováveis já corresponde a 33% de toda a energia gerada.

Total installed wind generation	3,616 MW
New wind generation installed	797 MW
Total electrical output from wind	7.492 TWh
Wind generation as % of national electric demand	15%
Target:	3,750 MW by 2010 5,100 MW by 2013

**Figura 4.1.4.** Potencial eólico instalado em 2009 e previsões 2010 e 2013 para Portugal  
**Fonte:** IEA, Wind Energy, Annual Report (2009:132)

O ano de 2009 foi um ano de recordes, tanto em termos de energia gerada por ano, como também em potência instantânea lançada na rede. Por exemplo, a 15 de Novembro de 2009 houve uma penetração de 70% de energia eólica na rede, sem qualquer problema técnico no sistema eléctrico. A Directiva comunitária 2009/77/CE definiu metas nacionais para a instalação de 3750 MW de potência instalada até ao final de 2010. Como podemos constatar na figura acima, em 2009 Portugal praticamente tinha atingido esse objectivo, sendo certo que a capacidade que falta instalar está em fase de construção.



**Figura 4.1.5.** Capacidade instalada anual, acumulada e gerada, entre 1995-2009 dos Estados membros da IEA.

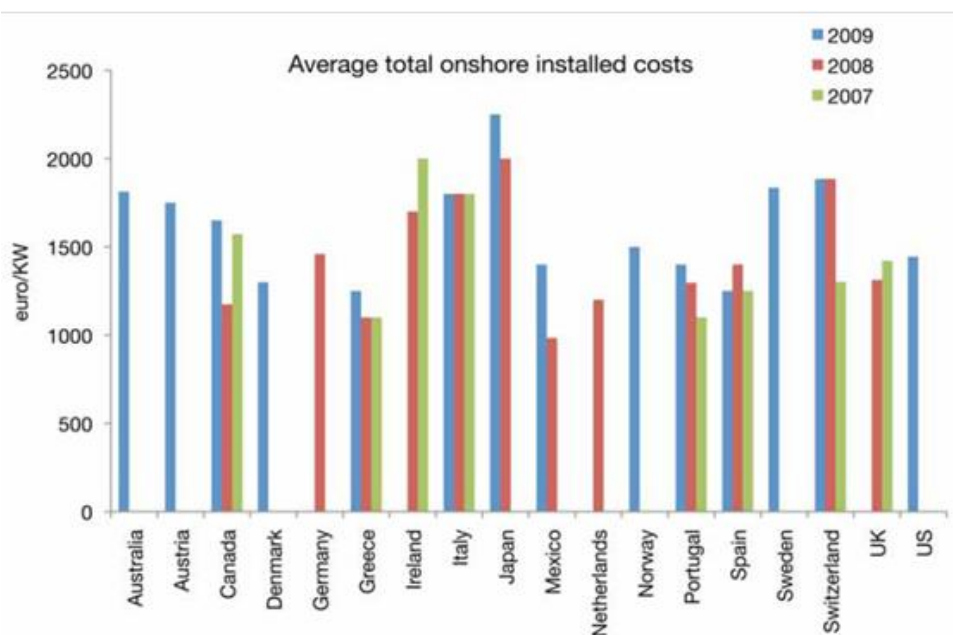
**Fonte:** IEA, Wind Energy, Annual Report (2009:8)

Durante 2009, Portugal instalou cerca de 787 MW de capacidade alcançando um valor acumulado de 3.616 MW. Esta capacidade está centrada em 195 parques eólicos e 1879 turbinas, localizadas na sua maioria no interior centro e norte do país.

Segundo a REN (2010:1), constatou o seguinte: «Da potência eólica ligada à rede pública 44% está ligada à Rede de Transporte e 56% à Rede de Distribuição. A potência eólica representava 21% da potência total ligada no Sistema Eléctrico Nacional, no final de 2010.»

Ao nível governamental, tendo em consideração programas de apoio ao investimento em energia eólica ou através de benefícios fiscais, não estão previstos quaisquer apoios, contudo, o auxílio consubstancia-se na chamada tarifa verde, ou seja, agrega os custos de energias renováveis juntamente com a energia convencional.

Verificou-se que os últimos parques eólicos contratados praticaram tarifas na ordem dos 75€/MWh. Em Portugal, e durante o ano 2009, a tarifa praticada cifrou-se em 93,7€/MWh de acordo com a legislação prevista.



**Figura 4.1.6.** Custos de instalação médios para parques eólicos dos países IEA. Inclui custo das turbinas, acessos, equipamento eléctrico, instalações, ligação à rede e desenvolvimento.

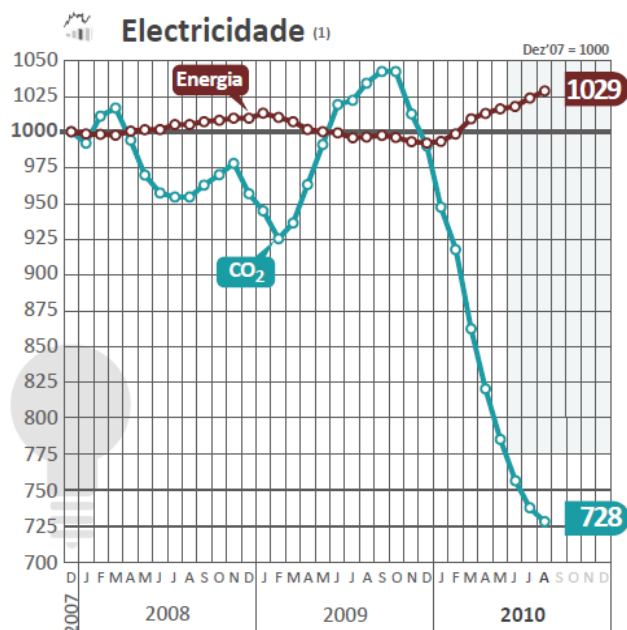
**Fonte:** IEA, Wind Energy, Annual Report (2009:13)

Relativamente às emissões de CO<sub>2</sub>, Portugal, embora esteja no bom caminho, atingindo as metas definidas de incremento de energias renováveis, os limites de emissões de CO<sub>2</sub> estabelecidas no quadro 2008-2012, pelo Protocolo de Quioto, obriga Portugal a delinear metas mais ambiciosas neste sector.

O sector energético e o sector dos Transportes são os mais relevantes para o cumprimento das emissões de CO<sub>2</sub>, destacando-se o papel da energia eólica e a energia hidroeléctrica.

Salienta-se que durante o Inverno de 2009 no decorrer de um dia chuvoso e ventoso a energia eólica teve 70% de penetração na rede. Para um país periférico com capacidade de instalação com Espanha entre 1000 e 1800 MW, torna-se um problema devido à “reserva” de energia convencional da rede, embora não tenha ocorrido problemas técnicos, pode daí advir uma limitação na taxa de crescimento da energia eólica nos próximos anos em Portugal. Refira-se no entanto que Portugal e Espanha planeiam e estudam a integração do mercado Ibérico de electricidade (MIBEL), no sentido de colmatar e ultrapassar estas dificuldades.

A E-value tem um índice de energia sobre a evolução das emissões nacionais de CO2 e a produção de energia, durante o período de execução do Protocolo de Quioto (2008-2012).



**Figura 4.1.7.** Índice de Energia e CO2 em Portugal

**Fonte:** Índice E.Value (Agosto de 2010)

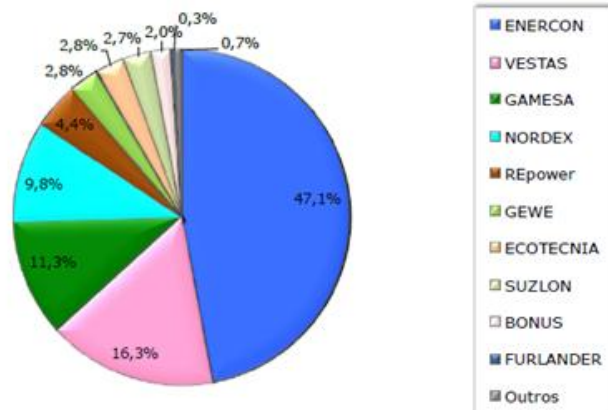
Os parques eólicos, em muitos países, cresceram de uma forma sustentada, aumentando a capacidade instalada de energia eólica. Em Portugal a situação em termos de dimensão, em 2009, era a seguinte:

**Quadro 4.1.2.** Dimensão dos parques em potência

	➤ 50 MW	Entre 10 e 50 MW
<b>PARQUES</b>	44%	47%

**Fonte:** Elaboração Própria – Dados do IEA, Wind Energy, Annual Report (2009:135)

Por outro lado, o tamanho médio das turbinas aumentou para 1,9 MW de potência em 2009, outros factores relacionados com a localização dos parques eólicos e com a velocidade do vento também contribuem para o incremento da energia eólica.

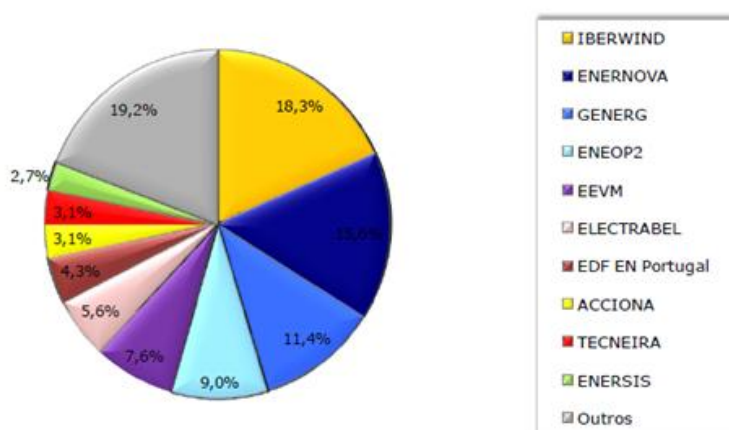


**Figura 4.1.8.** Quotas de mercado fabricantes – Dez. 09 (Parques ligados à rede + construção + adjudicados)

Fonte: Parques Eólicos em Portugal (2009:9)

A Enercon tem 47,1 por cento da quota de mercado de fabricantes de parques eólicos, em Portugal, seguido da Vestas com 16,3 por cento e da Gamesa com 11,3 por cento.

Estes valores têm em consideração não só as infra-estruturas já instaladas, como também as que estão em construção e as adjudicadas.



**Figura 4.1.9.** Quotas de mercados promotores – DEZ 09 (Parques ligados á rede + construção + adjudicados)

Fonte: Parques Eólicos em Portugal (2009:10)

Ao nível dos promotores de parques eólicos a *Iberwind* tem uma quota de mercado de 18,3 por cento, seguida pela *Enernova* com 15,6 por cento e da *Generg* com 11,4 por cento.

Perspectivando o futuro, a energia *onshore* em Portugal, está perto do limite da sua capacidade sem por em causa factores ambientais e o bem-estar das populações.

Neste sentido, a localização *offshore* é uma possível janela de expansão já experimentado em alguns países nórdicos. Os recursos eólicos *offshore*, nomeadamente, em águas profundas (40 m a 200 m) são grandes em Portugal, principalmente na costa norte Atlântica, acima de Lisboa. A nossa costa tem a particularidade de afundar abruptamente nos primeiros 25 metros, mas depois tem apenas uma inclinação de 3%. Estima-se que em zonas de profundidade média, até 40 metros, existe potencial de implementação de 2500 MW de potência, sendo que nas águas profundas onde as estruturas fixas não são economicamente viáveis, a tecnologia eólica flutuante pode ter um grande potencial de desenvolvimento.

Recentemente a EDP avançou para teste o primeiro projecto *offshore* em Portugal com a instalação de uma torre eólica, com turbina de 2 MW, em estrutura flutuante, que está orçamentada em 18,4 milhões de euros.

## **4.2. VANTAGENS E DESVANTAGENS DA ENERGIA EÓLICA**

A Energia Eólica inserida no sector das fontes de energia renovável proporciona uma grande disponibilidade global de ventos. Além de ser uma fonte de energia inesgotável não emite gases poluentes no processo de produção de energia, pelo contrário, contribui para a poupança nacional em termos de emissões de CO<sub>2</sub>. No mesmo sentido, proporciona benefícios económicos relativos à exposição da economia nacional aos países dominantes das energias fósseis, nomeadamente, protege das flutuações dos preços dos combustíveis.

Socialmente, a proliferação da energia eólica contribui para a criação de emprego, de acordo com a (IEA, 2009:134)<sup>5</sup>, até ao fim de 2009, «...a indústria do vento instalada em Portugal já criou 2.500 empregos».

---

<sup>5</sup> «Tradução livre no autor. No original: the wind industry already settled in Portugal has created an estimated 2,500 jobs.»

As características cinéticas do vento e da energia eólica permitem a distribuição da riqueza em zonas até então subdesenvolvidas, inclusivamente em zonas que não tinham possibilidades e perspectivas económicas sustentáveis. Outro factor que facilita e dá alguma segurança no sector eólico reside na legislação empreendida pelo Estado no sentido de garantir as tarifas durante vários anos.

A segurança e a estabilidade no fornecimento de energia, está relacionada com a crescente diminuição das importações de energia, nomeadamente as energias fósseis, nesse sentido a energia eólica contribui para a redução das importações e incremento da segurança energética do país, assim como, contribui para o cumprimento das metas estabelecidas pelo Protocolo de Quioto e pela UE.

Em termos produtivos a energia eólica concorre para o aumento da capacidade instalada e consequentemente para o crescimento da energia debitada na rede eléctrica.

Por último, no final da vida útil de um parque eólico (PE), o desmantelamento do parque é uma tarefa relativamente simples, em que praticamente todos os componentes são recicláveis, além de que os custos de remoção são garantidos pela venda dos materiais desmantelados.

Uma das grandes desvantagens da energia eólica reside no facto de o vento originar flutuações na produção, não controláveis, não garantindo totalmente a potência energética. Este facto acarreta problemas de segurança no abastecimento devido à sua irregularidade, neste sentido não dispensa a construção de outro tipo de centrais que garantam a potência e segurança no abastecimento.

Economicamente é uma energia com custos de implementação elevados e restrições ambientais importantes, não só para a natureza como também para as populações.

O projecto Natura 2000 introduziu algumas restrições no crescimento da energia eólica. De acordo com (EEA 2009:32)<sup>6</sup>, referindo-se ao tipo de área ocupada constatou que, «no total, a Rede Natura 2000 e áreas CDDA na Europa abrangiam 12,5% da área total da Europa até 2006». Nalgumas destas zonas existem potencialidades de ventos de velocidade de 4m/s, por exemplo, na Roménia 96% desta área tem velocidades superiores a 4m/s, desta forma, e no pressuposto de total restrição de implementação de parques nestas áreas, põe em causa o desenvolvimento da energia eólica.

---

<sup>6</sup>«Tradução livre no autor. No original: *In total, Natura 2000 and CDDA areas in Europe comprise 12.5 % of the total area in Europe by 2006.*»

Neste sentido, a localização dos parques eólicos têm constrangimentos relacionados com a avifauna, concretamente dos movimentos migratórios das aves, e também aspectos como a biodiversidade dos terrenos abrangidos pelos parques, não só a estrutura da torre, mas também os arruamentos, valas de cabos e estaleiros necessários no decorrer da construção dos parques.

Os riscos de colisão com as pás e com as estruturas associadas ao parque, como as torres, os cabos e os mastros meteorológicos, provoca alterações na avifauna causando alterações de rotas das aves migratórias. Existem relatos de mortalidade associada, assim como diversas aves são afectadas pelo ruído causado pelo movimento das pás.

Em Maio de 2010, foi inaugurado um PE na zona de Lagos, com 25 Aeroogeradores, com capacidade de alimentar energeticamente a cidade de Lagos, no propósito de minimizar os efeitos negativos na biodiversidade local, principalmente na avifauna, foi introduzido um sistema de detecção de radares com tecnologia SGPS/PTT, desenvolvido por portugueses e inspirado na NASA e na *US Air Force*, o qual permite a localização de aves de todos os tamanhos, desde o pardal a aves de grande porte como o abutre, a águia e as cegonhas. O inconveniente reside na paragem das pás estimando-se uma paralisação anual na ordem das 150 horas, produzindo efeitos negativos na produção.

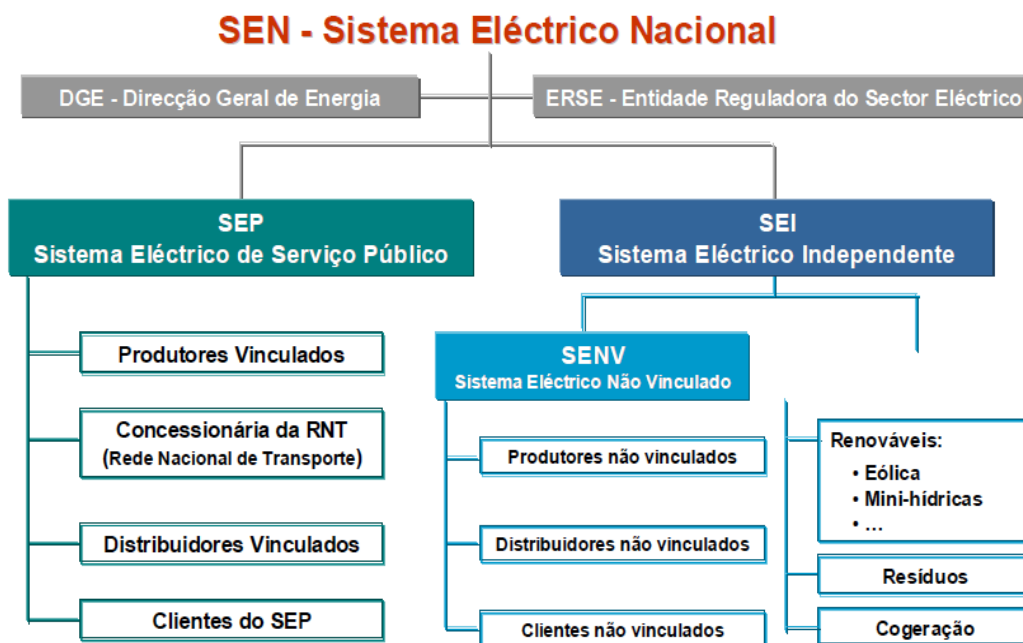
Relativamente ao ruído existem dois factos geradores de barulho, o funcionamento mecânico dos componentes e o efeito provocado pela acção do vento sobre as pás. O ruído medido de uma turbina em movimento debita entre 90 a 100 dB(A), a uma distância de 40 metros o som é de 50 a 60 dB(A), idêntica à potência de várias pessoas a conversar. A solução do efeito ruído, passa pela exigência de uma distância mínima a zonas residenciais, reduzindo o efeito provocado pelo movimento das pás, incluindo nesta solução a resolução do efeito sombra provocado pelas pás reflectidas no solo através da luz solar.

Em termos de energia *offshore* verifica-se que o Mar é partilhado por diversas actividades, que podem limitar a instalação de parques eólicos. Existem constrangimentos nomeadamente as rotas de navegação, as zonas exclusivas militares, as instalações de transporte e exploração de petróleo e gás natural, as zonas turísticas e a actividade piscatória. O ordenamento do território de cada país é importante na definição das áreas onde é possível a implementação dos parques eólicos sem colidir com as outras actividades.

## 5. ENQUADRAMENTO DO SECTOR ELÉCTRICO

Portugal caracteriza-se como um país com escassos recursos energéticos, fortemente dependente de determinados recursos fósseis como o petróleo, o carvão e o gás. A enorme dependência energética do exterior, fez com que Portugal tivesse de tomar medidas no sentido de diversificar a oferta de energia primária, nomeadamente a energia térmica, hídrica, eólica e solar.

O Decreto-Lei 182/95 e o Decreto-Lei 188/95 vieram definir uma nova base de organização do Sistema Eléctrico Nacional, nesse sentido foi criado a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) em 1995-97, com o objectivo de proceder à regulamentação do sector e à definição das tarifas de energia fornecida pela Rede Nacional de Transporte (RNT) e pelos distribuidores vinculados. Nesta fase, houve uma separação do Sistema Eléctrico Nacional, em duas realidades distintas, o Sistema de Abastecimento Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI).



**Figura 5.1.** Organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Fonte: CASTRO, Rui M.G. (2003:2)

O SEP está relacionado com o serviço público, nomeadamente as centrais vinculadas e os operadores públicos diferenciados para o Transporte e Distribuição de energia, nomeadamente a REN e a EDP.

O SEI é responsável por dois subsistemas, o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), caracterizado por contratos bilaterais entre produtores e clientes com garantia de acesso á rede eléctrica. O outro subsistema é a Produção em Regime Especial (PRE), constituído pela produção de energias renováveis sendo estabelecida por legislação própria.

A figura do pequeno produtor de energia eléctrica está consagrada pela Lei Portuguesa desde 1944, sofrendo ao longo do tempo algumas restrições. O Programa comunitário VALOREN criado pelo Regulamento n.º 3301/86 de 27 Outubro, levou Portugal a impulsionar esta figura, motivado também pelas crises petrolíferas e pelo agravamento da dependência energética de Portugal.

Este diploma estabeleceu regras para o exercício da actividade de produção de energia eléctrica por Pessoas Singulares ou Colectivas de Direito Publico ou Privado, independente da forma jurídica, porém, previa algumas limitações de produção conjunta até 10.000 KVA que fossem utilizados recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos e estações de co-geração sem limite de potência.

Em 1999, surgiu o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, na sequência da criação europeia do mercado interno de energia, que tornou o sector mais liberal, assim como as crescentes preocupações com o ambiente e o compromisso assumido pela Convenção Quadro das Nações Unidas para as alterações climáticas e do Protocolo de Quioto, relativo às emissões de CO<sub>2</sub>. Neste diploma foi criado a figura da tarifa verde, assim como as alterações dos mecanismos e definição dos pontos de interligação das instalações de produção e enquadramento dos promotores de energia.

A estratégia delineada pelo Governo Português para a Energia, está centrada no aumento da produção eléctrica a partir de energias renováveis, inerente ao desafio do aquecimento global e às alterações climáticas subjacentes.

As energias renováveis, nomeadamente a energia eólica assume um papel central na diminuição da dependência energética externa, assim como na redução carbónica na economia portuguesa.

O objectivo do Decreto-Lei 51/2010 de 20 de Maio, consagra a instalação limitada de novos Aerogeradores designados por sobreequipamento. A finalidade principal é o de aumentar a potência instalada em centrais eólicas, menorizando o impacto ambiental e a instalação de novos parques eólicos, assim como a racionalização das infra-estruturas existentes da Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP).

O sobreequipamento de centrais eólicas já estava previsto no Decreto-Lei 225/2007, até ao limite de 20% de capacidade de injeção licenciado. O Decreto-Lei 51/2010 mantém os 20% de capacidade de injeção de potência no RESP, mas, obriga à instalação em todos os Aerogeradores de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão e fornecimento de energia reactiva durante a ocorrência de cavas, reforçando desta forma a segurança e qualidade do RESP.

## **5.1. TARIFAS DE VENDA**

O DL N.º 168/99, introduziu algumas alterações significativas no sistema de remuneração da energia fornecida pelos PRE. Este regime engloba a produção de energia em centrais hidroeléctricas com potência instalada até 10 MVA, centrais que usam recursos renováveis e centrais de co-geração. De acordo com o art. 19º, o regime tarifário é fixado tendo em consideração um somatório de parcelas, nelas se englobam os custos evitados pelo SEN com a entrada em funcionamento do PRE, assim como os benefícios ambientais proporcionados pelo uso de tecnologias limpas. Por outro lado, este diploma define a obrigatoriedade de compra, pela rede pública, da energia produzida durante a vigência da licença concedida.

Em 2001, o Decreto-Lei nº 339-C/2001 actualizou o tarifário de venda à rede pública, alterando a remuneração diferenciada tendo em conta o tipo de tecnologia, nomeadamente a energia das ondas e da energia solar fotovoltaica, e o regime de exploração. A tarifa é estabelecida de acordo com a produtividade anual de cada parque eólico, válida por um período de 15 anos, a contar da data de entrada em funcionamento do parque eólico. Em 2020, termina as tarifas salvaguardadas por este regime.

Também neste diploma foi estabelecido o pagamento de uma renda aos municípios onde estão instaladas parques eólicos. Essa renda corresponde a 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade receptora da energia eléctrica produzida.

Seguidamente em 2005 houve mais uma actualização através do Decreto-Lei nº 33-A/2005, que alterou e introduziu alguns critérios de remuneração da electricidade produzida, como por

exemplo, a valorização energética de resíduo sólidos urbanos (biogás), a criação de uma tarifa específica para as centrais fotovoltaicas de microgeração e a introdução do solar termoeléctrico como opção tecnológica no âmbito da energia solar e também a valorização da biomassa florestal.

Este diploma também introduziu a temática do sobreequipamento das centrais eólicas, possibilitando o incremento da potência instalada até 20% da potência de injeção, porém, prevê como contrapartida a redução da tarifa ajustável a toda a central eólica.

A cada aumento de 1% na capacidade instalada relativamente à potência de injeção atribuída ao parque eólico, tem um desconto de 0,12% sobre a tarifa aplicada, e nos casos de não existir possibilidade de proceder ao sobreequipamento e tenha instalado o equipamento de cavas de tensão, aplica-se um adicional sobre a tarifa de 1,60€ por cada MWh, vigorando durante 7 anos, a contar a partir do mês seguinte da entrada em exploração do equipamento, de acordo com as alterações estabelecidas do Decreto-Lei n.º 51/2010 de 20 de Maio. Ao nível da fórmula de cálculo da remuneração (tarifa verde), houve algumas alterações também introduzidas pela declaração de Rectificação n.º 71/2007, sendo actualmente esta a fórmula utilizada:

$$VDR (\text{índice } m) = \{KMHO (\text{índice } m) \times [PF (VDR) (\text{índice } m) + PV (VDR) (\text{índice } m)] + PA (VDR) (\text{índice } m) \times Z\} \times [IPC (\text{índice } m - 1) / IP(\text{índice } ref)] \times [1 / (1 - LEV)] \quad (5.1)$$

VDR (índice  $m$ ) corresponde à remuneração aplicável a centrais renováveis no mês  $m$ , o KMHO (índice  $m$ ) é o coeficiente que modula os valores de PF e de PV tendo em conta o posto horário na qual a electricidade foi fornecida.

PF corresponde à parcela fixa da remuneração aplicável no mês  $m$ , e o PV corresponde à parcela variável da remuneração das centrais renováveis no mês  $m$ .

PA é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis no mês  $m$ . IPC  $m-1$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ .

O indicador LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável. Por último o indicador Z corresponde ao coeficiente dimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno assim como a tecnologia utilizada na instalação licenciada.

O segundo tarifário aprovado pelo Decreto-Lei 33-A/2005, determinou uma tarifa de 74€/MWh, sendo este valor actualizado mensalmente através do Índice de Preços ao consumidor aquando da entrada em funcionamento da central eólica. Porém, o diploma

estabelece limites de produção de 33 GWh por cada MW instalado, ou seja, 33.000 horas, nunca ultrapassando um período máximo de 15 anos. Após o período de tarifa garantida, os parques eólicos são remunerados a preços de mercado e com valorização dos certificados verdes. Através dos certificados verdes pressupõe-se que à data existe um sistema de transacção de certificados em Portugal, caso contrário, aplica-se durante um período adicional de 5 anos a tarifa que for aplicada aos parques que aí tiverem início.

**Quadro 5.1.1.** Remuneração das Energias Renováveis (tarifas médias indicativas - Energias Renováveis (DL n.º 225/2007, de 31 de Maio)

TECNOLOGIAS	TARIFAS MÉDIAS INDICATIVAS (€/MWh)	OBSERVAÇÕES
Eólica	74-75	33 GWh/MW ou 15 anos
Hídrica até 10 MW	75-77	52 GWh/MW ou 20 anos. Excepcionalmente 25 anos
Fotovoltaico < 5 kw	310-317	21 GWh/MW ou 15 anos
Fotovoltaico >= 5 kw	450	
Solar Térmico <= 10 MW	267-273	
Biomassa Florestal	107-109	25 anos
Biomassa animal	102-104	
RSU (vertente queima)	53-54	15 anos
Ondas (demonstração até 4 MW)	260	15 anos
Ondas (Pré-comercial até 20 MW)	191	
Ondas comercial primeiros 100 MW	131	
Ondas 150 MW seguintes	101	
Ondas seguintes	76	
Fotovoltaica de concentração <= 1 MW	380	12 anos
Hídrica até 10 MW	95 <sup>7</sup>	25 anos
Hídrica > 10 MW até 20 MW	91-94	25 anos
Centrais Solares fotovoltaicas	257 <sup>8</sup>	34 GWh/MW ou 20 anos
Biomassa Florestal	119 <sup>9</sup>	25 anos

Fonte: DGEG. (2011) e Decreto-Lei n.º 225/2007

<sup>7</sup> Decreto-Lei 126/2010 de 23 Novembro

<sup>8</sup> Decreto-Lei 132-A/2010 de 21 Dezembro

<sup>9</sup> Decreto-Lei 5/2011 de 10 Janeiro

## 5.2 MERCADO IBÉRICO DA ENERGIA

O sector eléctrico existia sob a égide do Estado que de uma forma geral produziam, transportavam e distribuíam a energia eléctrica sem concorrência, em determinada área, normalmente em cada país. Em Portugal, as tarifas eram determinadas pela ERSE, transversais a toda a cadeia de valor, desde a Produção até ao consumidor final.

A liberalização em muitos sectores de actividade também chegou ao sector da energia, com os objectivos inerentes à consequente abolição das barreiras acabando com a situação monopolista até então existente. Pretendia-se uma melhor organização do mercado energético assim como a melhor afectação de recursos conseguindo resultados económicos substanciais.

Neste sentido, a União Europeia aprovou a Directiva 96/92/CE com o objectivo de liberalizar o sector, contudo, dado a dificuldade das mudanças preconizadas, resolveu aproveitar as potencialidades regionais e avançar mais lentamente com o objectivo final de constituir um verdadeiro mercado europeu da energia.

A Directiva mencionada estabeleceu as condições de acesso de terceiros às redes, assim como definiu as regras comuns em termos de Produção, Transporte e Distribuição de energia. Na Produção garantia-se o direito de escolha do fornecedor, estabelecendo que a capacidade de energia eléctrica fosse atribuída mediante autorização, ou, adjudicação por concurso.

Na vertente do Transporte foi introduzida a figura do *Transmission System Operators* (TSO), introduzindo as condições de acesso de terceiros à rede como uma actividade negociada, regulada, ou através de comprador único. Na Distribuição foi aconselhado a constituição de Operador de Rede de Distribuição, tornado as três fases independentes.

A Directiva 2003/54/CE promoveu algumas alterações face à precedente, estabelecendo para a produção a necessidade de a nova capacidade ser atribuída mediante autorização ou concurso, ocorrer apenas quando estiver em causa a garantia do abastecimento. O acesso de terceiros à rede passa a ter como base tarifas publicadas aplicáveis a todos os utilizadores da rede.

Já o tratado de Lisboa, em 2004, introduziu o conceito de Mercado Único de electricidade para a Península Ibérica, formando um Mercado Regional de electricidade na matriz do Mercado Interno de Energia da União. Em Outubro do mesmo ano, o Tratado de Santiago introduziu em substituição do Tratado de Lisboa o termo de Operador de Mercado Ibérico, concretizando os mercados na esfera do MIBEL.

Estabeleceu um Conselho de Reguladores do MIBEL, o qual é composto por dois reguladores financeiros, do lado de Portugal a CMVM e do lado de Espanha a CNMV, e por dois reguladores de Energia, a ERSE respeitante a Portugal e a CNE respeitante a Espanha.

Em Janeiro de 2008, o Acordo de Braga, procedeu a algumas alterações ao Tratado de Santiago, concretizando o modelo de organização do Operador de Mercado Ibérico (OMI), definindo as actividades da seguinte forma: Mercado a Prazo no Pólo Português e Mercado Spot no Pólo Espanhol.

Outra alteração importante neste encontro, reside no fim das tarifas de electricidade para os clientes acima dos 50 KVA.

O MIBEL tem como principais metas:<sup>10</sup>

- Beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

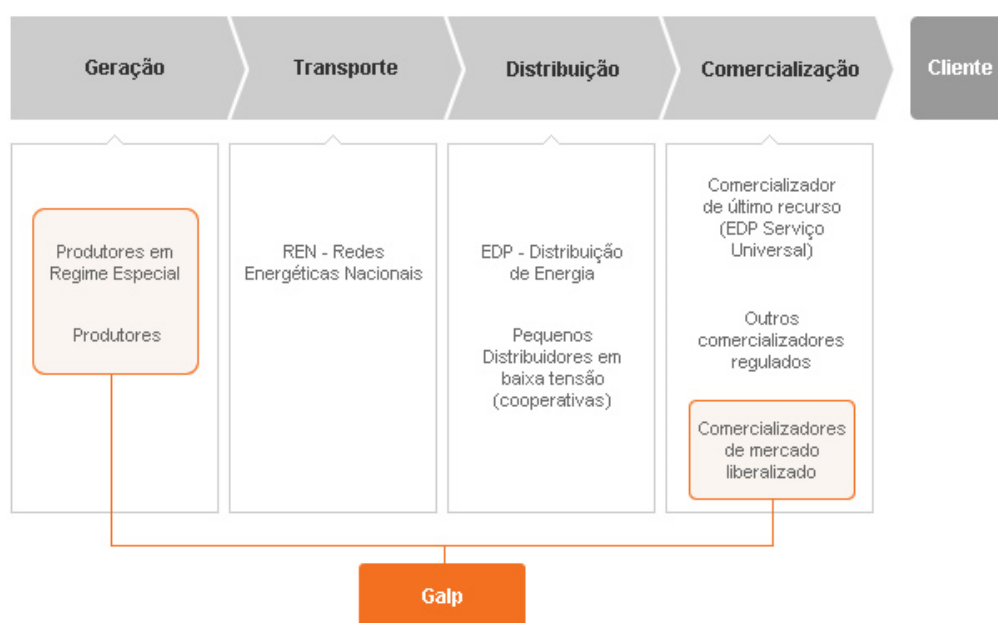
O MIBEL caracteriza-se pela existência de um mercado único ibérico de electricidade, com a responsabilidade de formação do preço à vista, em que os agentes do mercado eléctrico espanhol e português colocam as suas ofertas de compra e de venda no mesmo mercado, sujeitos a regras comuns nos dois países, ou seja, foi criado o OMI, constituído por dois operadores, OMEL, concretizado no pólo espanhol, o qual é responsável pela gestão do

---

<sup>10</sup> Fonte: [www.omip.pt](http://www.omip.pt)

mercado spot, diário e intradiário, com início em 1 de Janeiro de 1998, e o OMIP, concretizado no pólo português, responsável pela gestão do mercado a prazo, que teve início a 3 de Julho de 2006.

O Transporte de electricidade é garantido pela REN e a Distribuição é assegurada pela EDP Distribuição, enquanto as outras fases da cadeia de valor, nomeadamente a Produção e a Comercialização foi liberalizada seguindo as directivas da União, contudo, a figura do mercado regulado continua a existir em ambos os países, salientando-se que a tarifa do mercado regulado em Portugal, está incorporado não só o custo da produção de electricidade, como também, o transporte em muito alta tensão, a distribuição em média, alta e baixa tensão, assim como os custos de comercialização.



**Figura 5.2.1** Cadeia de Valor do Sector da Electricidade em Portugal  
**Fonte:** Galp (2011)

Em 2007 entrou em funcionamento o mercado do MIBEL, depois de definidas as condições legislativas, regulamentares e técnicas inerentes ao seu funcionamento.

Já em pleno mercado ibérico, com a estrutura terminada, existem três formas de comercializar energia, a primeira através do mercado spot, gerido pela OMEL, a segunda através de contratação a prazo, gerido pelo OMIP ou através de leilões, e por último, aquisição de electricidade através de contractos bilaterais.

Em Dezembro de 2009, ficou estabelecida algumas regras de funcionamento ao nível da capacidade de interligação entre o sistema espanhol e português, prevendo a existência de congestionamentos, em que será aplicado um mecanismo de separação de mercados e leilões, sendo que as receitas provenientes das operações relacionadas com o congestionamento, serão aplicadas no melhoramento da interligação dos dois sistemas. Em 10 de Junho de 2009, Espanha estabeleceu um mecanismo de leilão de produtos financeiros derivados para a cobertura da diferença de preços entre as zonas portuguesa e espanhola do MIBEL.

Quando a quantidade de oferta de compra e venda de ambos os sistemas ultrapassa a capacidade disponível do sistema de interligação dos dois países, com atrás referido, ocorre a separação dos mercados (*market splitting*). Nesta situação os preços são diferenciados em cada área do MIBEL, sendo mais elevado os preços da área importadora.

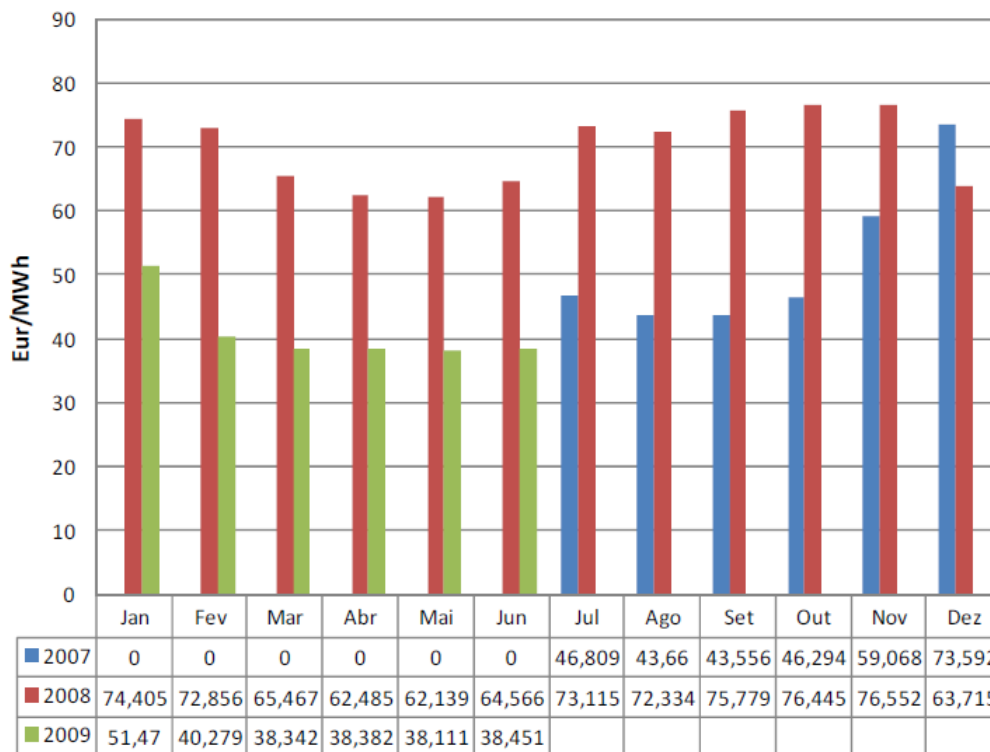
Constatou-se que desde 2007, houve uma separação de mercado na ordem dos 80% das horas de funcionamento, e no 2º semestre de 2009, essa situação apenas ocorreu 20% do tempo de funcionamento do mercado, e o diferencial médio dos preços dos dois sistemas neste período foi de 0,50€/MWh, reduzindo o risco inerente, fruto do congestionamento de interligação e das diferenças de preço que possam ocorrer entre as duas áreas.

#### Funcionamento do mercado spot

Em cada hora do dia é definido o preço de electricidade através do encontro entre a oferta e a procura. No final do dia existem 24 curvas de oferta e procura, resultado das ordens de venda colocadas pelos produtores e das ordens de compra colocados pelos distribuidores e pelos comercializadores. As ordens de compra e venda nos dois países são colocadas numa plataforma comum enquanto houver capacidade de transferência de MW entre os dois países, desta forma os preços de Portugal e Espanha constituem um só. Como já foi referido, assim que esgotar a capacidade os dois mercados funcionam independentes.

As ofertas no mercado diário são realizadas até às 10H00 do dia anterior, 09H00 em Portugal, sendo os valores publicados às 11H00 do dia, conforme figura exemplificativa do preço médio aritmético em Portugal, de 2007 a 2009.

## Portugal



**Figura 5.2.2.** Evolução do preço médio aritmético do mercado diário em Portugal

Fonte: MIBEL (2009:95)

Por último, os contractos bilaterais exercidos entre produtores e comercializadores, tem a peculiaridade de não passarem pelo mercado, porém, a entidade gestora do mercado é informada relativamente às condições contratadas, nomeadamente as quantidades transaccionadas, o preço por MWh, a periodicidade, etc.

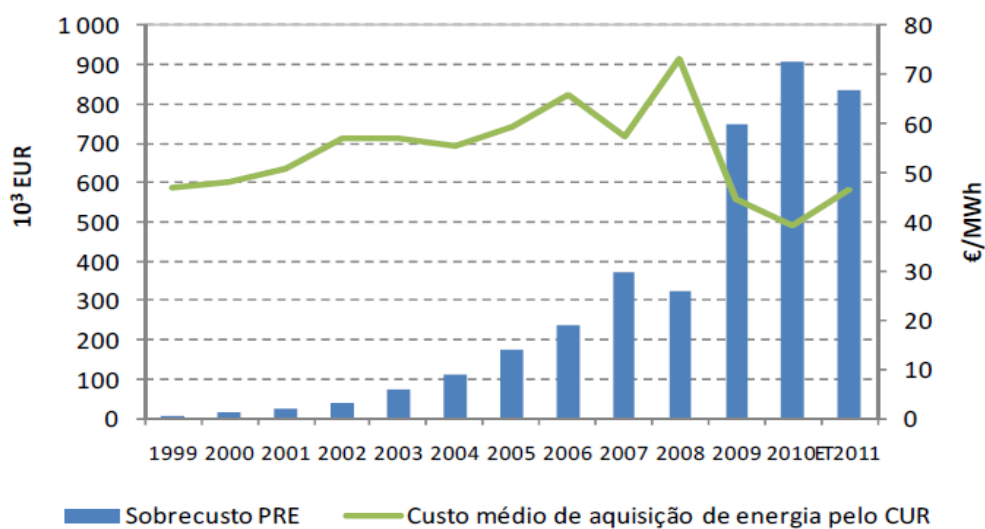
### As Tarifas no Mercado liberalizado

O mercado liberalizado ibérico, como já referenciado, assenta na produção e na comercialização, nesse sentido, a tarifa aplicada aos clientes finais em Portugal são divididas em três partes: A tarifa de acesso, a tarifa de energia e a tarifa de comercialização.

A tarifa de acesso engloba as actividades dos sectores regulados, ou seja, o Transporte e a Distribuição, assim como os acertos negativos de anos anteriores, nomeadamente, a tarifa do uso da rede de transporte, a tarifa de venda da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, a tarifa de uso da rede de distribuição e a tarifa do uso global do sistema.

De referir que a tarifa de acesso é igual para todos os comercializadores que possuem licença para o efeito, estando em condições de igualdade em termo de acesso à rede de transporte e

distribuição. Por outro lado, os clientes do mercado liberalizado têm uma tarifa, cujo custo é acordado pelo comercializador e a respectiva margem, porquanto, os clientes que optem pela tarifa regulada, nela estão reflectidos a tarifa de energia e a tarifa de comercialização. Na tarifa de uso global estão reflectidos os acertos do sobrecusto proveniente da aquisição de energia aos PRE. Este sobrecusto é determinado pela diferença entre o valor pago pela energia produzida por esta via e o preço resultante do encontro entre a oferta e a procura no mercado diário.



**Figura 5.2.3.** Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)  
**Fonte:** ERSE. (2010:71)

A ERSE, alertou os responsáveis governamentais relativamente à pressão que a subida dos preços dos combustíveis fósseis, assim como as condições desfavoráveis em termos hidrológicos que ocorreram em 2007, originando uma forte pressão sobre as tarifas de electricidade. Nesse sentido foi aprovado o Decreto-Lei 165/2008, que deu orientações relativas aos desvios e défices tarifários que ocorreram em 2007, deferindo por 15 anos esses montantes, com efeitos a partir de 2010.

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Saldo em dívida em 31-12-2008	Valores incluídos nas tarifas de 2009	Saldo em dívida em 31-12-2009
<b>RAA (Electricidade dos Açores)</b>	<b>103 479</b>	<b>14 850</b>	<b>94 266</b>
Convergência tarifária de 2006	36 484	5 236	33 236
Convergência tarifária de 2007	66 995	9 614	61 030
<b>RAM (Empresa de Electricidade da Madeira)</b>	<b>57 656</b>	<b>8 274</b>	<b>52 523</b>
Convergência tarifária de 2006	13 338	1 914	12 151
Convergência tarifária de 2007	44 318	6 360	40 372
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>163 855</b>	<b>23 514</b>	<b>149 267</b>
Défice de BT de 2006	118 775	17 045	108 200
Continente	114 143	16 380	103 980
Regiões Autónomas	4 632	665	4 220
Défice de BTn de 2007	45 080	6 469	41 067
Continente	43 320	6 217	39 463
Regiões Autónomas	1 760	253	1 604
<b>Total dos défices tarifários de 2006 e 2007</b>	<b>324 991</b>	<b>46 637</b>	<b>296 055</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>			<b>1 723 151</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008			1 275 682
Diferencial do custo com a Produção em Regime Especial em 2009			447 469
<b>Total</b>			<b>2 019 206</b>

**Figura 5.2.4.** Défices tarifários reconhecidos nas tarifas de energia eléctrica para 2009 de anos anteriores

Fonte: ERSE. (2008:29)

No défice tarifário estão incluídos os valores respeitantes à rede de Baixa Tensão (BT) e Baixa Tensão Normal (BTN), de 2006 e 2007, os custos de convergência tarifária entre as regiões autónomas e o continente relativamente aos mesmos anos.

Também acresce os desvios de energia de 2007 e 2008, assim como a limitação dos custos da produção em regime especial do ano 2009.

## 6. PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

### 6.1. O VENTO

A caracterização do vento é de extrema importância no contexto do desenvolvimento da energia eólica. De acordo com Marujo *et al.* (2010:1) «A previsão do vento com exactidão é uma ferramenta necessária para a estimativa da produção de energia eólica, uma vez que a potência depende linearmente do cubo da intensidade do vento.»

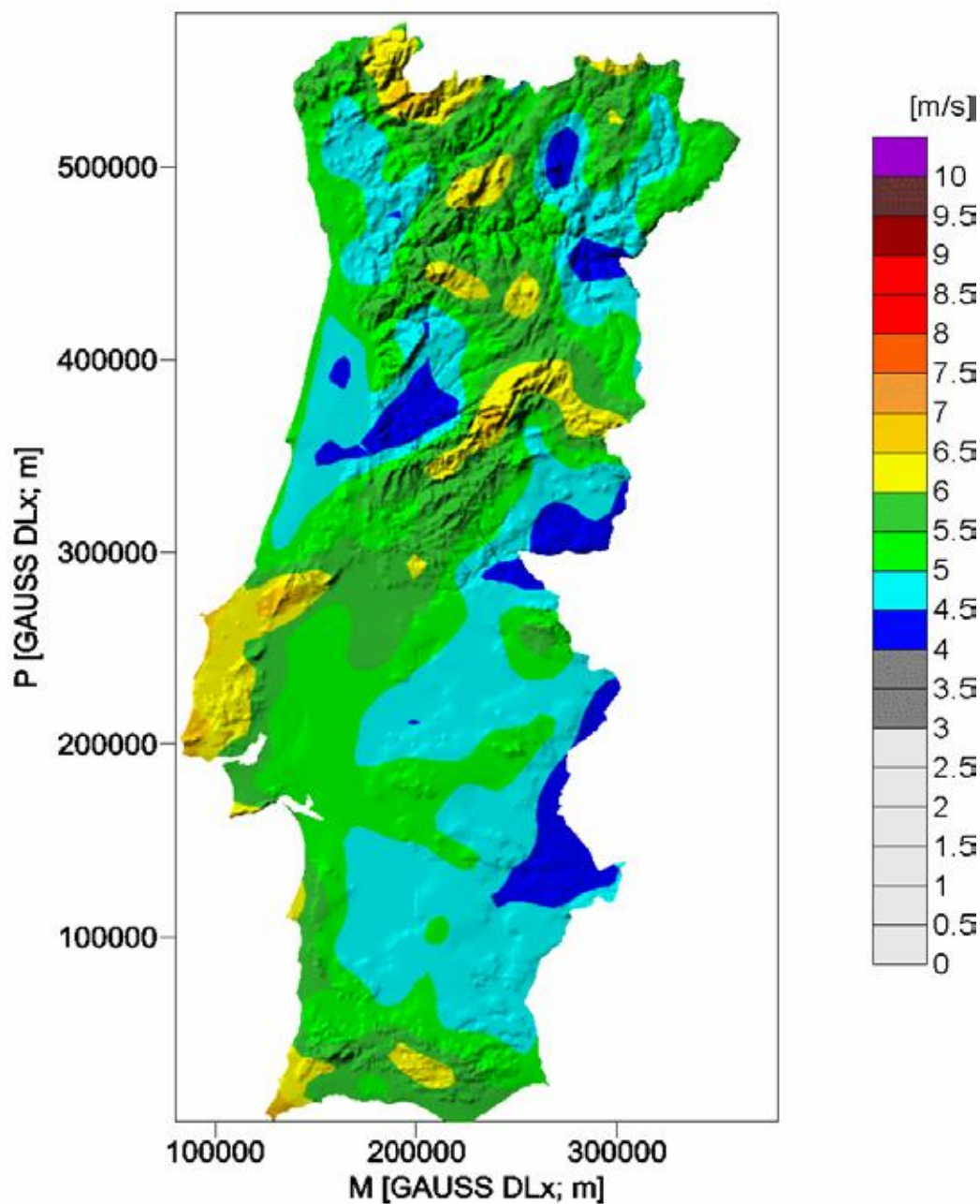
Dados relativos à velocidade média do vento, direcção, intensidade da turbulência e os padrões sazonais deste género de recurso são importantes na definição dos locais ideais à instalação dos parques eólicos.

Em termos orográficos, as zonas planas com pouco relevo são mais propensas à ocorrência de “bons ventos”, em detrimento dos vales, com a vantagem de facilitar a medição com maior fiabilidade e a distâncias mais longas.

Nas zonas montanhosas de acordo com (Marques da Silva, 1996), o escoamento do vento tem as seguintes características:

- O regime de vento na cumeada não é sujeito a grandes variações mas depende do local e da época do ano;
- A correlação entre a direcção do vento num terreno complexo e uma dada referência em campo aberto é válida apenas para um local;
- Em média o vento na cumeada é mais elevado no Inverno do que no Verão;
- Mesmo em dias globalmente calmos pode observar-se no cume vento com substancial velocidade.

Portanto, situações relacionadas com a orografia, com a rugosidade vegetal e por obstáculos originados pelo Homem, como determinadas construções, como por exemplo, edifícios, tem implicações na qualidade do vento. Normalmente, utiliza-se mastros anemométricos para caracterizar e medir o vento em determinada zona, assim como outros métodos de avaliação que interpretam os dados dos mastros anemométricos.



**Figura 6.1.1.** Mapa de distribuição espacial da velocidade do vento em Portugal continental, obtido pelo modelo MM5 (h=60m)

**Fonte:** Esteves (2004:30)

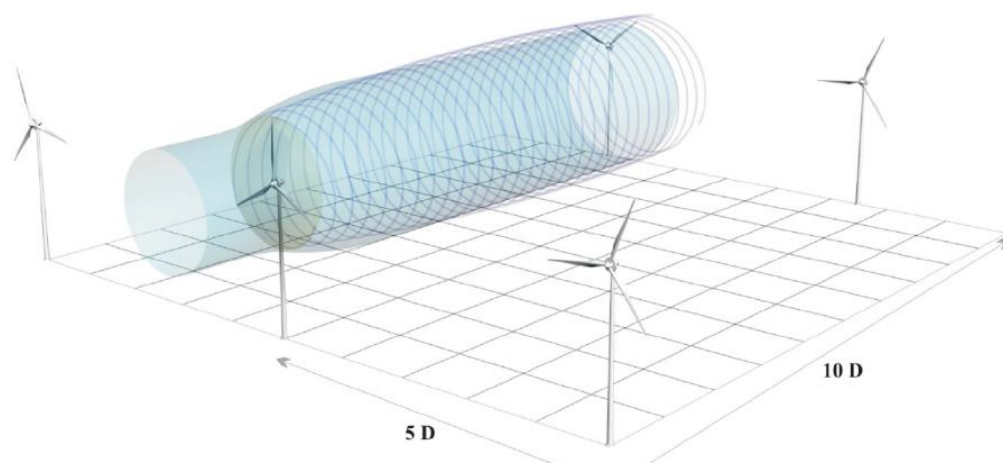
Um dos problemas a ter em conta aquando da instalação do parque eólico é o efeito de esteira, obrigando a existência de alguma distância entre turbinas, minorando o problema causado.

Segundo (Saraiva, 2007:3) «Uma turbina eólica extrai energia através do vento incidente, conseqüentemente o vento atrás da turbina terá de ter menor energia, na qual se forma uma esteira de vento turbulento e de menor velocidade do que o vento que incide na turbina.»

O efeito de esteira provoca perda de rendimento das turbinas, se não for tido em consideração aquando da projecção do parque eólico.

O autor supramencionado efectuou uma simulação no parque eólico do Mosqueiro, com três alternativas de localização das turbinas, com as mesmas condições de vento e turbinas de igual potência. As conclusões retiradas do estudo foram as seguintes: Quanto maior for o espaçamento entre turbinas, menor é o efeito de esteira, importante é o factor derivado da direcção do vento e principalmente a frequência da direcção do vento, são determinantes na disposição das turbinas.

Dos três cenários analisados foram calculadas e estimadas perdas por efeito de esteira entre 6% a 29% do rendimento das turbinas.

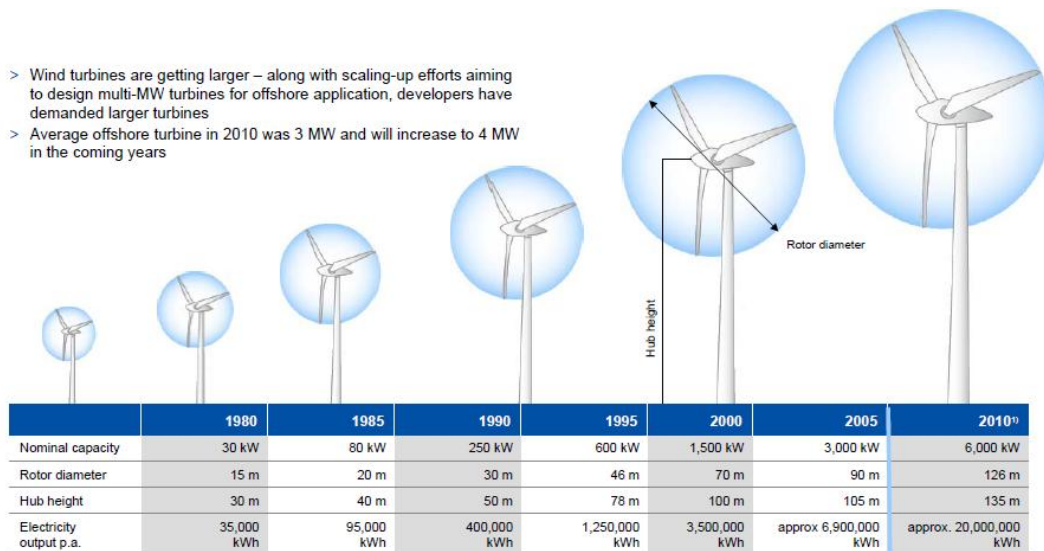


**Figura 6.1.2.** Esteiras aerodinâmicas e afastamento entre turbinas  
**Fonte:** CEPEL, 2001

## 6.2. AS TURBINAS

Na produção de energia eólica, a turbina é um dos aspectos mais importantes, juntamente com a velocidade do vento, na optimização e quantidade de electricidade produzida, contribuindo o regime de ventos, a sua área de varrimento e a curva de potência da turbina. As primeiras turbinas comerciais remontam à década de 1980, utilizadas na Europa e nos E.U.A., tinham potência de 30 kW com rotores de diâmetro na ordem dos 15 metros. Na década seguinte as turbinas evoluíram para potências de 250 kW incrementando a capacidade de produzir electricidade, apresentando rotores de 30 metros, o dobro da década de 80.

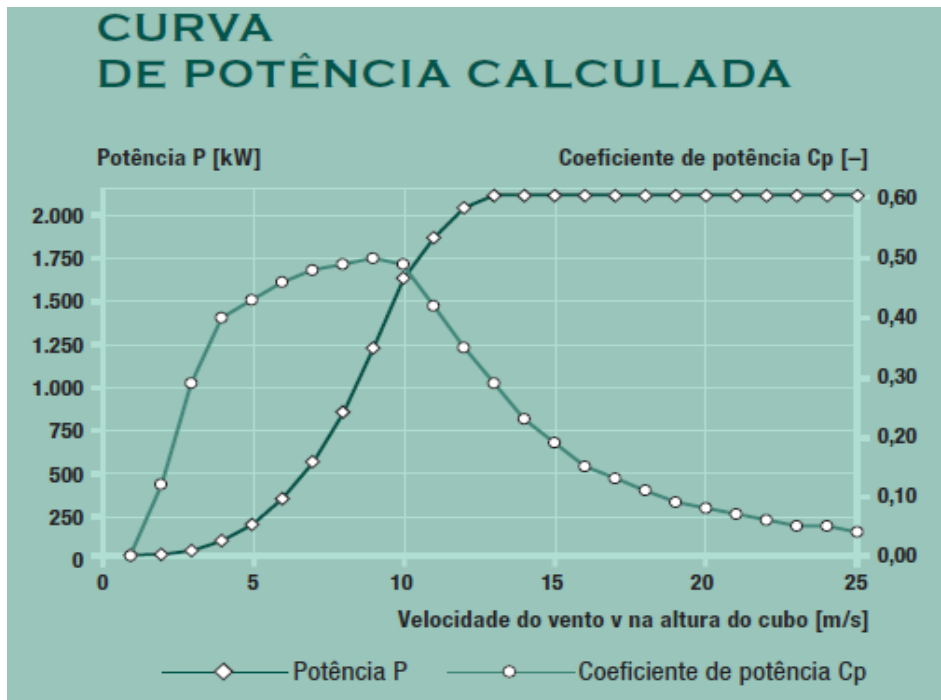
Em 2010, já existem turbinas de 6 MW e rotores de 126 metros de diâmetro, com vantagens não só na produção como também no ponto de vista da preservação do ambiente e vantagens económicas, através da redução de custos de instalação, ou seja, com menos torres produz-se mais electricidade.



**Figura 6.2.1** Evolução tecnológica das turbinas  
**Fonte:** RWE. Fact Book Renewable Energy. (2010:38)

A proliferação de turbinas de 2MW, foi um dos factos assinaláveis no aumento de capacidade instalada nos países da IEA em 2008, em cerca de 1872 MW. De acordo com dados da IEA (2008), a potência das turbinas situava-se entre 1,38 MW e os 3 MW, salientando-se a média de 2,2 MW de potência na Holanda, devido à crescente instalação de máquinas de 3 MW de potência. Uma das consequências foi a diminuição da área ocupada, devido ao incremento das turbinas e dos rotores com pás de diâmetro de 82 metros.

As turbinas eólicas atingem a máxima potência tendo em consideração a velocidade do vento, chama-se potência nominal e velocidade nominal do vento.



**Figura 6.2.2.** Curva de potência calculada da turbina E82 - Enercon  
 Fonte: ENERCON. (2009:16)



**Figura 6.2.3.** Turbina E82 ENERCON  
 Fonte: ENERCON. (2009:15)

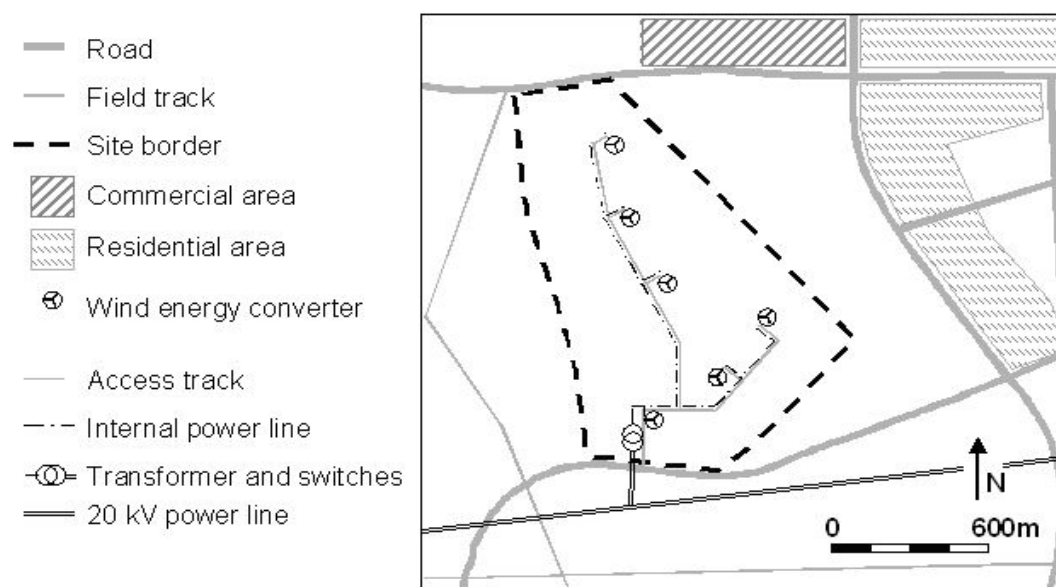
Tendo em consideração a velocidade nominal do vento, as turbinas são reguladas para funcionarem a uma potência constante quando o vento tem velocidades acima do seu valor nominal, além disso, quando o vento ronda os 25-30 m/s a turbina desliga-se por razões de segurança, ou noutros sistemas, pode-se proceder ao ajustamento automático dos ângulos das pás dos rotores.

No caso das turbinas da empresa alemã Enercon, as turbinas possuem um sistema designado “Controlo de Tempestades”, que permite regular a velocidade do Aerogerador, quando na presença de ventos muito fortes, sem necessidade de paragem forçada da turbina e as consequentes perdas de rendimentos abruptas com efeitos significativos na produção dos parques.

## 7.CUSTOS DE ENERGIA EÓLICA

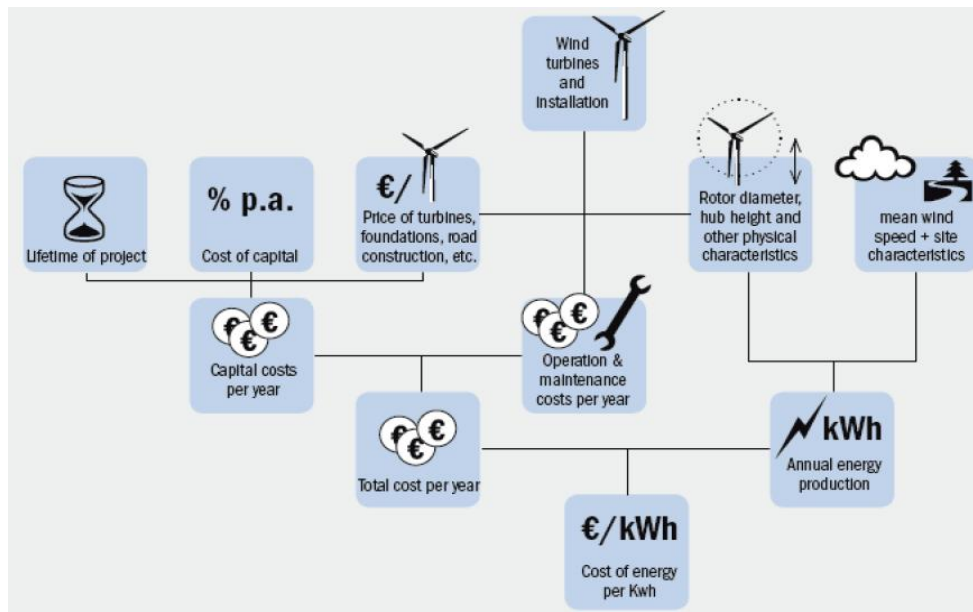
Um projecto de investimento de um parque eólico é constituído por um conjunto de factores a ter em consideração ao determinar as receitas e os custos de investimentos, nomeadamente: o custo das turbinas, as fundações, as instalações eléctricas, as conexões com a rede eléctrica, o terreno, a segurança, arruamentos e acessos, gastos de manutenção, honorários de consultadoria, etc.

Alem destes factores, é importante conhecer o local de projecção do parque, quando estão em causa, factores ambientais, como habitações, linhas de água, locais arqueológicos ou historicamente relevantes, distâncias, como por exemplo, o ponto de ligação á rede mais próximo e potência da rede, determinante na operacionalidade do PE, e do consequente efeito económico no projecto.



**Figura 7.1.** *Layout* da estrutura de um parque eólico

**Fonte:** (WWEA) World Wind Energy Association



**Figura 7.2.** Ilustração dos componentes incluídos na estimativa do custo de energia eólica  
**Fonte:** EWEA Report (2009:30)

Historicamente, os custos de investimento rondam os 1.000€ /kW para a instalação onshore e 1.200 a 2.000€ para parques eólicos *offshore*. Os custos com a turbina absorvem a maioria do investimento, enquanto no sistema *offshore*, além da turbina também tem algum significado os custos com as fundações e os custos de ligação à rede eléctrica, no essencial, os custos de energia *offshore* são mais elevados, não só pela localização, mas também pela escassez de turbinas *offshore*, ultrapassável pela entrada de novos fabricantes.

O aumento de potência das turbinas, em especial em ambiente *offshore* também é benéfico para a proliferação da energia eólica neste tipo de ambiente.

Os custos de energia eólica estão numa fase de desenvolvimento que os torna aptos a competir com os custos das tecnologias convencionais. Embora existam algumas diferenças entre os países, os E.U.A. tiveram um agravamento em cerca de 50% nos custos, cifrando-se em 1.319€ / kW.

Saliente-se que os custos com energia eólica sofreram uma redução desde 1980, o seu aumento já referenciado também tem a sua origem numa oferta muito restrita face ao aumento da procura.

Segundo dados do Relatório IEA (2009), a Irlanda apresentou descidas nos custos das turbinas, devido em parte ao aumento da procura, assim como no custo dos projectos dos parques eólicos. De acordo com os dados divulgados, a Irlanda distribui os custos da seguinte

forma: Turbina 65%, Ligação à rede 12%, Engenharia eléctrica 8%, Engenharia Civil 8%, Construção 4% e custos legais / financeiros 3%, estimou também que o custo de ligação à rede naquele país situa-se entre 150.000 a 300.000€ /MW.

Os Italianos estimaram custos médios de instalação na ordem dos 1.800 milhões de euros /MW, afectando cerca de 70% para as turbinas e 30% para o restante, tendo em consideração parques de média complexidade, construindo 15 Km de estradas e 12Km de cabos eléctricos para ligação à rede.

Os Noruegueses têm custos de manutenção nos seus parques eólicos em cerca de 17€/MWh, com custos de produção na ordem dos 64€/MWh, tendo em consideração uma taxa de custo de capital de 8%, com projectos a 20 anos, onde incluem custos de produção e manutenção.

De referir que um dos constituintes da turbina, a secção *gearbox* apresentou alguns problemas de funcionamento ao fim de 7 a 10 anos, causando desta forma custos adicionais, estimando-se a sua substituição cerca de 4 vezes no decorrer do tempo de vida útil da turbina. Os seus custos são de cerca de 20% do preço total da turbina.

**Quadro 7.1.** Estimativa média de custos de turbina e custos totais do projecto – 2009

País	Custo da Turbina (€/kW)	Custos totais de instalação (€/kW)
Austrália	990 a 1.320	1.385 a 2.240
Austria	1.400 a 1.500	1.700 a 1.800
Canada	1.050 a 1.330	1.500 a 1.800
Dinamarca		1.300 onshore 2.600 offshore
Grécia		1.100 a 1.400
Irlanda	950 a 1.000	1.602
Itália	1.270	1.740
Japão	1.500	2.250
México	1.000 a 1.200	1.300 a 1.500
Holanda		1.325
Noruega		1.400 a 1.600
<b>Portugal</b>	<b>950 a 1.300</b>	<b>1.300 a 1.500</b>
Espanha	930	1.250
Suécia	970 a 1.300	1.510 a 2.160
Suíça	1.450	1.885
Reino Unido		1.050 a 1575 onshore 2.100 a 3.150 offshore
E.U.A.	744 a 1.148	1.444

Fonte: Adaptado do Relatório IEA (2009:12)

A cada nova geração de turbinas eólicas, os fabricantes estimam uma redução de 3-5%, devido a factores como a especialização e a aprendizagem, a standardização e o efeito da curva da experiência alicerçado também na investigação e desenvolvimento, proporciona turbinas com maior capacidade de produção, conforme já anteriormente exposto.

Os custos de instalação dos parques *offshore*, á medida que a distância relativamente à costa aumenta, ampliam-se os custos, a ligação eléctrica por via submarina fica mais onerosa não só em material como também na própria instalação e meios utilizados.

Em 2009, a média do custo de instalação de energia eólica para Portugal foi de 950 a 1300 €/kW, não incluindo o custo de ligação à rede eléctrica e o aluguer do terreno.

## **7.1. OS TERRENOS**

Relativamente aos terrenos existem duas possibilidades nos custos inerentes à utilização dos locais.

Os terrenos podem ser adquiridos a particulares, donos das propriedades, o valor tanto da aquisição como da renda depende de algumas características importantes à construção e produção do parque. Os acessos e arruamentos, o espaço livre, as construções próximas, o tipo de solo e fauna, assim como a distância ao ponto de interligação, são factores a considerar e a valorizar.

Um dos aspectos fundamentais reside no potencial e velocidade do vento presente no local, quanto mais vento, mais caro fica a compra e o aluguer do terreno. Em Portugal, os valores de renda de propriedades com estas características podem oscilar entre 5.000€ a 10.000€ anuais.

Outra dificuldade inerente à localização dos terrenos, reside no facto de que muitas zonas com potencial, são zonas de baldio ou em locais montanhosos, de difícil acesso, com problemas de transporte de componentes e distância à rede, mas também de difícil localização e identificação dos proprietários das propriedades e na identificação propriamente dita dos seus limites. Muitos desses terrenos estão entregues à gestão das freguesias, facilitando o processo negocial, pelo menos nesta problemática de identificação dos terrenos.

Ainda, em termos da localização dos parques, existe a obrigatoriedade de pagar às freguesias, onde estão instalados os PE, 2,5% sobre a produção de energia eólica produzida e colocada no sistema eléctrico nacional.

## **7.2. ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL**

Na fase de licenciamento é necessário um estudo de impacto ambiental do local onde o PE irá ser construído. De acordo com as leis e regulamentos aplicáveis, nomeadamente, através da verificação dos prováveis danos causados na fase de construção e na fase após conclusão do parque, principalmente nas operações de manutenção e reparação.

Se estiver em causa, aspectos relacionados com a flora ou a fauna, principalmente em áreas identificadas com rotas de aves migratórias ou zonas de nidificação, são necessários estudos complementares de impacto ambiental.

Especificamente relacionado com os Aerogeradores, são necessários estudos que mensurem os níveis de ruído e o efeito de sombra provocado pelas incidências do solo nas pás das turbinas, em particular em zonas com aglomerados populacionais na proximidade do PE.

Os principais constrangimentos referentes à avaliação ambiental de parques eólicos, assenta principalmente na localização de alguns parques que afectam a Rede Natura 2000 e a Rede Nacional de áreas protegidas, assim como aspectos relacionados com a avifauna e os *habitats* classificados. De acordo com Amaral (2009), em Portugal, a área ocupada por zonas protegidas é elevada e sobrepõe-se, em grande parte, aos locais com elevado potencial eólico.

O enquadramento legislativo português em matéria de protecção ambiental, nomeadamente no que se refere à Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), foi introduzido pelo Decreto-Lei 232/2007, de 15 de Junho, que transpôs a Directiva 2001/42/CE, de 27 de Junho e a Directiva 2003/35/CE, de 26 de Maio.

De acordo com o art.º 3.º do Decreto-Lei 232/2007, estão sujeitos à AAE:

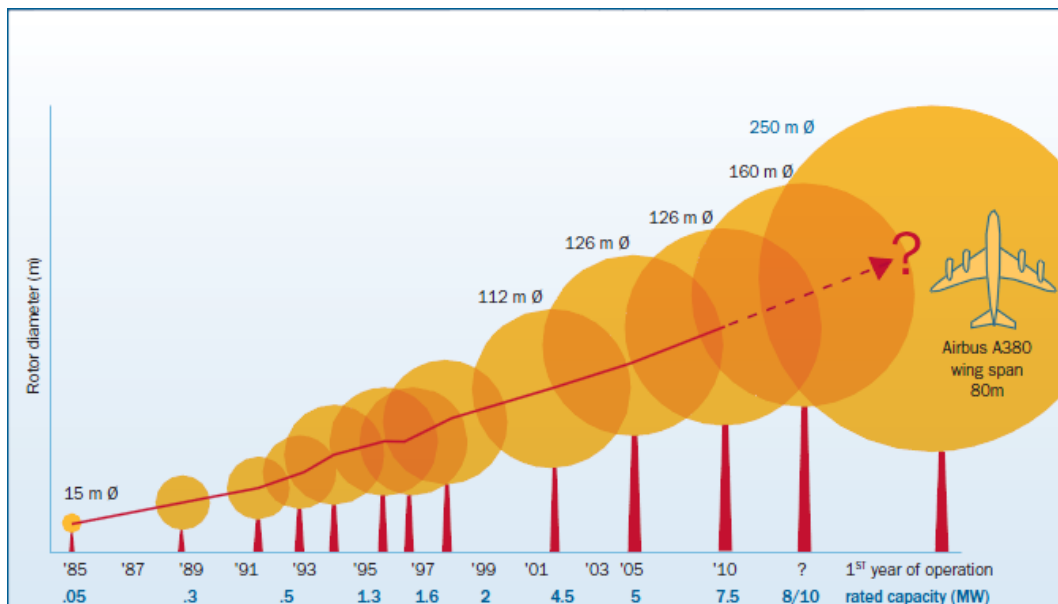
- Planos e programas sectoriais nas áreas da agricultura, floresta, pescas, energia, indústria, transportes, turismo;
- Planos e programas de gestão de resíduos, gestão das águas, telecomunicações, ordenamento urbano e rural ou utilização dos solos;

- Planos e programas que constituam enquadramento para a futura aprovação de projectos sujeitos a avaliação de impacto ambiental ou que constituam enquadramento para a futura aprovação de projectos e que sejam qualificados como susceptíveis de ter efeitos significativos no ambiente.

O Decreto-Lei 69/2000, de 3 de Maio alterado pelo Decreto-Lei 197/2005 de 8 de Novembro, determina quais os projectos sujeitos a processo de avaliação de Impacto Ambiental (AIA). Concretamente ficam sujeitos a AIA, os PE com 20 ou mais Aero geradores nos casos genéricos em termos de localização, e nos parques localizados em zonas sensíveis, só podem ser projectados parques até 10 Aero geradores, respeitando igualmente a distância de 2 km de outros parques já instalados. (al. i), n.º3, Anexo II, Decreto-Lei 197/2005, de 8 Novembro).

### 7.3. AS TORRES

As torres eólicas têm a sua relevância no contexto do desenvolvimento do sector eólico, a par do desenvolvimento tecnológico dos aerogeradores. O incremento de potência e conseqüente tamanho das pás, obriga a uma evolução estrutural, nomeadamente em altura, das torres eólicas e dos materiais utilizados, considerando as especificidades do terreno, em ambiente *onshore* e ambiente *offshore*.



**Figura 7.3.1.** Evolução das turbinas e torres eólicas

**Fonte:** UPWIND (2011:17)

A Directiva 2001/77/CE, facilitou o rápido crescimento na energia eólica na Europa. No final de 2000, a capacidade instalada na Europa foi de 13 GW. De acordo com Upwind (2001), o crescimento foi baseado em turbinas de 1 a 2MW, estando em desenvolvimento turbinas de 4 a 5MW, mostrando o potencial de inovação em escala.

As perspectivas de crescimento de energia *offshore* na Europa, é dos actuais 3 GW para 40 GW em 2020. A exploração deste enorme potencial eólico *offshore*, será tecnicamente e economicamente viável somente em parques eólicos com maior potência. Por outro lado, em ambiente *onshore*, embora o potencial tecnológico esteja numa fase mais madura relativamente à tecnologia *offshore*, existem factores de difícil resolução, como por exemplo, o transporte e colocação dos componentes em locais de difícil acesso salientando-se o ambiente montanhoso.

Desde 1991, foi-se acumulando a experiência de construção de PE em ambiente *offshore*, principalmente nos países nórdicos, Dinamarca, Noruega e Finlândia entre outros.

**Quadro 7.3.1.** Alguns parques eólicos construídos em ambiente *offshore* na Europa

<i>PAÍS</i>	<i>ANO</i>	<i>NOME PROJECTO</i>	<i>CAPACIDADE (MW)</i>	<i>Nº TURBINAS</i>	<i>PROFUNDIDADE (m)</i>	<i>TIPO FUNDAÇÃO</i>
Dinamarca	1991	<i>Vindeby</i>	<i>4,95</i>	<i>11</i>	<i>2,5 a 5</i>	<i>Gravity</i>
Reino Unido	2007	<i>Beatrice</i>	<i>10</i>	<i>2</i>	<i>40</i>	<i>Jacket</i>
Finlândia	2008	<i>Kemi Ajos</i>	<i>24</i>	<i>8</i>	<i>3</i>	<i>Gravity</i>
Holanda	2008	<i>Prinses Amalia</i>	<i>120</i>	<i>60</i>	<i>19 a 24</i>	<i>Monopile</i>
Noruega	2009	<i>Floating Hywind</i>	<i>2,3</i>	<i>1</i>	<i>220</i>	<i>Floating</i>
Dinamarca	2010	<i>Nysted II/Rodsand</i>	<i>207</i>	<i>90</i>	<i>6 a 12</i>	<i>Gravity</i>
Alemanha	2010	<i>BARD offshore 1</i>	<i>20</i>	<i>4</i>	<i>40</i>	<i>Tripile</i>

Fonte: EWEA, *Operational Offshore Wind Farms in Europe end 2010*

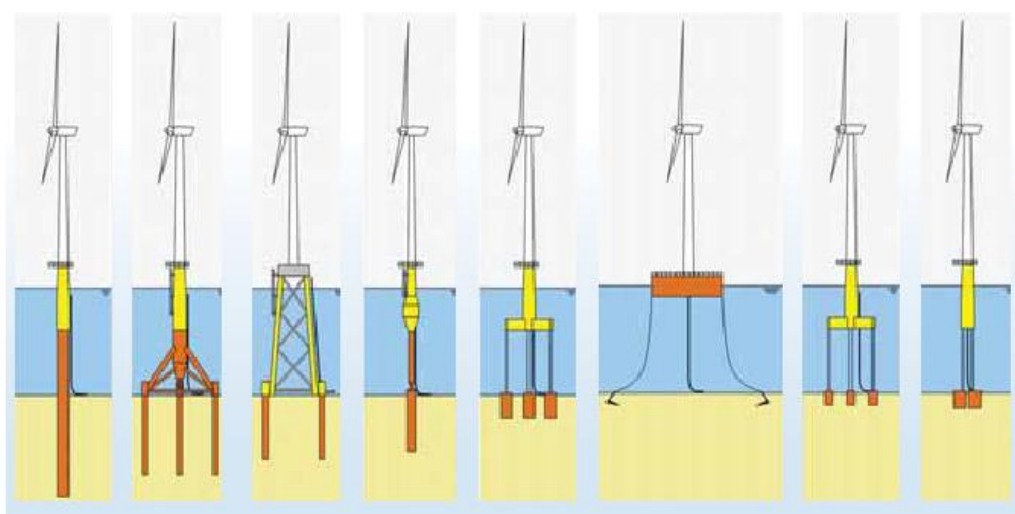
Do quadro 7.3.1. verificamos um aumento gradual da capacidade dos parques, por exemplo, o projecto *Vindeby* concretizado na Dinamarca em 1991, incluía turbinas de 450 kW, e as fundações a uma profundidade de 2,5 a 5 metros. Dos parques construídos em maior profundidade em estruturas fixas, em 2007, o *Beatrice* no Reino Unido, concretizou um parque

de 2 turbinas de 5MW de potência a uma profundidade de 40 metros, com tipo de fundação em *Jacket*.

Na Alemanha, já em 2010, construiu o *BARD offshore 1*, com 4 turbinas de 5 MW de potência, e profundidade de 40 metros num tipo de fundação denominada *Tripile*.

Tecnologicamente, as estruturas também sofreram transformações, com o objectivo de se adaptarem à evolução das turbinas e aos obstáculos morfológicos, nomeadamente, em termos de profundidade e condições atmosféricas adversas. As primeiras estruturas implementadas surgiram da experiência das plataformas petrolíferas, evoluindo para soluções próprias, considerando as particularidades da energia eólica.

Em 2009, na Noruega, foi instalado uma turbina de 2,3 MW, numa estrutura flutuante a 220 metros de profundidade, em Portugal, a EDP pretende instalar em 2011 um Aerogerador de 2 MW, em ambiente *offshore*, com um sistema flutuante *WindFloat*, com profundidade superior a 50 metros, ao largo da costa portuguesa, tratando-se de um projecto experimental de 12 meses orçado em 18,4 milhões de euros.



**Figura 7.3.2.** Different support structure concepts. From left to right: monopile, tripod, jacket, compliant, barge floater, tension leg platform and spar floater structure

**Fonte:** UPWIND (2011:70)

No caso português, tendo em consideração os objectivos traçados em termos de definição da potência a instalar de 5100 MW até 2013, de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros 169/2005, e de 8500 MW como objectivo a atingir até 2020 de acordo com a Estratégia Nacional para a Energia, é natural a evolução do sector eólico para um ambiente *offshore*.

Neste sentido, o LNEG elaborou um estudo de avaliação da costa portuguesa tendo em conta os recursos eólicos existentes ao longo da costa, as restrições provocados pelo mar, o leito do oceano e o declive do terreno, avaliando o potencial de aplicações *near-shore* e *deep-offshore*.

Neste estudo foi usado uma turbina da Vestas V80 de 2 MW, a uma altura de 80 metros, avaliando a capacidade de produção em NEPs maior ou igual a 2900 h/ano, na costa, até uma profundidade de 200 metros. Tendo em conta o potencial eólico e a viabilidade económica constitui-se dois cenários. O primeiro está balizado através da produção de 2700 h/ano com um potencial eólico sustentável de 3500 MW. Um segundo cenário mais restritivo exige 2900 h/ano com uma capacidade eólica sustentável de 1400 MW. No pressuposto deste dois cenários foram identificados os melhores locais em Portugal Continental para a instalação *offshore* e estruturas *nearshore*.

A Plataforma Continental tem um declive inferior a 8% com batimetrias até 200 metros de profundidade. Ao nível das estruturas os construtores de turbinas eólicas consideram seguro a construção de estruturas em locais com declive inferior a 15%, sendo este factor favorável à implementação da energia eólica em ambiente *offshore* na costa portuguesa.

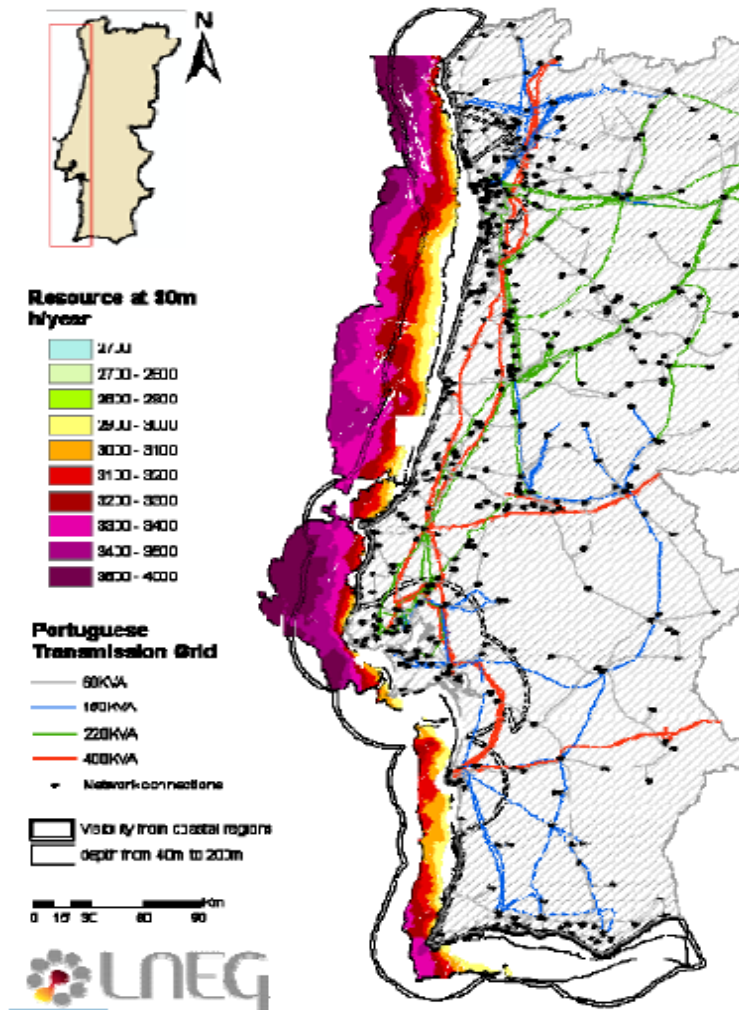
Através do software SIG, estudou-se a costa portuguesa, limitando a pesquisa a 40 metros de profundidade, dado a sua proximidade da costa, e também foi estabelecido como premissa a produção mínima de 2700h/ano, na condição de que o governo português estabeleça tarifas semelhantes às praticadas por outros países como o Reino Unido, a Espanha e a Itália, tendo em consideração a viabilidade económica do projecto. Foram identificadas e consideradas as falhas sísmicas, os tipos de fundo, os canais de navegação, as bóias marítimas, as zonas militares, portos de ancoragem e questões relacionadas com a protecção ambiental e as zonas e cabos eléctricos submarinos.

**Quadro 7.3.2.** Potencial Sustentável *Near-shore* para Portugal Continental (turbina 2MW)

LOCAIS	DISPONIBILIDADE DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE	
	NEP's >= 2700h/ano	NEP's >=2900h/ano
Viana do Castelo e Porto	1200 MW	550 MW
Figueira da Foz e vizinhança	1300 MW	100 MW
Peniche e Lisboa	950 MW	650 MW
Regiões do Sul (fora do mapa)	50 MW	10 MW
<b>Total</b>	<b>3500 MW</b>	<b>1400 MW</b>

Fonte: LNEG, Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal (2010:3)

Curiosamente, as regiões onde existe maior potencial eólico na costa portuguesa situam-se perto das principais cidades e centros de consumo, abrangidas por excelentes ligações de rede, principalmente nas regiões a Norte de Lisboa, como Peniche, Figueira da Foz, Viana do Castelo e Porto, num total de 3.500 MW de disponibilidade de energia eólica com NEP's superiores a 2700 h/ano, e 1400 MW com NEP's superiores a 2900 h/ano.



**Figura 7.3.3.** Avaliação do recurso eólico offshore em Portugal Continental a profundidades entre 40 a 200 metros (Turbina 2 MW)

**Fonte:** LNEG, Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal (2010:4)

À profundidade batimétrica entre 40 e 200 metros, concluiu-se que, em mar aberto, os recursos de energia são quase “ilimitados”, com valores superiores a 40 GW de energia eólica disponível para a área em análise. Claro que existem outros factores de risco ainda não estudados que podem influenciar este tipo de projectos, como por exemplo, o estudo das tempestades marítimas do Oceano Atlântico.

## 7.4. LIGAÇÃO À REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A distribuição e o transporte da energia eléctrica organiza-se em três tipos de linha: as linhas de Muito Alta Tensão ou Transporte (MAT), as linhas de Alta (AT) e Média Tensão (MT), e as Linhas de Baixa Tensão (BT).

As linhas de MAT com tensão superior a 60 kV, normalmente de 220 kV e 400 kV, são usadas para ligação dos parques eólicos à rede eléctrica pública. As linhas AT e MAT têm uma tensão nominal de 60 kV ou inferior, nomeadamente, de 10,15, 30 e 60 kV, são usadas para ligar as subestações de rede de distribuição entre si. Por último as linhas de BT, levam a energia dos postos de transformação, até aos locais de consumo.

Os tipos de linhas descritas podem estar instaladas por via aérea ou por via subterrânea.

Os PE em Portugal são ligados à rede eléctrica nacional através do sistema de MAT com linhas de 150 kV e 220 kV, ou então, em AT com linhas de 45 kV a 63 kV. A maioria dos PE instalados em Portugal está ligada à rede eléctrica na forma de AT.

Em termos de condições, os parques eólicos podem ser ligados à Rede Nacional de Transporte, ou à Rede Nacional de Distribuição.

O Decreto-Lei 12/2001, conhecido pelo Decreto-lei dos pontos de ligação, estabeleceu as regras de recepção e de atribuição de pontos de ligação à rede eléctrica dos PRE.

Este diploma também promoveu algumas alterações nos aspectos técnicos conducentes à autorização de exploração, porém, as condições técnicas e especiais de ligação continuam plasmados no Decreto-Lei 189/88 e as alterações subsequentes do Decreto-Lei 168/99.

Do ponto de vista administrativo, os promotores requerem à Direcção-Geral de Energia, a ligação ao ponto de recepção, esta atribuição tem carácter intransmissível e sujeito a prazo definido para a realização das obras, de acordo com o Decreto-Lei 312/2001.

A rede pública nacional tem sido sujeita a adaptações e crescido no sentido de dar resposta ao forte incremento das energias renováveis. De facto a natureza variável do vento na produção de energia e as dificuldades inerentes de armazenagem, exige algumas alterações na configuração, programação e operação das turbinas, para colmatar os desvios que ocorrem entre a oferta e a procura de energia.

Para Pinto *e al.* (2009:2) «Os novos centros produtores eólicos e hídricos previstos situam-se, na sua larga maioria, no interior norte e centro do País, em zonas montanhosas onde os consumos eléctricos são pouco significativos e onde a rede de transporte de electricidade não se encontra muito desenvolvida.».

A falta de capacidade de armazenamento e a previsibilidade de produção de energia eólica nos períodos nocturnos, correspondente aos períodos de vazio, assim como a participação de outras fontes de energia renovável com possibilidade reduzida de armazenamento, como por exemplo, a geração hídrica de fio-de-água, provoca desequilíbrios entre o consumo e a produção de energia.

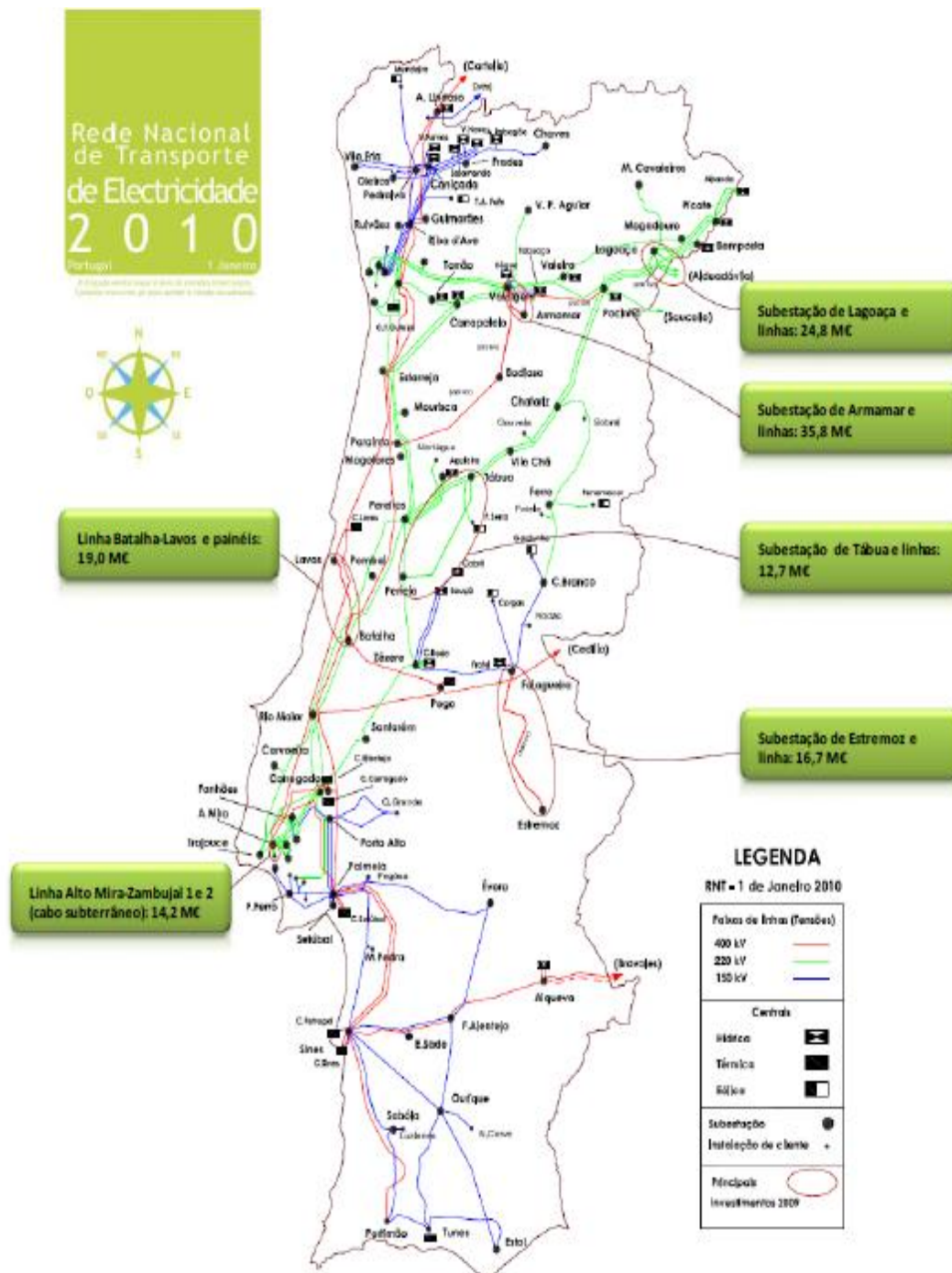
Tendo em consideração esta problemática é fundamental assegurar a estabilidade do sistema, no sentido de atenuar as cavas de tensão, nomeadamente através da inclusão de tecnologia nos Aerogeradores que solucionem este problema, de acordo com o Decreto-Lei n.º 51/2010, no entanto, saliente-se que ainda existe cerca de 3000 MW instalados em Portugal que não possuem este sistema.

As cavas de tensão põem em causa a estabilidade e a segurança do sistema eléctrico da rede pública portuguesa.

A REN de acordo com o Plano de investimento traçado para o período 2009-2014, prevê o incremento da rede nacional de transporte, através do reforço e construção de novas linhas, no sentido de receber e transportar sem restrições a potência proveniente dos PRE. O Plano tem com a base para a energia eólica as previsões de crescimento a partir de 2011 de 5.100 MW, para 2014 de 6.100 MW, atingindo 7.500 MW em 2019, sendo que 550 MW é produzida em ambiente *offshore*.

Além disso, também está previsto o incremento da energia hídrica, em fase de construção inserido no projecto PNBEPH.

Segundo a REN (2009:95) «No final de 2009, a Rede de Transporte e Interligação era composta por 290 linhas e ramais de MAT – 131 linhas e ramais a 150 kV, 116 linhas e ramais a 220 kV e 43 linhas a 400 kV – 61 subestações transformadoras e 12 postos de corte e seccionamento».



**Figura 7.4.1.** Investimentos na Rede Nacional de Transporte de Electricidade em 2010  
**Fonte:** REN. (2009:95)

Segundo Rosas e Estanqueiro (2003:45) «A geração de electricidade pelas turbinas eólicas é, em geral, feita em baixa tensão (380-690V), sendo muito importante o uso de um transformador elevador para a sua final integração à rede eléctrica.»

O custo de implementação do reforço da rede situa-se entre 0,1 e 5€/MWh, na ordem dos 10% dos custos de produção de energia eólica, considerando uma participação de 30% no *mix* energético.

Para Portugal, de acordo com dados da EWEA (2009), o custo de *upgrade* da rede eléctrica, tem valores na ordem dos 53 a 100€/kW, para um total instalado de 5,1GW.

A construção dos ramais de acesso à Rede Eléctrica Pública, é da responsabilidade dos promotores dos parques eólicos de acordo com estabelecido no n.º 1 do artº 4º do Decreto-Lei 168/99, de 29 de Abril de 1999.

Caso a rede seja partilhada por diversos promotores de parques eólicos os custos de construção da linha são repartidos tendo em consideração a proporção da potência a instalar por cada promotor. Também, depois de o ramal construído, se porventura mais algum promotor solicite a utilização daquela estrutura deve compartilhar os custos já assumidos pelos outros construtores, aplicando a mesma regra da potência do parque.

## **7.5. MANUTENÇÃO E DESMANTELAMENTO**

Os gastos com a operação e manutenção dos parques eólicos têm algum peso na estrutura global dos custos. Todas as informações e experiências inerentes à laboração dos parques devem ser monitorizadas e estudadas, no sentido de perceber, quais as probabilidades de ocorrerem eventos que coloquem em causa a operacionalidade do parque, tentando colmatar essas possíveis falhas precocemente.

Normalmente, a gestão da operação dos parques e a sua monitorização é entregue a serviços especializados, de facto, o principal objectivo do proprietário do parque consiste na redução de custos unitários de produção, melhorando o rendimento das turbinas e reduzindo os gastos de operação e manutenção.

Estes gastos incluem as situações previstas, como por exemplo, a manutenção periódica das turbinas, os gastos administrativos inerentes à produção, e as situações imprevistas, as reparações e as substituições de peças não programadas.

As reparações não programadas aumentam ao longo da vida útil do parque, face ao desgaste das turbinas e componentes relacionados com o parque, simultaneamente, as garantias dos fabricantes já expiraram, pelo que os promotores dos parques ficam responsáveis pelos gastos correspondentes. De acordo com o relatório *IEA Wind (2009)*, foram identificados problemas

na *Gearbox*, estimando-se a sua substituição de quatro vezes em termos médios durante a vida útil da turbina, representando 20% do valor de uma turbina.

Segundo o IEA Wind Task 26, (2011), os custos de operação e manutenção constituem a maioria dos gastos anuais de um parque eólico efectivamente, a operação dos parques eólicos têm esta particularidade, por exemplo, não necessitam de combustível para funcionar, como a maioria das restantes actividades industriais.

Os gastos fixos incluem os seguros, os gastos de administração, prestação de serviços e contratos de manutenção. Os gastos variáveis corresponde á manutenção programada e à substituição de peças.

Os gastos de operação e manutenção são de difícil cálculo dado a incerteza e as características peculiares de cada PE, nomeadamente, as turbinas, localização e regime de ventos. De acordo com o relatório da *IEA Wind Task 26 (2011)*, que analisou os custos dos parques eólicos nalguns países, e especificamente na vertente operação e manutenção, os E.U.A. têm valores mais baixos de operação e manutenção, á medida que a dimensão dos parques aumenta, enquanto na Alemanha se considera que as inspecções periódicas são um dos componentes mais significativos dos gastos gerais desta rubrica dos custos dos parques.

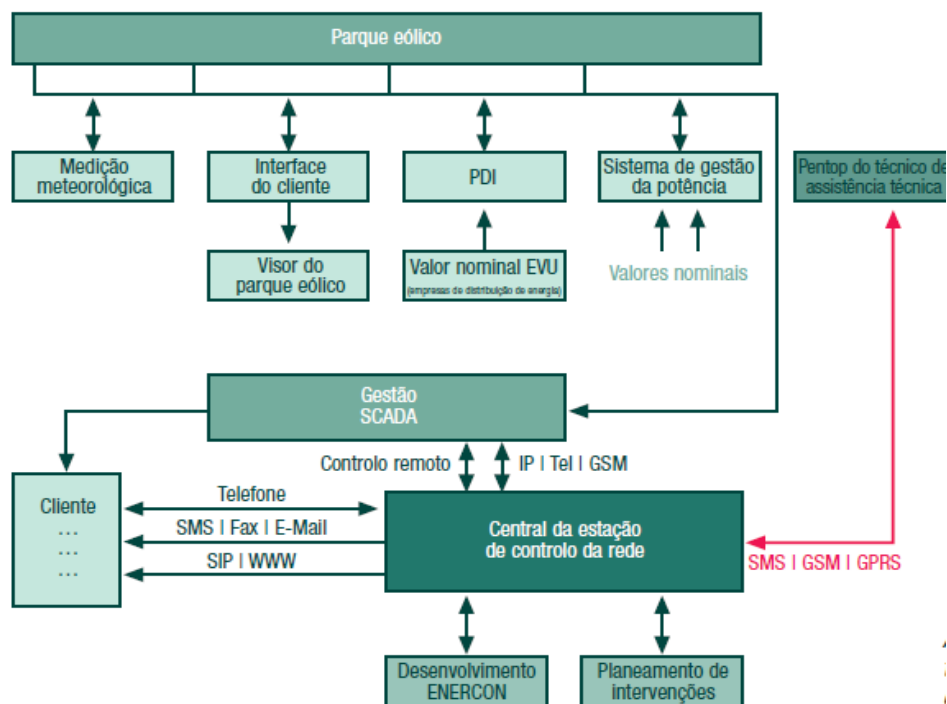
Na Holanda, os gasto de manutenção cifram-se em 9 a 12€ /MWh, e os contratos de serviço duram os primeiros cinco anos de funcionamento do parque. Se analisarmos através da componente capacidade instalada, os gastos são de 25€/kW.

Relativamente aos gastos dos parques construídos em ambiente *offshore*, dos diversos países analisados, existe uma grande incerteza na sua mensuração e previsão, de facto, os dados estatísticos disponíveis e a fase mais precoce de implementação dos parques neste tipo de ambiente, resulta nalguma incerteza nas previsões da rubrica produção e manutenção.

Contudo, as características dos parques *offshore*, implicam naturalmente maiores custos, concretamente, devido à distância da costa, os gastos com pessoal mais especializado e o seu transporte, os materiais mais caros sujeito a condições climáticas exigentes, assim como a componente do risco, obriga a seguros mais dispendiosos.

Seguindo o exemplo da Holanda, os gastos estimados de operação e manutenção são de 90 €/kW, cerca de 360% mais caro relativamente aos PE localizados em ambiente *onshore*. O funcionamento e controlo dos parques eólicos são normalmente, face ao avanço tecnológico, remotamente monitorizados através do sistema SCADA - *Supervisory Control and Data*

*Acquisition*, e com ajuda do sistema de localização GIS – Sistema de Informação Geográfica, accionando automaticamente a assistência técnica dos Aeroeradores, exemplo da aplicação do fabricante de Aeroeradores da *Enervon*, conforme esquema da Figura 7.5.1.



**Figura 7.5.1.** Estrutura do sistema de monitorização de um parque eólico – sistema Enercon  
**Fonte:** ENERCOM (2009:49)

## Desmantelamento

Os custos de desmantelamento devem estar previstos aquando da projecção do parque. Na fase de construção, os danos ambientais são maiores, do que propriamente na fase de produção até ao fim da vida do parque, normalmente 20 anos.

Abertura de acessos, construção de estaleiros, movimentação de terras, trânsito de máquinas, gruas e transporte de componentes, com muitas toneladas de peso. Construção de fundações e montagem das turbinas, uma turbina, por exemplo, pesa cerca de 30 toneladas.

No final da vida útil do parque, deve-se proceder à desmontagem e remoção das instalações e equipamentos, assim como a limpeza dos terrenos e a sua restauração ao seu estado original, incluindo a reflorestação.

A maioria dos materiais utilizados nos parques eólicos são recicláveis, as torres na sua maioria em aço, são aproveitáveis, apenas para as pás existe alguma dificuldade em transformar noutro produto.

Saliente-se que a operação de desmantelamento tem custos elevados, porém, os materiais retirados do parque tem valor quase idêntico ao valor da operação de desmantelamento.

## 8. INVESTIMENTOS

A Macroeconomia e a Microeconomia são os dois grandes ramos da Economia, a macroeconomia preocupa-se com a análise do desempenho global da economia, a microeconomia trata do comportamento das entidades individuais, os mercados, as empresas e as famílias.

Na óptica macroeconómica de acordo com Marques (1998) o Investimento corresponde à criação de valor em determinado período, resultado da construção de novos equipamentos ou da variação de inventários, enquanto o investimento em microeconomia está relacionado com a aplicação de capitais, ou seja, são os recursos aplicados produtivamente ou lucrativamente.

Investimento será toda a afectação de fundos feita com o objectivo de obter determinados benefícios em termos de rentabilidade, ou sob outra forma, nomeadamente em termos de benefícios sociais, no caso de investimentos de carácter público, num prazo mais ou menos longo.

Segundo Landsburg e Feinstone (1997:185) «o Investimento ocorre quando proporciona aumentos de capital - o incremento de processos de produção – activos ou activos humanos são criados»<sup>11</sup>.

De acordo com Mithá (2008) existem três ópticas de investimento, a macroeconomia em que o investimento é influenciado por factores como a taxa de juro, os factores de risco e não menos importante, as expectativas das empresas. Keynes sugeriu o critério da eficiência marginal para avaliar investimentos sendo definida como a taxa de juro que iguala a zero o Valor Actual Líquido (VAL) do projecto. Este conceito é igual à definição de Taxa Interna de rentabilidade (TIR). Exemplificando, se estivermos num contexto de taxas de juro elevadas os investimentos são menos rentáveis.

---

<sup>11</sup> «Tradução livre do autor. No original: *Investments occurs only when new capital – real productive assets – either physical or human, is created.*»

A óptica empresarial envolve um determinado investimento monetário, investimento em recursos humanos e materiais que tornam possível a criação de valor para as empresas e accionistas, estamos no campo na tomada de decisões estratégicas de médio longo prazo.

Por último, a óptica sócio económica traduz-se na inclusão de dados não mensuráveis directamente como a criação de emprego, a preservação do meio ambiente ou a redução de emissões de CO<sub>2</sub>, sendo que a análise de rentabilidade passa para segundo plano. De acordo com Mithá (2008), todos estes benefícios são analisados e comparados com as despesas inerentes, formando-se uma posição sobre o projecto através de uma análise custo-benefício. Na construção de um Hospital facilmente se apura os custos de construção, normalmente mensurados a valor de mercado, porém, do lado das receitas torna-se de difícil mensuração: Quanto vale a redução de filas de espera nos hospitais?

Em suma, na óptica sócio económica são considerados os impactos económicos e sociais de acordo com as alternativas dos recursos que são escassos.

Segundo Marques (1998), a decisão de investimento depende da análise de rentabilidade, desta forma a empresa assume a responsabilidade do risco, do processo produtivo e técnico do projecto.

## **8.1. DEFINIÇÃO DE PROJECTO DE INVESTIMENTO**

De acordo com a OCEDE (1972), um projecto de investimento corresponde à utilização num futuro próximo de recursos escassos ou limitados, com o intuito de obter como retorno benefícios financeiros ou através de receitas resultante da venda de produtos ou de benefícios sociais.

Segundo Marques (1998) o Projecto de Investimento traduz-se numa intenção ou proposta de aplicação de recursos produtivos escassos (activos fixos, tangíveis e intangíveis e acréscimos de fundo maneiio), com o fim de melhorar ou aumentar a produção de determinados bens ou serviços em quantidade ou qualidade, ou de diminuir os seus custos de produção.

Em suma tanto na perspectiva empresarial como na perspectiva governamental e social a rentabilidade dos projectos é um factor importante porque mais tarde ou mais cedo o erário público não chega para financiar os excessos cometidos. Segundo Neves (2007) a preocupação reside na análise de rentabilidade e nos riscos associados às decisões de investimento.

A análise de rentabilidade mede a capacidade de o investimento gerar uma série de fluxos de caixa (*cash-flows*) com saldo positivo e os riscos associados são incorporados na análise através da utilização de uma taxa de custo de oportunidade sendo esta ajustada pelo risco potencial.

Este Binómio rentabilidade/risco sugere a potencial criação de valor que o projecto pode proporcionar aos detentores do capital.

## **8.2. TIPOS DE PROJECTOS**

Na base considera-se três tipos de Projectos: Expansão, Substituição e Inovação.

Para Mota (2006), os projectos de expansão estão normalmente associados com aumentos de produtividade, enquanto, no caso de projectos de substituição o objectivo principal é a manutenção de capacidade produtiva.

Para Araújo (2003) os investimentos de expansão aumentam a dimensão da empresa, obrigando a um processo de comparação dos projectos com ou sem expansão obtendo um acréscimo ou não. Já no projecto de substituição este autor considera que existe um menor risco uma vez que se trata de um projecto interno de manutenção da capacidade de produção limitando-se a parte externa à avaliação de preços de mercado e valores de cessação dos equipamentos a substituir.

Relativamente aos projectos de Inovação estão associados à criação de novas áreas de negócio, assim como o lançamento de novos produtos, sendo que normalmente estes aumentam o volume de actividade.

Para Araújo (2003), as estimativas de receitas e despesas são mais difíceis de prever, tanto ao nível interno como externo, ou seja, são necessários estudos de mercado para analisar a procura e os preços de concorrência, e ao nível interno obriga ao surgimento de novas secções e novos critérios de imputação dos gastos gerais de fabrico.

Segundo Freire (2000:23), «A inovação é fundamental ao desenvolvimento de qualquer organização.»

O desenvolvimento de projectos de inovação obriga as empresas a possuírem um adequado modelo de gestão de inovação que compatibilize os ciclos de inovação e as necessárias

competências de gestão, sendo por si só uma fonte de geração de vantagens competitivas face à concorrência.

Segundo o mesmo autor, a gestão de um projecto de Inovação implica um planeamento rigoroso aliado a uma execução eficaz, e a um rigoroso controlo para apurar possíveis desvios e tomar com celeridade as medidas correctivas.

Araújo (2003) considera também os investimentos estratégicos alegando que estes são concretizados devido a razões económicas, tecnológicas e sociais, minimizando o risco de concorrência devido às ameaças tecnológicas.

Socialmente, estes investimentos visam concretamente proporcionar melhores condições de trabalho e conforto material e moral. Por outro lado, os investimentos públicos relacionam-se com a criação de melhores condições para as populações, exemplo, o melhoramento dos transportes colectivos, melhor sistema de saúde, etc.

Para Araújo (2003:22), «Os investimentos estratégicos contribuem, portanto inegavelmente para melhorar a rendibilidade da empresa mas os seus efeitos não são mensuráveis.»

Soares (2006) também menciona e caracteriza os investimentos estratégicos relacionando-os com a diversificação no sentido de eliminar riscos, e outros de integração vertical no intuito de ganhar dimensão. Por último, classifica os investimentos quanto á dependência, ou seja, considera os projectos dependentes subdivididos em investimentos exclusivos e outros complementares.

Quando estamos na presença de projectos que são mutuamente exclusivos o autor defende a utilização da métrica de avaliação, TIR.

Os investimentos complementares resultam da decisão em pacotes equivalentes de projectos, exemplo actual da 3ª travessia sobre o Tejo para Lisboa, alternativa Barreiro e Montijo, analisando o aspecto rodoviário e ferroviário.

## 9. INTRODUÇÃO ÀS MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO

A incerteza é cada vez mais uma certeza no contexto do mercado global, sujeito a uma forte dinâmica, esta resulta da dificuldade em prever os eventos futuros, daí a necessidade de rever e tomar decisões ao longo do tempo de vida dos projectos.

O termo incerteza está referenciado com resultados favoráveis, desta forma, a questão que se impõe é a seguinte: Como lidar com a incerteza para criar valor?

A técnica dos *cash flows* descontados é amplamente utilizada, quando se analisa projectos de investimento a longo prazo. Pressupõe estimativas de receitas e despesas actualizadas a uma determinada taxa, procedendo-se ao apuramento do VAL, positivo para aprovar o projecto e negativo para rejeitar o projecto.

O critério VAL a par da TIR, são das métricas tradicionais de avaliação mais utilizadas. Segundo Brealey et al. (2008), em 2001, 75% das empresas utilizavam o VAL como indicador de avaliação, seguido da TIR com 76%.

O VAL destaca-se pela sua fácil aplicação e quantificação, possibilitando uma compreensão acessível a qualquer gestor.

$$VAL = \sum_{t=1}^{T=n} \frac{CF_t}{(1+r)} - I \quad (9.1.)$$

I – Investimento efectuado no início do projecto;

t – representa cada período;

$CF_t$  – *Cash Flows* do projecto positivos e negativos;

r – Taxa de custo do capital da empresa.

Um dos factos mais críticos nestas técnicas reside na estimativa dos *cash flows*, que em ambiente de incerteza são de difícil previsão, desde a evolução dos preços de mercado, as

quotas de mercado, as taxas de crescimento, as projecções da inflação, os custos de capital, etc.

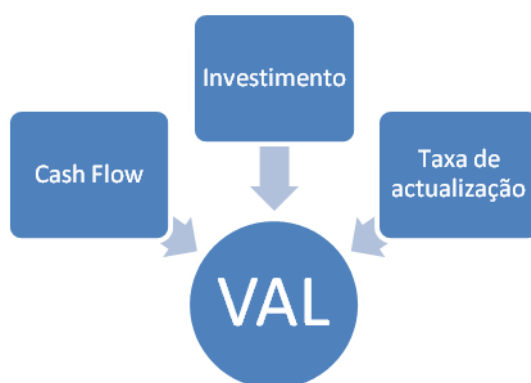
A incerteza aumenta á medida que necessitamos de efectuar previsões a 15 ou a 20 anos, tornando-se mais complexo estudar o comportamento dos mercados ou do sector onde a empresa vai evoluir.

“640 k ought to be enough for anybody”<sup>12</sup>

*Bill Gates*, 1981

Volvidos 15 a 20 anos, a frase de *Bill Gates*, não faz qualquer sentido, prever e estimar é uma tarefa complexa, nomeadamente, em sectores tecnológicos onde o mundo avança vertiginosamente.

O VAL baseia-se em três componentes: o investimento do projecto, os fluxos de caixa positivos e negativos e a taxa de actualização.



**Figura 9.1.** Bases do Valor Actual Líquido

**Fonte:** Elaboração própria

O VAL tem em consideração um cenário sobre os *cash flows* durante um determinado espaço temporal, actualizados para o momento da decisão, rejeitar ou aceitar o projecto.

O VAL não considera aspectos como a irreversibilidade, a incerteza e a flexibilidade relativamente ao melhor momento para avançar, adiar, ou abandonar o projecto.

O VAL considera o projecto de investimento como um acto único, do tudo ou nada, sujeito a uma gestão estática até ao seu final.

---

<sup>12</sup> TITMAN, Sheridan, MARTIN, John D. – Valuation: The Art and Science of Corporate Investment Decisions. Boston: Pearson, Addison Wesley, 2007:24).

A TIR é um método de avaliação que está interligado com o VAL, a TIR procura calcular a taxa de juro que iguala o VAL a zero. Se o custo de oportunidade do capital for menor que a TIR, o projecto de investimento é aceite.

$$TIR = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} - I \quad (9.2.)$$

Segundo Ferreira (2002:36), reconhece que, «Embora se possa dizer que a TIR é um método complementar do VAL, no caso de os métodos darem informação em sentido oposto investir / não investir, a decisão deverá ser tomada com base na informação do VAL.»

A TIR tem alguns problemas de aplicação no caso de fluxos de caixa positivo seguido de fluxos de caixa negativos, assim como no VAL, os fluxos são reinvestidos de acordo com a taxa de custo do capital, enquanto na TIR o reinvestimento é efectuado pela taxa TIR, mais hostil.

## 10. MODELO DAS OPÇÕES

As Opções estão inseridas no conceito de Derivados, juntamente com outros instrumentos financeiros, como os Futuros, os *Warrants*, os certificados *Swaps* e os *Cash for the Difference* (CFD).

Para (Ferreira, 2008: 176) «Um derivado é um bem, de natureza contratual, cujo valor deriva de um outro activo (ou activos), chamado subjacente ou fundamental».

Foram instrumentos criados no sentido de responder às necessidades das diversas economias, contudo, também são instrumentos de especulação e arbitragem, aspectos não retratados neste trabalho.

Em Abril de 2003 Warren Buffett apelidava os derivados de armas de destruição maciça, “*financial weapons of mass destruction*”, referindo-se à especulação que avultava em torno destes investimentos prevendo impactos lesivos para a economia mundial.

As Opções são contratos que conferem ao seu titular o direito, não a obrigação, de comprar (*Call Option*) ou vender (*Put Option*), um determinado activo (por exemplo, acções ou uma

parcela de terreno), por um determinado preço (Chamado de preço de exercício ou *Strike Price*) durante um período de tempo.

Por um lado, as Opções podem ser usadas como instrumentos especulativos, apostando no sentido da valorização dos activos subjacentes, ampliando potenciais retornos. Por outro lado, as Opções podem ser usadas para reduzir riscos, o “*hedge risk*”, protegendo os investimentos quando tomam um rumo desfavorável aos investimentos efectuados.

Assim, a finalidade das Opções consiste em proteger a empresa do risco, presente em todas as operações, a redução do risco em operações de mercadorias, protecção de moeda (efeito cambial), e taxas de juros, a função do *hedging* consiste em proteger as empresas e em criar oportunidades de investimento. Segundo Ferreira (2005:30), «A gestão e a cobertura de riscos (*hedging*) através de derivados tende a reduzir riscos operacionais e financeiros a que as empresas ou particulares estão expostos, no caso de movimentos adversos nos preços».

A partir de 1973, proliferaram uma grande variedade de instrumentos financeiros, como por exemplo, os futuros, e outros derivados financeiros, que alteraram a forma de funcionamento dos mercados numa dimensão global.

## 10.1. UM POUCO DE HISTÓRIA

O principal acontecimento que impulsionou e alterou substancialmente o mundo financeiro foi a criação do *Chicago Board Options Exchange* (CBOE) em 1973, e a publicação do modelo *Black-Scholes* de avaliação das opções financeiras. Anteriormente, já as opções eram utilizadas e conhecidas no mercado das tulipas, na Holanda, no século XVII.

Segundo, Ferreira (2002:304), «O modelo é representado por uma expressão matemática, tem como pressupostos que as cotações de acções variam de forma contínua e aleatória ao longo do tempo e que, por isso, seguem um processo estocástico e que se ajustam para evitar as oportunidades de arbitragem.»

Este modelo adequa-se à valorização de opções do tipo europeu, relativamente ao mercado de acções com a peculiaridade de não distribuir dividendos. Neste sentido, ao não considerar a distribuição de dividendos, trata-se de um modelo com algumas restrições. Assim, ainda em 1973, *Robert Merton*, numa aproximação diferente de B-S, introduziu o pressuposto do pagamento de dividendos, também na perspectiva de opções tipo europeu e variação contínua.

Mais tarde em 1979, *Cox, Rox e Rubinstein*, apresentaram o modelo binomial, representado por uma árvore de decisão, com nódulos de decisão ao longo do tempo reduzindo as possibilidades de arbitragem e alteração de preços. O modelo apresenta um novo paradigma de valorização das opções, adaptando-se para opções de tipo americano, logo podendo ser exercida a qualquer momento até à expiração, as variações são feitas em tempo discreto, salientando-se a ausência de arbitragem e a facilidade de apresentação do modelo através de matemáticas elementares. Outro aspecto relevante e favorável a este modelo consistem na sua capacidade de avaliar diversas opções e activos subjacentes, com alguma complexidade, funcionando como portfolios.

Entretanto, com base nestes modelos muitos autores estudaram e aplicaram o modelo na avaliação com diversas opções, desde opções de troca de activos, sequências de opções e de activos subjacentes, que mais tarde foram aplicados e serviram de base ao modelo das Opções Reais.

**Quadro 10.1.** Tipos de Opções e os principais modelos de avaliação

Tipos de Opções		Dividendos	Modelos
<i>Call</i>	Europeia	Não distribuição	B&S e Binomial
		Discretos	
		Contínuos	Merton e Binomial
	Americana	Não distribuição	B&S e Binomial
		Discretos	Aproximação de Black e Binomial
		Contínuos	Binomial
<i>Put</i>	Europeia	Não distribuição	B&S e Binomial
		Discretos	
		Contínuos	Merton e Binomial
	Americana	Não distribuição	Binomial
		Discretos	
		Contínuos	

Fonte: Ferreira, Domingos. (2002:337)

## 10.2. TIPOS DE OPÇÕES

As Opções proporcionam direitos mas não obrigações, permitindo a flexibilidade nas decisões de investir, diferir, abandonar ou vender.

As opções subdividem-se em *Call Options* e *Put Options*, as primeiras são opções que dão o direito de comprar, mas não a obrigação, sobre um determinado activo subjacente, a um preço

previamente estabelecido (Preço de exercício), em que o comprador paga por este direito um prémio.

No caso da *Call Option*, o vendedor assume a obrigação de vender, na eventualidade de o comprador exercer o direito da opção.

As *Put Options*, são opções de venda que permitem o abandono do projecto, ou seja, o comprador de uma *Put Option* adquire o direito de vender o activo subjacente ao preço de exercício numa data determinada, pagando um prémio ao vendedor da opção. Por outro lado, o vendedor assume a obrigação de comprar a *Put Option* se o comprador exercer esse direito. Tanto as opções de venda (*Put Option*), como as opções de compra (*Call Option*) podem ser exercidas de duas formas: se a opção poder ser exercida antes do investimento, é uma opção de tipo americano, se puder ser exercida apenas na data de vencimento é uma opção de tipo europeu.

### 10.3. FUNCIONAMENTO DAS OPÇÕES

Tomando como exemplo o mercado de acções como activo subjacente, os factores que influenciam o preço das opções sobre as acções são os seguintes:

S – Preço do Activo Subjacente

X – Preço de Exercício (*Strike Price*)

t – tempo até ao termo

r – Taxa de juro

$\sigma$  - Volatilidade

d– Distribuição de Dividendos

Quando estamos perante uma opção de compra (*Call Option*), o seu comprador só exerce o direito se o preço do activo subjacente é superior ao preço de exercício e ao prémio, ou seja:

$$\text{Lucro Potencial} = [(S - X) - \text{Prémio}]$$

No caso das opções de venda (*Put Option*), o comprador exerce o seu direito de abandonar (vender), se o preço de exercício é superior ao preço do activo subjacente, menos o prémio, ou seja:

$$\text{Lucro Potencial} = [(X - S) - \text{Prémio}]$$

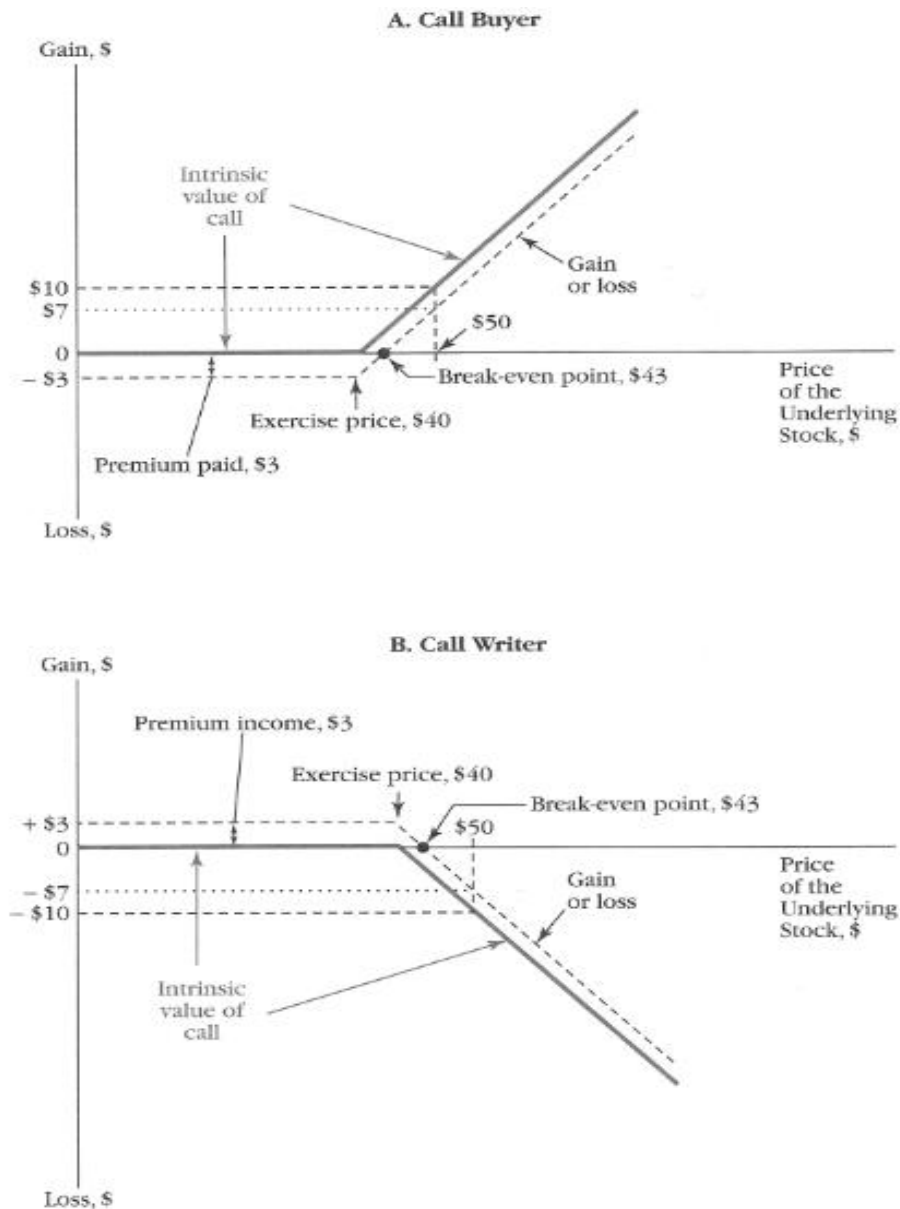
Num contracto de opções existem sempre duas partes, o comprador (*holder*) e o vendedor (*Writer*), o comprador só exerce a opção se estiver numa posição benéfica relativamente ao

preço de exercício (*Striker*), por exemplo, ninguém quer pagar 50 por um activo subjacente que vale 40, tecnicamente *out-of-the Money*.

Os compradores de *Put* e *Call* estão numa posição longa e os vendedores numa posição curta. Nos contratos de opções existem quatro tipos de intervenientes: compradores e vendedores de *Calls* e compradores e vendedores de *puts*. As *Calls Options* valorizam-se nas subidas dos activos subjacentes, exemplo das acções, e as *Put Options* valorizam-se nos movimentos de descida dos activos subjacentes.

#### **10.4. CALL OPTION**

O Comprador de uma *call option* apenas exerce a opção se a acção no mercado (Spot) seja pelo menos igual ou superior ao preço de exercício, o valor contratado. Se o activo subjacente, neste caso as acções, subirem, à medida que o valor *spot* se afasta do *strike price* maior será o lucro do comprador.

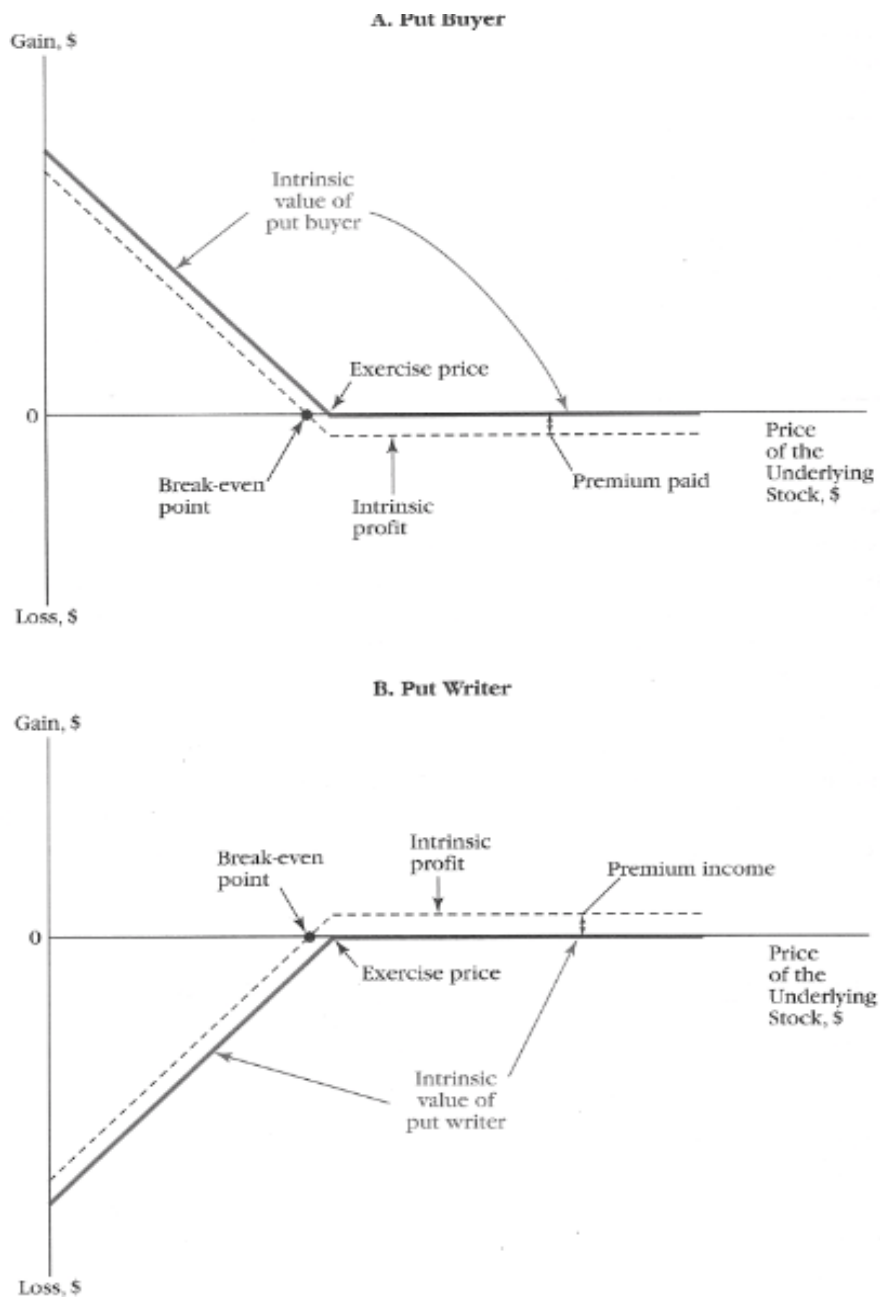


**Figura 10.4.1.** Ganho-Perda para as partes de uma *Call Option*: (A) Comprador da *Call* e (B) Vendedor da *Call*.

**Fonte:** Francis e Ibbotson. (2002:246)

## 10.5. PUT OPTION

O comprador de uma *put option* tem o direito de vender, o activo subjacente e só exercerá a opção se o *spot* for igual ou inferior ao preço de exercício. Quanto mais baixo for o valor do *spot* maior será o lucro do comprador da opção de venda, porém, tem o limite de zero, pensando no caso das acções (não existem acções com valor negativo).



**Figura10.5.1.** Ganho-Perda para as partes de uma *Put Option*: (A) Comprador da *Put* (B) Vendedor da *Put*.

**Fonte:** Francis e Ibbotson. (2002:250)

O *Writer*, ou seja, o vendedor da *put option* é obrigado a vender, caso o comprador exerça o seu direito, neste caso o vendedor tem uma perda, quanto mais baixo o *spot* maior será a perda.

Se o comprador não exercer o seu direito, o *spot* será maior que o *strike price*, o comprador ganha o valor do prêmio.

## 10.6. PRÉMIO DAS OPÇÕES

A rentabilidade das opções depende, em grande parte do seu preço, nesse âmbito é importante conhecer os aspectos que determinam o preço das opções.

O prémio pago pelos compradores e vendedores das opções de compra ou de venda são determinados pelos seis factores já atrás referenciados.

O prémio da opção é maior quando a data de expiração da opção estiver distante, sendo o valor do prémio menor á medida que a data de expiração se aproxima.

De facto a potencialidade de o vendedor de uma opção perder dinheiro é maior quando o prazo de expiração está distante, sendo a probabilidade de ganho maior para o comprador que exerça a opção.

Os Activos subjacentes cujo preço sobre grandes variações, ou seja, com maior risco, sobem o valor das opções, implicam prémios mais elevados devido ao facto de existir maior probabilidade de a opção ser exercida pelos compradores de opções.

De facto e segundo Aswath (2005), a volatilidade do valor do activo subjacente proporciona oportunidades de ganhos significativos.

Relativamente ao preço de mercado do activo subjacente, quanto mais elevado for, maior será o valor do prémio e vice-versa, pelo facto de o risco de perdas por parte dos vendedores de opções. Também aqui, o valor de mercado do activo subjacente ajuda a determinar o valor intrínseco e os ganhos inerentes às opções de compra e opções de venda.

Quanto ao preço de exercício da opção, sendo um dos factores principais de uma opção, o seu valor tem um efeito contrário quando estamos no papel de comprador de uma opção de compra ou de comprador de uma opção de venda.

O titular de uma opção de compra, com um preço de exercício relativamente baixo, aumenta o valor da opção, pelo facto de a potencialidade de exercício por parte do comprador ser maior. Contrariamente, o titular de uma opção de venda com o preço de exercício baixo, o valor da opção é baixo, devido ao facto que o exercício da opção será efectuado nas descidas do activo subjacente, o que deixa menor amplitude de o comprador exercer o seu direito.

A taxa de juro é outro dos factores a considerar na avaliação do prémio das opções. O impacto da taxa de juro tem importância em dois aspectos, por um lado, verifica-se um efeito

inverso aquando do cálculo do valor presente descontado do preço de exercício, ou seja, à medida que a taxa de juro aumenta o preço de exercício diminui e vice-versa.

Por outro lado, o efeito tempo conjugado com a taxa de juro, provoca perda do valor presente do preço de exercício quando aumentamos o tempo até a opção ser exercida.

Por último, determinados activos subjacentes distribuem dividendos com implicações no valor do activo, ou seja, reduz o valor de mercado na exacta proporção do valor distribuído. Ao reduzir o valor do activo também afecta o valor da opção.

Segundo Francis *et al* (2002), os pagamentos dos dividendos decrescem o valor da opção de compra e aumentam o prémio da opção de venda.

Porém, se uma opção está *in-the-money*, pode ser vantajoso exercer a opção e receber os dividendos do activo subjacente, o que não acontece se não exercer a opção.

O prémio das opções corresponde efectivamente ao custo da opção sendo o seu valor constituído por duas parcelas: o valor intrínseco e o valor extrínseco ou “*time value*”.

De acordo com Ferreira (2002), o valor intrínseco corresponde ao valor mínimo da opção, no caso do titular da opção exercer de imediato a opção.

De acordo com Ferreira (2002:298) «Uma *call Option*, tem valor intrínseco positivo se o preço de exercício da opção for menor do que o preço corrente ou *spot* do activo correspondente.»

De acordo com Ferreira (2002:298) «Uma *Put Option* tem valor intrínseco positivo se o preço de exercício da opção for maior do que o preço corrente ou *spot* do activo correspondente.»

Após elencar os factores que influenciam a determinação do prémio das opções, constata-se que o prémio de uma opção é constituído por duas partes: o valor intrínseco e o valor extrínseco ou valor temporal ou do tempo (*time value*).

Por um lado, o valor intrínseco corresponde à diferença entre o preço de exercício e o valor do activo subjacente (*Spot*). O *time value* corresponde ao efeito tempo, ou seja, quantifica a volatilidade registada no comportamento do valor do activo subjacente. É calculado através da diferença entre o prémio da opção e o valor intrínseco.

(10.6)

$$\text{Valor Extrínseco} = \text{Prémio da Opção} - \text{Valor Intrínseco}$$

À medida que o prazo da opção se aproxima do seu final, o valor do tempo tende para zero. As curvas *Call* e *Put* tendem para as curvas do valor intrínseco, este facto resulta do efeito tempo, à medida que se aproxima do termo da opção a sua importância diminui.

## 11. OPÇÕES REAIS

As Opções Reais são um instrumento de avaliação que serve de orientação estratégica para os decisores. Foram desenvolvidas a partir das opções financeiras já sumariamente explicadas, os seus pontos de contacto foram revelados pela primeira vez por *Meyers* em 1977.

Embora as Opções Reais tenham na sua base os princípios das opções financeiras, existem diferenças entre ambas. De facto, as opções reais são aplicadas em activos tangíveis e intangíveis, como por exemplo, as patentes, edifícios, maquinas, etc., enquanto as opções financeiras têm como activo subjacente, títulos como *warrants*, acções, obrigação, taxas de juro, etc., instrumentos transaccionados em diversos mercados. Muitos activos subjacentes das Opções Reais não são transaccionados em bolsa, logo de difícil avaliação e comparação, acrescido do facto, de fazer projecções a longo prazo, outra diferença importante face às Opções Financeiras, que são tipicamente de curto prazo, inferior a 1 ano.

Frequentemente, as Opções Reais têm diversas opções para com um único activo subjacente, o equilíbrio entre as diversas possibilidades é fundamental no sucesso do projecto. Por exemplo, a opção de entrar no mercado, mesmo em condições desfavoráveis e a opção de abandonar deve ser devidamente ponderada face às informações recolhidas.

A opção de entrar, pode ter a vantagem de optar por crescer mais tarde, em condições favoráveis de mercado, devido ao facto de estar presente no mercado, mais difícil ou até impossível se não estivesse presente, com o conhecimento e experiência entretanto adquirida.

Salienta-se que, em 1985, *Brennan* e *Schwartz* procederam à avaliação de um projecto de exploração de recursos naturais, através da aplicação de opções de parar, recomeçar e abandonar o projecto. Nesse mesmo ano *McDonald* e *Siegel*, consideraram a opção de parar temporariamente de acordo com a evolução do mercado.

*Trigeorgis* em 1993 e *Kulatilaka* em 1995, discutiram e elaboraram o modelo de opções combinadas (*interacting options*).

De acordo com *Trigeorgis*, identificou dois tipos de opções combinadas, designadas como “*intraprojects*”, diversas opções ligadas a um activo subjacente, e de “*inter-project*” as interacções entre opções de diversos activos subjacentes. As opções Reais compostas são opções que correspondem ao exercício de uma opção através da aquisição de outra opção.

As Opções Reais caracterizam-se por uma técnica de actualização de fluxos de caixa, ajustada ao risco, tendo em consideração a flexibilidade dos investimentos, é um instrumento de grande utilidade na avaliação de situações sujeitas a grande incerteza.

De facto, e de acordo com *Trigeorgis*, as Opções Reais ao incorporarem a flexibilidade, permite e possibilita aos decisores, de acordo com o desenvolvimento do mercado, tomar decisões de adiar, esperar ou abandonar, exigindo um prémio sobre o VAL.

Salienta também que em ambientes de forte incerteza e volatilidade, nomeadamente em áreas com forte componente tecnológica, proporciona capitalizações sem barreiras, nos casos de comportamento favorável da volatilidade, e no caso desfavorável, permite minimizar as perdas.

A flexibilidade possibilita rever decisões quando ocorrem desvios nos fluxos de caixa estimados, essas decisões possibilitam criar valor e limitar as perdas, criando a oportunidade de escolha do *timing* e andamento do projecto, através de opções de abandono, expansão, redução de capacidade de produção, alteração de mix de produtos e escolha de mercados.

Para *Trigeorgis* (2005: 32),

$$\text{«VAL Estratégico} = \text{VAL} + \text{Prémio da Opção (Flexibilidade} + \text{estratégia)}^{13}\text{»} \quad (11.1)$$

Outra grande virtude desta métrica de avaliação consiste na possibilidade de análises multi-período, um das desvantagens nas métricas tradicionais como o VAL.

De acordo com *Titman e Martin* (2007), as opções podem ser exercidas na fase de decisão de início do projecto, ou na fase em que o projecto se encontra em operação. Muito usado no sector energético, nomeadamente no segmento petrolífero, tendo em consideração a volatilidade dos preços do barril, conferindo aos gestores a possibilidade de parar, adiar, ou abandonar a produção de acordo com o comportamento do mercado. Neste sentido destaca-se as opções de tipo americano, que possibilita o seu exercício a qualquer momento até ao

---

<sup>13</sup> «Tradução livre no autor. No original: Expanded (or Strategic) NPV = passive NPV+ Option Premium (ROV) (Flexibility value+ Strategic value)»

final da data de expiração, conferindo grande elasticidade no processo de decisão, face às informações que vão surgindo no decorrer do projecto.

As virtudes das Opções Reais face a ambientes de incerteza, valoriza os projectos avaliados através do VAL. De facto, numa decisão de tudo ou nada, os pressupostos de que os *cash flows* estimados ao longo do projecto, descontados a uma taxa ajustada ao risco, normalmente o *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, sem alterações, e sem possibilidade de corrigir decisões, tem as suas limitações e desvantagens.

Segundo Trigeorgis (1996), a métrica tradicional VAL, faz suposições implícitas sobre um “cenário esperado” de fluxos de caixa e assume que a estratégia definida vai dar certo, porém, e considerando as insuficiências descritas, o VAL é necessário na avaliação de projectos de investimento estando na base do cálculo das Opções Reais, cujo prémio valoriza o projecto no seu conjunto, através do efeito estratégico proporcionado pela flexibilidade.

### 11.1. TIPOS DE OPÇÕES REAIS

As oportunidades de investimento e de correcção possibilitadas aos gestores são opções reais, conforme já explicitado, diversos autores identificaram os tipos de opções reais destacando-se *Trigeorgis* que identificou e explicou sete opções reais.



**Figura 11.1.1.** Tipos de Opções Reais  
**Fonte:** Elaboração Própria

### **Opção de Deferimento**

Este tipo de opção consiste na possibilidade de adiar o projecto. De acordo com *Trigeorgis* (1996) equivale a uma opção de compra americana relativamente aos cash flows libertados pelo projecto.

Tem a sua importância e valor pelo facto da incerteza vir a ser resolvida no futuro, porém, existe um custo de oportunidade relacionado. No caso de se antecipar o investimento sacrificando o valor da opção de compra de adiar (esperar), corresponde ao custo de oportunidade, neste caso a opção não seria exercida porque os cash flows brutos projectados excediam as despesas relacionadas com o prémio da opção.

Este género de opção é genericamente usado em projectos de investimento para horizontes temporais alargados, nomeadamente nas indústrias de extracção.

### **Opção de Expansão**

As opções de expansão (crescimento) são importantes, pelo facto de possibilitarem a criação de valor e crescimento dos negócios, nomeadamente, quando os mercados evoluem favoravelmente.

Nestes casos, estamos perante opções de compra, tipo americano, que possibilitam investimentos futuros em condições favoráveis, consubstanciadas em aumentos de produção e consequentes despesas (investimento), entrada em novas áreas geográficas e investimento em tecnologias mais caras.

Mesmo com VAL negativo, este género de opções valoriza o projecto no seu global, podendo ser a diferença para a aprovação do projecto de investimento.

### **Opção para contrair**

Este tipo de opções permite ao gestor decidir pela redução da produção, ou pela alteração entre tecnologias tendo em consideração os custos de produção e manutenção dos empreendimentos envolvidos, de acordo com a envolvente (o mercado), ou seja, se as condições de mercado se deteriorarem e forem desfavoráveis ao projecto.

Este tipo de flexibilidade consiste numa opção de venda, tipo americano, possibilitando a adaptação da empresa ao meio envolvente, potenciando a criação de valor através da flexibilidade de decisão que possibilita.

### **Opção de parar e recomeçar a operar**

A flexibilidade de parar e recomeçar a produção de uma fábrica, enquadra-se perfeitamente na estratégia das Opções Reais.

A volatilidade dos mercados, com ciclos de subida e ciclos de descida com influência nos preços e na capacidade das empresas em criar valor. Neste sentido, uma empresa não tem que produzir em todos os períodos delineados no projecto de investimento.

Efectivamente, se os preços praticados pelos mercados não forem suficientes para cobrir os custos variáveis de produção e funcionamento, a opção de parar é uma solução considerando custos baixos de paragem, ou seja, os custos fixos.

Se o mercado recuperar existe uma opção de compra que permite recomeçar a produção. O investimento corresponde aos *cash flows* do ano de produção e os custos variáveis de produzir corresponde ao preço de exercício da *call option*.

### **Opção de Abandono pelo valor residual**

No pior dos cenários, como por exemplo, uma crise nos mercados que perdure durante largo tempo, pode ter implicações na viabilidade económica das empresas, ao ponto de não suportar os custos fixos.

Neste cenário, a possibilidade de sair e abandonar corresponde a uma opção de venda, tipo americano, sobre o valor do projecto e o correspondente preço de exercício igual ao valor residual, ou em alternativa o valor resultado da venda dos equipamentos e outros activos relacionados com o projecto de investimentos.

### **Opção de trocar (saídas e entradas)**

Este género de opções confere grande flexibilidade para as empresas, como forma de adaptação ao comportamento dos mercados e dos concorrentes.

Uma empresa que produza diversos produtos, como por exemplo, um projecto de refinação de crude convertendo em produtos como a gasolina, os lubrificantes, etc., pode-se optar por produzir *outputs* tendo em consideração a procura e os preços dos produtos finais, ou seja, o *mix* de produção é uma forma de flexibilidade das opções reais.

Outros exemplos, passam pela deslocalização da empresa para áreas com custos de trabalho menor, como por exemplo o sector automóvel, a subcontratação, etc.

A flexibilidade inerente a diversas oportunidades de exploração, funciona como uma carteira de opções de compra e de venda, com elevado valor no processo de decisão. Só as empresas com capacidade de mudança e adaptabilidade conseguem sobreviver e criar valor face às mutações concorrenciais.

### **Opção de Crescimento**

Trigeorgis (1996) considera este género de opções de especial importância em sectores com forte presença tecnológica. A tónica do valor do projecto não é os cash flows previstos inicialmente, mas sim, as oportunidades de crescimento futuras.

Embora, o projecto inicial possa ter um VAL negativo, nas fases seguintes proporcionam oportunidades devido ao factor experiência, as infra-estruturas montadas e às potencialidades dos futuros produtos a desenvolver face ao trabalho desenvolvido na primeira fase de investimento.

De acordo com este autor, uma oportunidade de investir num projecto de alta tecnologia, por exemplo, é análogo a uma opção sobre opções, ou seja, opções compostas.

Estas opções são muito utilizadas na indústria farmacêutica e em projectos de investigação e desenvolvimento, como por exemplo, nas áreas dos computadores e dos semicondutores.

Como já foi referido, as Opções Reais baseiam-se na Teoria das Opções Financeiras, desta forma é possível efectuar uma analogia entre as oportunidades de investimento e o Modelo das Opções Financeiras de *Black-Scholes*, que tenha como activo subjacente acções.

**Quadro 11.1.** Comparação entre uma opção de compra sobre acções e uma opção real de um projecto

<i>Call Option</i> sobre acções	Variáveis	Opções Reais de Projecto de investimento
Cotação da acção	S	Valor actual dos <i>Cash Flows</i> Esperados
Preço de Exercício	X	Custo do Investimento
Período de expiração	T	Período de Oportunidade
Incerteza do valor da acção	$\sigma^2$	Incerteza do valor do Projecto
Taxa de juro livre sem risco	r	Taxa de juro livre sem risco

**Fonte:** Adaptado de *Trigeorgis* (1996:125)

## 11.2. FÓRMULAS BLACK-SCHOLES E BINOMIAL

Vão ser introduzidos os modelos e as fórmulas de base Black-Scholes (1973) e Binomial (1979).

### Modelo de *Black-Scholes*

#### Fórmula *Black-Scholes*

$$c(S, X, T) = S.N(d1) - Xe^{-rT}.N(d2) \quad (11.1.1)$$

$$p(S, X, T) = Xe^{-rT}.N(-d2) - S.N(-d1) \quad (11.1.2.)$$

$$d1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma^2\sqrt{T}} \quad (11.1.3)$$

$$d2 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r - \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma^2\sqrt{T}} \quad (11.1.4)$$

ou

$$d2 = d1 - \sigma^2\sqrt{T} \quad (11.1.5)$$

N (dj) = função de distribuição da probabilidade acumulada de uma variável normal estandardizada com média igual a zero e desvio-padrão igual a um, ou, de uma variável que é normalmente distribuída.

c = prémio da *call option*

$p$  = prémio da *put option*

$X$  = preço de exercício

$X * e^{-rT}$  = Valor actual do preço de exercício utilizando o regime de capitalização contínua

$S$  = preço de mercado ou corrente do activo

$T$  = tempo para o termo

$\sigma$  = Volatilidade (desvio-padrão instantâneo do título respectivo)

$\ln$  = Logaritmo natural

$r$  = taxa de rendimento sem risco anualizada no regime de capitalização contínua<sup>14</sup>

$d$  – dividendo a incluir na formula de *Black-Scholes*.

*Robert Merton* adaptou o modelo de *Black-Scholes* para dividendos contínuos, ou seja, considerando que serão pagos dividendos sobre o activo subjacente.

Os dividendos serão pagos continuamente e com rendimento constante durante a vida da opção, ao incluir o dividendo faz com que o valor do *Spot* baixe numa base de continuidade.

#### Modelo B-S-Merton

$$C(S, X, T) = e^{-d*T} S.N(d1) - e^{-rT} X * N(d2) \quad (11.1.6)$$

onde

$$d1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left[(r - d) + \frac{\sigma^2}{2}\right]T}{\sigma\sqrt{T}} \quad (11.1.7)$$

Como já referido neste trabalho os dividendos reduzem o valor da cotação, o próprio mercado reflecte o efeito dividendo no valor *spot* do activo subjacente. Consequentemente, também reduz o prémio da opção de compra, contrariamente, tende a valorizar as opções de venda.

---

<sup>14</sup> FERREIRA, Domingos: Modelos de Planeamento. Análise e Decisões de Investimento, 2010

## O Modelo Binomial

Em 1979, *Cox, Ross e Rubinstein* desenvolveram este modelo de avaliação de opções através de árvores de decisão. É um modelo que funciona em tempo discreto, tendo em consideração que em qualquer período o preço do activo pode posicionar-se de duas formas de acordo com probabilidades de subida e descida.

O método é aplicado em duas etapas, a primeira prevê a evolução do activo subjacente e na segunda etapa calcula o valor da opção.

O modelo binomial tem as seguintes virtudes:

- Impede a arbitragem;
- A taxa de rendimento sem risco ( $r$ ) é constante;
- Os impostos e os custos de transacção não são considerados;
- A venda é permitida sem restrições.

Parâmetros utilizados pelo modelo binomial:

- Coeficiente de subida:  $u = \exp(\text{vol} * \text{sqrt}(\frac{t}{n}))$
- Coeficiente de descida:  $d = \left(\frac{1}{u}\right)$
- Probabilidade de subida:  $p = \frac{\exp(r * \frac{t}{n}) - d}{u - d}$
- Probabilidade de descida:  $q = (1-p)$
- Factor de actualização por período:  $\exp\left(\frac{-r * t}{N}\right)$

## **12. CASO DE ESTUDO**

Através da análise do mercado, privilegiando o contacto com fabricantes e promotores de parques eólicos, foi efectuado um estudo de viabilidade económica de três parques eólicos, dois em ambiente *onsbore* e um em ambiente *offshore*.

O estudo de viabilidade económica é fundamental no processo de tomada de decisão por parte dos investidores. Os parques eólicos têm um período de vida útil de cerca de 20 anos, neste sentido, é necessário prever os custos de construção do PE, especificamente, as turbinas, torres, acessos, ligações eléctricas, manutenção e operação, e custo de desmantelamento, e do lado das receitas, a electricidade gerada e fornecida à rede. O financiamento também é um factor importante na concretização do projecto, porém, não desenvolvido neste estudo.

Os parques *onshore* estão projectados com seis torres a 100 metros de altura, e turbinas de 2 MW, totalizando uma capacidade total de 12 MW cada parque. Um dos parques foi projectado na zona de Óbidos – Peniche, tendo em consideração todas as restrições ambientais incluindo as zonas habitacionais, fauna e flora.

O segundo parque foi projectado na Serra dos Candeeiros, em ambiente de montanha, com a mesma capacidade instalada e considerando as restrições ambientais.

Com o apoio do LNEG, procedeu-se às projecções da produção em termos de NEPs, considerando a potência das turbinas, a altura de 100 metros e os regimes de ventos em ambos os locais.

Na vertente dos custos, foram consultados promotores e fabricantes de turbinas, especialistas em construções de parques eólicos e ligações das subestações à rede eléctrica pública.

Na projecção do parque eólico em ambiente *offshore*, as receitas foram calculadas, para três torres de 100 metros em betão armado, a cerca de 700 metros da costa, a uma profundidade entre 25 a 40 metros com inclinação de 3% e em fundo arenoso, vantajoso para a implementação das fundações e Aerogeradores Vestas V80 de 2 MW de potência.

Relativamente aos custos, as projecções foram mais difíceis, tendo em conta a inexperiência de construções neste género de ambiente em Portugal.

Foram efectuados alguns contactos com empresas especializadas em cabos marítimos, com experiência de instalação de parques *offshore* noutros países, e tendo em consideração os custos em países como a Noruega e a Dinamarca e nos dados divulgados pela *IEA Wind Report 2009*, foram projectados os custos de instalação do parque *offshore*.

Ressalva-se que os parques instalados em países como a Escócia e a Irlanda, têm condições de mar e profundidade bastantes díspares comparativamente com a costa portuguesa. A nossa costa é mais profunda e sujeita a condições de mar adversas, costa aberta, logo mais destrutiva,

o que aumenta o risco e conseqüentemente os custos através do reforço dos materiais a utilizar no projecto eólico.

O Projecto *Pelamis*, da energia das ondas, instalado na costa portuguesa perto da Póvoa de Varzim, tem condições de profundidade e distância da costa idênticas ao caso em estudo neste trabalho, em especial na concretização da parte eléctrica.

Relativamente à remuneração dos PE instalados em ambiente *offshore*, diversos especialistas defendem uma remuneração idêntica à energia solar, tendo em consideração os riscos inerentes ao ambiente *offshore*, cerca de 450€ /MWh, sob pena, da inviabilidade dos projectos eólicos neste ambiente.

Actualmente, não existe legislação específica para a energia eólica *offshore*, porém, o Decreto-Lei n.º 238/2008 de 15 de Dezembro lançou as bases de concessão de uma zona piloto, para a energia das ondas, que prevê a possibilidade de produção eléctrica em ambiente *offshore*.

## **A torre**

Inserido no Concurso Nacional de Inovação 2009, na categoria de novos materiais e Processos Industriais, dois engenheiros da Universidade Nova, PhD. Carlos Chastre e PhD Válder Lúcio, criaram um sistema estrutural Treliçado em betão para torres eólicas de grande altura.

A maioria dos geradores eólicos têm usado como suporte as torres metálicas com aduelas cilíndricas ou troncocónicas, normalmente colocadas e montadas no local e fixadas à fundação de betão armado através de chumbadores e entre si através de parafusos. Por outro lado, o desenvolvimento tecnológico das turbinas acarreta o aumento de potência e por conseguinte o acréscimo do diâmetro das pás. Para suportar este acréscimo necessitam de torres mais altas.

O aumento das torres para suportar o diâmetro das pás das turbinas obriga a um incremento na espessura das paredes e o aumento da quantidade de aço necessário para a sua produção. A subida de preços do aço nos mercados mundiais e algumas limitações de produção e transporte relacionado com a dimensão das aduelas necessárias para torres com altura superior a 80 metros, são alguns dos factores que prejudicam a evolução e acréscimo em altura das torres metálicas.

Por outro lado, este tipo de estruturas exige fundações mais pesadas porque as estruturas metálicas são mais leves e sensíveis a condições adversas, de instabilidade e flexibilidade, nomeadamente as provocadas pela acção do vento.

Já as torres de betão com aduelas pré-fabricadas têm limitações pelo diâmetro máximo da base da torre (4,30 metros), e também pelo facto de necessitarem de gruas extremamente altas para a execução da montagem. As torres construídas em betão betonadas no local têm custos elevados acarretando um processo construtivo demorado.

Os autores do projecto tendo em consideração as necessidades do mercado e as limitações apresentadas na evolução das torres metálicas e nas torres de betão com aduelas pré-fabricadas, conceberam uma torre pré-fabricada em betão armado baseada no seu *Know-how*.

Segundo os autores, a torre é composta por elementos pré-fabricados que constituem uma treliça espacial, sendo uma alternativa para torres acima de 80 metros de altura extremamente competitiva em termos económicos.

Este género de torre caracteriza-se por possuírem em cada nível três ou mais montantes pré-fabricados, com pequena inclinação em relação à vertical contraventadas por travessas também pré-fabricadas. Também, poderão ser utilizadas diagonais pré-fabricadas e cabos pré-esforçados, ligando os vários elementos, para resistir às acções do vento e actividade sísmica.



**Figura 12.1.** Eolic Trusstower 125m  
**Fonte:** Eolic Trusstower (2011:1)



**Figura 12.2.** Vista geral da solução proposta para um grupo de torres com 125m de altura em ambiente offshore.

**Fonte:** Eolic Trusstower (2011:9)

Os elementos estruturais da torre podem ser ligados por diversos materiais, desde cabos, varões, parafusos, argamassa, resinas e outros tipos de ligação. Os próprios elementos da estrutura podem ser ocos ou maciços.

A execução das estruturas começa com a realização das fundações no local e consequentemente a montagem sucessiva dos montantes e das travessas pré-fabricadas assim como as ligações estruturais em cada nível. Para a elevação dos montantes e respectivos acessórios utiliza-se um sistema de auto-elevação que sobe com a montagem da torre, permitindo no final a elevação do gerador e respectivas pás.

#### Vantagens:

1. Rápida construção da torre;
2. Elementos facilmente transportáveis (não condicionado pela bitola dos transportes);
3. Redução de custos de transporte e produção;
4. Redução de custos de montagem e manutenção.

Outro factor importante nesta invenção, relaciona-se com a liberdade de escolha da geometria da torre, possibilitando diversas soluções tendo em consideração a morfologia do local, permitindo a optimização estrutural ao nível da capacidade de resistência e no controlo de vibração, salientando-se para este facto a geometria trileçada, importante quando estamos na presença de torres de grande altura.

A solução proposta também possui vantagens quando comparadas com as estruturas construídas em aço:

- Reduzida necessidade de manutenção;
- Maior durabilidade, em especial em ambientes marítimos;
- Menor ruído e vibração devido ao amortecimento do betão;
- Redução de emissões de CO<sub>2</sub> na fabricação da torre.

Outros factores são assinaláveis neste processo, como a facilidade de industrialização da produção e a facilidade na obtenção de matérias de construção, assim como todo o processo envolve tecnologia simples e de fácil implementação. Por último e não menos importante a geometria da torre permite adaptar qualquer tipo de gerador e potência, adaptando-se à grande diversidade de geradores existentes do mercado.

Ainda ao nível dos materiais, os autores consideram que as torres construídas são totalmente recicláveis, assim como o facto da durabilidade das torres ser mais elevada que os equipamentos de geração de energia, permitindo a substituição dos geradores eólicos por outros de maior potência sem mais custos de construção de torres eólicas.

Em 2009 foram elaborados e submetidos os respectivos processos de patente nacional e internacional, tendo como objectivo a conquista de quota de mercado não só em Portugal, como nos restantes países Europeus, América do Norte e Ásia.

A torre apresentada e tendo em contas as vantagens, não só em termos de custos, como de adaptação a diversos tipos de solos, foi este o modelo implementado nos três parques eólicos.

## **12.1. CALENDARIZAÇÃO DOS PARQUES**

A empresa tem como objectivo a entrada no mercado de energias renováveis, nomeadamente na produção de energia eólica, em 2012.

O mercado da energia eólica tinha em 2009, 3.616 MW instalados, dispersos por diversos promotores, salientando-se a *Iberwind* com 18,3% de quota, existindo possibilidade de entrada no sector considerando a meta de 5100 MW, de potência a instalar até 2013.

O primeiro investimento no parque eólico de Peniche, com 12 MW, em ambiente *onshore*, corresponde à entrada no sector no sentido de ganhar experiência e marcar presença no mercado.

O 2º Investimento a concretizar ao fim de 4 anos, tem como objectivo a expansão e aumento da quota de mercado, através da construção do parque dos Candeeiros, com 12 MW, duplicando a capacidade instalada da empresa.

Simultaneamente, e considerando o comportamento do mercado, avança-se para a construção do parque do Moledo, com 6 MW, em ambiente *offshore*, uma vertente não explorada em Portugal, mas com enorme potencial, estimando-se em cerca de 2500 MW, de capacidade a instalar, em águas com profundidade média de 40 metros.

## **12.2. INVESTIMENTOS – 1º FASE E 2ª FASE**

O Investimento inicial a concretizar em 2011 no Parque eólico de Peniche permite a entrada no sector das energias renováveis, nomeadamente, no sector eólico. O PE entra em funcionamento em 2012, estando as vendas garantidas, com tarifa de 74€/MWh, durante os primeiros quinze anos, ou, 33 GWh, por cada MW instalado, ou seja, 33.000 horas de produção total.

O investimento inicial resultante da construção e colocação em funcionamento do parque será de **18.901.891,00 €**, e Fundo manei necessário de exploração (FMNE) de 20%, do custo de construção do parque, **3.780.378,20€**. Durante a fase restante do projecto o FMNE será de 10% sobre a variação das vendas anuais.

Ainda relativamente ao investimento está previsto um investimento anual de 5% face ao investimento inicial de construção do PE, no sentido de melhor as condições do empreendimento com ganhos significativos em termos de eficácia e eficiência, no valor de **945.094,55€**.

No ano 3 (2014), a empresa tem a possibilidade de avançar para a construção do parque dos Candeeiros no valor de **19.327.908,00€**, e FMNE de **3.865.581,60€**, pressupostos idênticos ao parque de Peniche, assim como investimentos de continuidade anuais no valor de **966.395,40€**.

Se optar em avançar nesta 2ª fase, além de aumentar a quota de mercado no sector, duplica a potência instalada, com os consequentes retornos financeiros.

Por último a empresa tem a possibilidade de investir no ano 6 (2017), no projecto em ambiente *offshore* do parque do Moledo, com um investimento inicial de **17.021.450,00€**, com FMNE de 20% sobre o Investimento inicial, e investimentos de continuidade anuais no valor de **851.072,50€**. Porém, a empresa poderá antecipar a data do investimento.

Pressupostos:

- Foi considerado uma taxa de imposto em IRC de 25%;
- O custo do capital de 8,25%;
- Uma taxa de inflação de 3,5%;

Para a determinação do custo do capital foi utilizado o modelo do CAPM, considerando que o projecto é financiado exclusivamente por Capitais Próprios.

$$Re = Rf + (Rm - Rf) * \beta \quad (12.2.1.)$$

Rf – Rendimento Financeiro

Rm – Rendimento de mercado

$\beta$  – Beta

$$Re = 4,5 + (10,25 - 4,50) * 0,65$$

$$Re = 8,25$$

Na determinação do  $\beta$  foi considerado o desempenho da EDP Renováveis, empresa cotada no PSI20, pertencente ao sector das energias renováveis, com forte presença no mercado mundial.

Foi retirada uma amostra de 515 observações, do comportamento da empresa em bolsa desde 17-06-2009 a 16-06-2011, obtendo um  $\beta$  de 0,479.

Quadro 12.2.1: Estatística de Regressão – EDP Renováveis

<b>Estatística de regressão: PSI 20/EDP Renováveis</b>	
R múltiplo	<b>0,024228937</b>
Quadrado de R	<b>0,000587041</b>
Quadrado de R ajustado	-0,001361132
Erro-padrão	0,247953402
Observações	515
Interceptar	-0,000891336
Variável X 1	<b>0,479856571</b>

**Fonte:** Elaboração Própria

Tendo em conta que estamos perante um investimento de penetração de uma empresa que pretende entrar no sector da energia eólica, considera-se um  $\beta$  mais elevado, assim, foi estabelecido como pressuposto um valor de 0,65. O Projecto foi analisado sem considerar o efeito inflação, ou seja, a preços correntes, deste modo é necessário retirar do CAPM o efeito inflação.

$$Re\ Deflacionado = \frac{1 + Re}{1 + tx.inflação} - 1 \quad (12.2.2)$$

$$Re\ Deflacionado = \frac{1 + 0,0825}{1 + 0,035} - 1 = 0,046$$

A taxa de desconto utilizada na avaliação da empresa será então de **0,046**.

Os dois projectos em ambiente *onshore*, de Peniche e Candeeiros, têm isoladamente, através da análise da métrica tradicional do VAL, valor negativo, no conjunto os dois parques têm um valor ainda mais negativo.

## 12.2.1. PARQUE EÓLICO DE PENICHE

### Quadro 12.2.1.1. Orçamento de Construção do PE de Peniche

#### ORÇAMENTO PARQUE EÓLICO DE PENICHE

	Quantidade	PREÇO	
		UNITÁRIO	TOTAL
<b>AEROGERADORES</b>			
E82 2 MW			
Torre em Betão 100 metros	6	2.500.000,00	15.000.000,00
PT para ligação à subestação (transformador, celas metálicas, protecção 15 kv)	6	990,00	5.940,00
equipamento de segurança e protecção pessoal	3	750,00	2.250,00
Sistema de transmissão de dados SCADA GDA e edifício de Comando	1	40.500,00	40.500,00
Sinalização de aviso à navegação aérea	3	24.230,00	72.690,00
<b>Sub-Total do Grupo Aero geradores</b>			<b>15.121.380,00</b>
Estação Meteorológica	1	15.000,00	15.000,00
<b>TOTAL AEROGERADORES</b>			<b>15.136.380,00</b>
<b>CONSTRUÇÃO CIVIL</b>			
Estaleiro	1	12.463,00	12.463,00
Terraplanagens	1	39.693,00	39.693,00
Pavimentação	1	71153	71.153,00
Drenagem	1	4.731,00	4.731,00
Vala de Cabos	1	54.883,00	54.883,00
Fundações dos aerogeradores	6	104.170,00	625.020,00
<b>TOTAL DA OBRA CIVIL</b>			<b>807.943,00</b>
<b>INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			
Subestação e Edifício de Comando	1	390.000,00	390.000,00
Painel e Aparelhagem	1	170.000,00	170.000,00
Posto de Corte	1	110.840,00	110.840,00
Rede de cabos de média tensão 15 kv incluindo respectivas ligações			281.028,00
Instalações Auxiliares			184.200,00
<b>TOTAL DAS INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			<b>1.136.068,00</b>
Ligação à rede eléctrica nacional 60 kv - 7,12 km	7,12	175000	1.246.000,00
Torre meteorológica	1	70.000,00	70.000,00
<b>TOTAL FINAL</b>			<b>18.396.391,00</b>
<b>OUTROS CUSTOS</b>			
Prototipo da torre e testes			500.000,00
Patente (Nacional e Internacional)			5.500,00
Projecto Impacto Ambiental			20.000,00
<b>SUB-TOTAL</b>			<b>505.500,00</b>
<b>PROJECTO TOTAL</b>			<b>18.901.891,00</b>

### Quadro 12.2.1.2. Projecção de Produção e Vendas PE Peniche

PROJECÇÃO DE PRODUÇÃO E VENDAS							
TORRE	NEPS (h/ano)	ANO	POTÊNCIA TURBINA	PRODUÇÃO MWh	PREÇO VENDA €/MWh	TOTAL	TOTAL VENDAS ANUAIS
1	3648	1	2,00	7.296	74	539.904,00	
2	3652	1	2,00	7.304	74	540.496,00	
3	3652	1	2,00	7.304	74	540.496,00	
4	3485	1	2,00	6.970	74	515.780,00	
5	3479	1	2,00	6.958	74	514.892,00	
6	3747	1	2,00	7.494	74	554.556,00	<b>3.206.124,00</b>
<b>PRODUÇÃO MÉDIA</b>	3610	1	2,00	7.220	74	534.280,00	

### Quadro 12.2.1.3. Depreciações Anuais PE Peniche

DEPRECIACÕES ANUAIS			
RUBRICA	TAXAS	VALOR	Depreciação/amortização anual
AEROGERADORES E TORRES DE BETÃO	5%	15.000.000,00	750.000,00
FUNDAÇÕES E ACESSOS	5%	807.943,00	40.397,15
SUBESTAÇÃO E POSTO DE TRANSFORMAÇÃO	5%	1.206.068,00	60.303,40
LINHAS E SUPORTES	5%	1.246.000,00	62.300,00
PATENTE (20 anos)	5%	5.500,00	275,00
PROJECTO DE DESENVOLVIMENTO	33,33%	500.000,00	166.650,00
<b>TOTAL DEPRECIACÕES / AMORTIZACÕES ANUAIS</b>			<b>1.079.925,55</b>
Investimentos posteriores - AFT	5%	945.094,55	<b>47.254,73</b>

### Quadro 12.2.1.4. Provisões Anuais PE Peniche

PROVISÕES ANUAIS			
	Quantidade	PREÇO	
		UNITÁRIO	TOTAL
<b>AEROGERADORES</b>			
E82 2 MW			
Torre em Betão 100 metros	6	2.500.000,00	15.000.000,00
PT para ligação à subestação (transformador, celas metálicas, protecção 15 kv)	6	990,00	5.940,00
equipamento de segurança e protecção pessoal	3	750,00	2.250,00
Sistema de transmissão de dados SCADA GDA e edifício de Comando	1	40.500,00	40.500,00
Sinalização de aviso à navegação aérea	3	24.230,00	72.690,00
<b>Sub-Total do Grupo Aeroeradores</b>			<b>15.121.380,00</b>
Estação Meteorológica	1	15.000,00	15.000,00
<b>TOTAL AEROGERADORES</b>			<b>15.136.380,00</b>
<b>CONSTRUÇÃO CIVIL</b>			
Estaleiro	1	12.463,62	12.463,62
Terraplanagens	1	39.693,57	39.693,57
Pavimentação	1	71153,95	71.153,95
Drenagem	1	4.731,21	4.731,21
Vala de Cabos	1	54.883,33	54.883,33
Fundações dos aeroeradores	6	104.170,00	625.020,00
<b>TOTAL DA OBRA CIVIL</b>			<b>807.945,68</b>
<b>INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			
Subestação e Edifício de Comando	1	390.000,00	390.000,00
Painel e Aparelhagem	1	170.000,00	170.000,00
Posto de Corte	1	110.840,00	110.840,00
Rede de cabos de média tensão 15 kv incluindo respectivas ligações			281.028,00
Instalações Auxiliares			184.200,00
<b>TOTAL DAS INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			<b>1.136.068,00</b>
Ligação à rede electrica nacional 60 kv - 7,12 km	7,12	175000	<b>1.246.000,00</b>
Torre meteorológica	1	70.000,00	<b>70.000,00</b>
<b>TOTAL FINAL</b>			<b>18.396.393,68</b>
<b>PROVISÃO DE 3%</b>			<b>551.891,81</b>

**Quadro 12.2.1.5. Fornecimento e Serviços Externos PE Peniche**

<b>FORNECIMENTO E SERVIÇOS EXTERNOS</b>	
	<b>ANUAL</b>
<b>Trabalhos Especializados</b>	7.500,00
<b>Gastos com Pessoal</b>	100.000,00
<b>Rendas</b>	500.000,00
<b>Conservação e Reparação</b>	14.400,00
<b>Contrapartidas Municípios</b>	80.153,10
<b>Seguros</b>	20.000,00
<b>Total</b>	<b>722.053,10</b>

**Quadro 12.2.1.6. Fundo Maneio Necessário de Exploração PE Peniche**

	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>VENDAS</b>	14.363.000	532.429.000	648.242.000	845.056.000
INVENTÁRIOS	39.024.000	12.377.000	11.344.000	24.162.000
CLIENTES	60.885.000	82.598.000	106.148.000	143.650.000
FORNECEDORES	20.168.000	78.141.000	42.765.000	40.453.000
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO DE EXPLORAÇÃO	79.741.000	16.834.000	74.727.000	127.359.000
FMNE / VENDAS	5,55	0,03	0,12	0,15
<b>MÉDIA FMNE/VENDAS</b>	<b>1,46</b>			

Fonte: Dados retirados do R&C da EDP Renováveis

**Quadro 12.2.1.7. Demonstração de Resultados PE Peniche**

	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Vendas	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10
Seguros	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00
Provisões	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73
<b>EBIT</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>

	2017	2018	2019	2020	2021
Vendas	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10
Seguros	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00
Provisões	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73
<b>EBIT</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>

	2022	2023	2024	2025	2026
Vendas	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10
Seguros	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00
Provisões	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73
<b>EBIT</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>

	2027	2028	2029	2030	2031
Vendas	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00	3.206.124,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>	<b>3.206.124,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00	500.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10	80.153,10
Seguros	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00
Provisões	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81	551.891,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>	<b>1.932.179,09</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73	47.254,73
<b>EBIT</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>	<b>804.998,81</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70	201.249,70
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>	<b>603.749,11</b>

**Quadro 12.2.1.8. Determinação do VAL do PE Peniche**

ANO	2011	2012	2013
INVESTIMENTO INICIAL	18.901.891,00		
INVESTIMENTOS POSTERIORES		945.094,55	945.094,55
DEPRECIACÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)		1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIACÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)		47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	18.901.891,00	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	3.780.378,20	320.612,40	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA		1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)		1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	18.901.891,00	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	3.780.378,20	320.612,40	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	<b>-22.682.269,20</b>	<b>1.310.607,64</b>	<b>1.631.220,04</b>
ACTUALIZAÇÃO	-22.682.269,20	1.252.970,98	1.490.902,29

ANO	2014	2015	2016
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	945.094,55	945.094,55	945.094,55
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	47.254,73	47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.932.179,09	1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)	1.449.134,32	1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.631.220,04	1.631.220,04	1.631.220,04
ACTUALIZAÇÃO	1.425.336,79	1.362.654,68	1.302.729,14

ANO	2017	2018	2019
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	945.094,55	945.094,55	945.094,55
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	47.254,73	47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.932.179,09	1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)	1.449.134,32	1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.631.220,04	1.631.220,04	1.631.220,04
ACTUALIZAÇÃO	1.245.438,95	1.190.668,21	1.138.306,13

ANO	2020	2021	2022
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	945.094,55	945.094,55	945.094,55
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	47.254,73	47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.932.179,09	1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)	1.449.134,32	1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.631.220,04	1.631.220,04	1.631.220,04
ACTUALIZAÇÃO	1.088.246,77	1.040.388,89	994.635,65

ANO	2023	2024	2025
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	945.094,55	945.094,55	945.094,55
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	47.254,73	47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.932.179,09	1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)	1.449.134,32	1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.631.220,04	1.631.220,04	1.631.220,04
ACTUALIZAÇÃO	950.894,50	909.076,96	869.098,43

ANO	2026	2027	2028
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	945.094,55	945.094,55	945.094,55
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	47.254,73	47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.932.179,09	1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)	1.449.134,32	1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.631.220,04	1.631.220,04	1.631.220,04
ACTUALIZAÇÃO	830.878,04	794.338,47	759.405,80

ANO	2029	2030	2031
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	945.094,55	945.094,55	945.094,55
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.079.925,55	1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	47.254,73	47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.932.179,09	1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)	1.449.134,32	1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	-182.085,73	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.631.220,04	1.631.220,04	5.732.210,64
ACTUALIZAÇÃO	726.009,37	694.081,62	2.331.784,71

Em 2013 está incluído no *Free Cash Flow Firm* a quantia de 4.100.990,60€ respeitante ao Fundo Maneio Necessário de Exploração. O valor residual é zero devido ao facto dos custos de desmantelamento igualem o valor de venda da sucata.

Valor do Projecto	22.397.846,37
Investimento Inicial	<b>-22.682.269,20</b>
VAL (a 4,6%)	<b>-284.422,83</b>
TIR	4%
1-t	0,75
Re	0,046

## 12.2.2. PARQUE EÓLICO DOS CANDEEIROS

### Quadro 12.2.2.1. Orçamento de construção PE Candeeiros

#### ORÇAMENTO PARQUE EÓLICO DOS CANDEEIROS

	Quantidade	PREÇO	
		UNITÁRIO	TOTAL
<b>AEROGERADORES</b>			
E82 2 MW			
Torre em Betão 100 metros	6	2.500.000,00	15.000.000,00
PT para ligação à subestação (transformador, celas metálicas, protecção 15 kv)	6	990,00	5.940,00
equipamento de segurança e protecção pessoal	3	750,00	2.250,00
Sistema de transmissão de dados SCADA GDA e edifício de Comando	1	40.500,00	40.500,00
Sinalização de aviso à navegação aérea	3	24.230,00	72.690,00
<b>Sub-Total do Grupo Aero geradores</b>			<b>15.121.380,00</b>
Estação Meteorológica	1	15.000,00	15.000,00
<b>TOTAL AEROGERADORES</b>			<b>15.136.380,00</b>
<b>CONSTRUÇÃO CIVIL</b>			
Estaleiro	1	12.470,00	12.470,00
Terraplanagens	1	39.690,00	39.690,00
Pavimentação	1	71150	71.150,00
Drenagem	1	4.740,00	4.740,00
Vala de Cabos	1	54.890,00	54.890,00
Fundações dos aerogeradores	6	104.170,00	625.020,00
<b>TOTAL DA OBRA CIVIL</b>			<b>807.960,00</b>
<b>INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			
Subestação e Edifício de Comando	1	390.000,00	390.000,00
Painel e Aparelhagem	1	170.000,00	170.000,00
Posto de Corte	1	110.840,00	110.840,00
Rede de cabos de média tensão incluindo respectivas ligações			281.028,00
Instalações Auxiliares			184.200,00
<b>TOTAL DAS INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			<b>1.136.068,00</b>
<b>Ligação à rede eléctrica nacional 60 kv - 9,34 km</b>	9,34	175.000,00	<b>1.634.500,00</b>
<b>Torre meteorológica</b>	1	70.000,00	<b>70.000,00</b>
<b>TOTAL FINAL</b>			<b>18.784.908,00</b>
<b>OUTROS CUSTOS</b>			
Prototipo da torre e testes			500.000,00
Patente (Nacional e Internacional)			20.000,00
Projecto Impacto Ambiental			23.000,00
<b>SUB-TOTAL</b>			<b>543.000,00</b>
<b>PROJECTO TOTAL</b>			<b>19.327.908,00</b>

**Quadro 12.2.2.2. Projecção da Produção e Vendas PE Candeeiros**

PROJECÇÃO DE PRODUÇÃO E VENDAS							
TORRE	NEPS (h/ano)	ANO	POTÊNCIA TURBINA	PRODUÇÃO MWh	PREÇO VENDA €/MWh	TOTAL	TOTAL VENDAS ANUAIS
1	3429	1	2,00	6.857	74	507.418,00	
2	3151	1	2,00	6.301	74	466.274,00	
3	3444	1	2,00	6.888	74	509.712,00	
4	3188	1	2,00	6.376	74	471.824,00	
5	3144	1	2,00	6.288	74	465.312,00	
6	3101	1	2,00	6.202	74	458.948,00	<b>2.879.488,00</b>
<b>PRODUÇÃO MÉDIA</b>	3243	1	2,00	6.485	74	479.914,67	

**Quadro 12.2.2.3. Depreciações Anuais PE Candeeiros**

DEPRECIACÕES ANUAIS			
RUBRICA	TAXAS	VALOR	Depreciação/amortização anual
AEROGERADORES E TORRES DE BETÃO	5%	15.121.380,00	756.069,00
FUNDAÇÕES E ACESSOS	5%	807.960,00	40.398,00
SUBESTAÇÃO E POSTO DE TRANSFORMAÇÃO	5%	1.136.068,00	56.803,40
LINHAS E SUPORTES	5%	1.704.500,00	85.225,00
PATENTE (20 anos)	5%	20.000,00	1.000,00
PROJECTO DE DESENVOLVIMENTO	33,33%	500.000,00	166.650,00
<b>TOTAL DEPRECIACÕES / AMORTIZACÕES ANUAIS</b>			<b>1.106.145,40</b>
Investimentos Posteriores AFT	5%	966.395,40	<b>48.319,77</b>

#### Quadro 12.2.2.4. Provisões Anuais PE Candeeiros

	Quantidade	PREÇO	
		UNITÁRIO	TOTAL
<b>AEROGERADORES</b>			
E82 2 MW			
Torre em Betão 100 metros	6	2.500.000,00	15.000.000,00
PT para ligação à subestação (transformador, celas metálicas, protecção 15 kv)	6	990,00	5.940,00
equipamento de segurança e protecção pessoal	3	750,00	2.250,00
Sistema de transmissão de dados SCADA GDA e edifício de Comando	1	40.500,00	40.500,00
Sinalização de aviso à navegação aérea	3	24.230,00	72.690,00
<b>Sub-Total do Grupo Aero geradores</b>			<b>15.121.380,00</b>
Estação Meteorológica	1	15.000,00	15.000,00
<b>TOTAL AEROGERADORES</b>			<b>15.136.380,00</b>
<b>CONSTRUÇÃO CIVIL</b>			
Estalceiro	1	12.463,62	12.463,62
Terraplanagens	1	39.693,57	39.693,57
Pavimentação	1	71153,95	71.153,95
Drenagem	1	4.731,21	4.731,21
Vala de Cabos	1	54.883,33	54.883,33
Fundações dos aerogeradores	6	104.170,00	625.020,00
<b>TOTAL DA OBRA CIVIL</b>			<b>807.945,68</b>
<b>INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			
Subestação e Edifício de Comando	1	390.000,00	390.000,00
Painel e Aparelhagem	1	170.000,00	170.000,00
Posto de Corte	1	110.840,00	110.840,00
Rede de cabos de média tensão incluindo respectivas ligações			281.028,00
Instalações Auxiliares			184.200,00
<b>TOTAL DAS INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS</b>			<b>1.136.068,00</b>
Ligação à rede eléctrica nacional 60 kv - 9,34 km	9,34	175.000,00	1.634.500,00
Torre meteorológica	1	70.000,00	70.000,00
<b>TOTAL FINAL</b>			<b>18.784.893,68</b>
Provisão de 3%			<b>563.546,81</b>

#### Quadro 12.2.2.5. Fornecimento e Serviços Externos PE Candeeiros

<b>FORNECIMENTO E SERVIÇOS EXTERNOS</b>	
	<b>ANUAL</b>
<b>Trabalhos Especializados</b>	8.000,00
<b>Gastos com Pessoal</b>	110.000,00
<b>Rendas</b>	300.000,00
<b>Conservação e Reparação</b>	14.400,00
<b>Contrapartidas Municípios</b>	71.987,20
<b>Seguros</b>	25.000,00
<b>Total</b>	<b>529.387,20</b>

**Quadro 12.2.2.6. Fundo Maneio Necessário de Exploração PE Candeeiros**

	2007	2008	2009	2010
<b>VENDAS</b>	14.363.000	532.429.000	648.242.000	845.056.000
INVENTÁRIOS	39.024.000	12.377.000	11.344.000	24.162.000
CLIENTES	60.885.000	82.598.000	106.148.000	143.650.000
FORNECEDORES	20.168.000	78.141.000	42.765.000	40.453.000
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO DE EXPLORAÇÃO	79.741.000	16.834.000	74.727.000	127.359.000
FMNE / VENDAS	5,55	0,03	0,12	0,15
<b>MÉDIA FMNE/VENDAS</b>	<b>1,46</b>			

**Fonte:** Dados retirados do R&C da EDP Renováveis

**Quadro 12.2.2.7. Demonstração de Resultados PE Candeeiros**

	2011	2012	2013	2014	2015
Vendas					2.879.488,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>					<b>2.879.488,00</b>
Trabalhos especializados					8.000,00
Gastos com Pessoal					110.000,00
Rendas					300.000,00
Conservação e Reparação					14.400,00
Contrapartidas Municípios					71.987,20
Seguros					25.000,00
Provisões					563.546,81
<b>EBITDA</b>					<b>1.786.553,99</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)					1.106.145,40
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)					48.319,77
<b>EBIT</b>					<b>632.088,82</b>
Imposto sobre o rendimento 25%					158.022,20
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>					<b>474.066,61</b>

	2016	2017	2018	2019
Vendas	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>
Trabalhos especializados	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00
Gastos com Pessoal	110.000,00	110.000,00	110.000,00	110.000,00
Rendas	300.000,00	300.000,00	300.000,00	300.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	71.987,20	71.987,20	71.987,20	71.987,20
Seguros	25.000,00	25.000,00	25.000,00	25.000,00
Provisões	563.546,81	563.546,81	563.546,81	563.546,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	48.319,77	48.319,77	48.319,77	48.319,77
<b>EBIT</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	158.022,20	158.022,20	158.022,20	158.022,20
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>

	2020	2021	2022	2023
Vendas	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>
Trabalhos especializados	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00
Gastos com Pessoal	110.000,00	110.000,00	110.000,00	110.000,00
Rendas	300.000,00	300.000,00	300.000,00	300.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	71.987,20	71.987,20	71.987,20	71.987,20
Seguros	25.000,00	25.000,00	25.000,00	25.000,00
Provisões	563.546,81	563.546,81	563.546,81	563.546,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	48.319,77	48.319,77	48.319,77	48.319,77
<b>EBIT</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	158.022,20	158.022,20	158.022,20	158.022,20
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>

	2024	2025	2026	2027
Vendas	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>
Trabalhos especializados	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00
Gastos com Pessoal	110.000,00	110.000,00	110.000,00	110.000,00
Rendas	300.000,00	300.000,00	300.000,00	300.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	71.987,20	71.987,20	71.987,20	71.987,20
Seguros	25.000,00	25.000,00	25.000,00	25.000,00
Provisões	563.546,81	563.546,81	563.546,81	563.546,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	48.319,77	48.319,77	48.319,77	48.319,77
<b>EBIT</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	158.022,20	158.022,20	158.022,20	158.022,20
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>

	2028	2029	2030	2031
Vendas	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>
Trabalhos especializados	8.000,00	8.000,00	8.000,00	8.000,00
Gastos com Pessoal	110.000,00	110.000,00	110.000,00	110.000,00
Rendas	300.000,00	300.000,00	300.000,00	300.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	71.987,20	71.987,20	71.987,20	71.987,20
Seguros	25.000,00	25.000,00	25.000,00	25.000,00
Provisões	563.546,81	563.546,81	563.546,81	563.546,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	48.319,77	48.319,77	48.319,77	48.319,77
<b>EBIT</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	158.022,20	158.022,20	158.022,20	158.022,20
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>

	2032	2033	2034
Vendas	2.879.488,00	2.879.488,00	2.879.488,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>	<b>2.879.488,00</b>
Trabalhos especializados	8.000,00	8.000,00	8.000,00
Gastos com Pessoal	110.000,00	110.000,00	110.000,00
Rendas	300.000,00	300.000,00	300.000,00
Conservação e Reparação	14.400,00	14.400,00	14.400,00
Contrapartidas Municípios	71.987,20	71.987,20	71.987,20
Seguros	25.000,00	25.000,00	25.000,00
Provisões	563.546,81	563.546,81	563.546,81
<b>EBITDA</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>	<b>1.786.553,99</b>
Gastos de depreciação (Inv. Iniciais)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
<b>EBIT</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>	<b>632.088,82</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	158.022,20	158.022,20	158.022,20
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>	<b>474.066,61</b>

**Quadro 12.2.2.8.** Determinação do VAL do PE Candeeiros

ANO	2011	2012	2013	2014
INVESTIMENTO INICIAL				19.327.908,00
INVESTIMENTOS POSTERIORES				
DEPRECIACÕES/AMORTIZACÕES (Inv. Inicial)				
DEPRECIACÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)				
NET CAPEX				19.327.908,00
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO				3.865.581,60
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>				
EBITDA				
EBITDA * (1-t)				
NET CAPEX				19.327.908,00
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO				3.865.581,60
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>				-23.193.489,60
ACTUALIZAÇÃO				-23.193.489,60

ANO	2015	2016	2017
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40	966.395,40
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	287.948,80	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	287.948,80	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.240.036,46	1.527.985,26	1.527.985,26
ACTUALIZAÇÃO	1.035.875,87	1.220.283,51	1.166.619,03

ANO	2018	2019	2020
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40	966.395,40
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.527.985,26	1.527.985,26	1.527.985,26
ACTUALIZAÇÃO	1.115.314,56	1.066.266,31	1.019.375,06

ANO	2021	2022	2023
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40	966.395,40
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.527.985,26	1.527.985,26	1.527.985,26
ACTUALIZAÇÃO	974.545,95	931.688,29	890.715,38

ANO	2024	2025	2026
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40	966.395,40
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.527.985,26	1.527.985,26	1.527.985,26
ACTUALIZAÇÃO	851.544,34	814.095,93	778.294,39

ANO	2027	2028	2029
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40	966.395,40
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.527.985,26	1.527.985,26	1.527.985,26
ACTUALIZAÇÃO	744.067,29	711.345,40	680.062,53

ANO	2030	2031	2032
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40	966.395,40
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.527.985,26	1.527.985,26	1.527.985,26
ACTUALIZAÇÃO	650.155,38	621.563,46	594.228,93

ANO	2033	2034
INVESTIMENTO INICIAL		
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>		
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.527.985,26	5.681.515,66
ACTUALIZACO	568.096,49	2.019.460,97

Em 2034 está includido no *Free Cash Flow Firm* a quantia de 4.153.530,40 respitante ao Fundo Maneio Necessário de Explorao.

O valor residual  zero devido ao facto dos custos de desmantelamento igualarem o valor de venda da sucata.

Valor do Projecto	18.453.599,06
Investimento Inicial	-23.193.489,60
VAL (a 4,60%)	-4.739.890,54
TIR	4%
1-t	0,75
Re	0,0825
Re deflacionado	0,046

## 12.3. INVESTIMENTO TOTAL (1ª E 2ª FASE)

**Quadro 12.3.1. VAL dos projectos (1ª e 2ª Fase)**

ANO	2011	2012	2013
INVESTIMENTO INICIAL	18.901.891,00		
INVESTIMENTOS POSTERIORES		945.094,55	945.094,55
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)		1.079.925,55	1.079.925,55
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)		47.254,73	47.254,73
NET CAPEX	18.901.891,00	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	3.780.378,20	320.612,40	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA		1.932.179,09	1.932.179,09
EBITDA * (1-t)		1.449.134,32	1.449.134,32
NET CAPEX	18.901.891,00	-182.085,73	-182.085,73
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	3.780.378,20	320.612,40	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	-22.682.269,20	1.310.607,64	1.631.220,04
ACTUALIZAO	-22.682.269,20	1.252.970,98	1.490.902,29

ANO	2014	2015	2016
INVESTIMENTO INICIAL	19.327.908,00		
INVESTIMENTOS POSTERIORES	945.094,55	1.911.489,95	1.911.489,95
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	1.079.925,55	2.186.070,95	2.186.070,95
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	47.254,73	95.574,50	95.574,50
NET CAPEX	19.145.822,27	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	3.865.581,60	287.948,80	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.932.179,09	3.718.733,08	3.718.733,08
EBITDA * (1-t)	1.449.134,32	2.789.049,81	2.789.049,81
NET CAPEX	19.145.822,27	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	3.865.581,60	287.948,80	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	-21.562.269,56	2.871.256,51	3.159.205,31
ACTUALIZAO	-21.768.152,81	2.398.530,55	2.523.012,65

ANO	2017	2018	2019
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	1.911.489,95	1.911.489,95	1.911.489,95
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	2.186.070,95	2.186.070,95	2.186.070,95
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	95.574,50	95.574,50	95.574,50
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	3.718.733,08	3.718.733,08	3.718.733,08
EBITDA * (1-t)	2.789.049,81	2.789.049,81	2.789.049,81
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	3.159.205,31	3.159.205,31	3.159.205,31
ACTUALIZAO	2.412.057,98	2.305.982,77	2.204.572,44

ANO	2020	2021	2022
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	1.911.489,95	1.911.489,95	1.911.489,95
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	2.186.070,95	2.186.070,95	2.186.070,95
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	95.574,50	95.574,50	95.574,50
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	3.718.733,08	3.718.733,08	3.718.733,08
EBITDA * (1-t)	2.789.049,81	2.789.049,81	2.789.049,81
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	3.159.205,31	3.159.205,31	3.159.205,31
ACTUALIZAÇÃO	2.107.621,84	2.014.934,83	1.926.323,93

ANO	2023	2024	2025
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	1.911.489,95	1.911.489,95	1.911.489,95
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	2.186.070,95	2.186.070,95	2.186.070,95
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	95.574,50	95.574,50	95.574,50
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	3.718.733,08	3.718.733,08	3.718.733,08
EBITDA * (1-t)	2.789.049,81	2.789.049,81	2.789.049,81
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	3.159.205,31	3.159.205,31	3.159.205,31
ACTUALIZAÇÃO	1.841.609,88	1.760.621,30	1.683.194,36

ANO	2026	2027	2028
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	1.911.489,95	1.911.489,95	1.911.489,95
DEPRECIAÇÕES/AMORTIZAÇÕES (Inv. Inicial)	2.186.070,95	2.186.070,95	2.186.070,95
DEPRECIAÇÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	95.574,50	95.574,50	95.574,50
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	3.718.733,08	3.718.733,08	3.718.733,08
EBITDA * (1-t)	2.789.049,81	2.789.049,81	2.789.049,81
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	3.159.205,31	3.159.205,31	3.159.205,31
ACTUALIZAÇÃO	1.609.172,43	1.538.405,76	1.470.751,21

ANO	2029	2030	2031
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	1.911.489,95	1.911.489,95	1.911.489,95
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	2.186.070,95	2.186.070,95	2.186.070,95
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	95.574,50	95.574,50	95.574,50
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	3.718.733,08	3.718.733,08	3.718.733,08
EBITDA * (1-t)	2.789.049,81	2.789.049,81	2.789.049,81
NET CAPEX	-370.155,50	-370.155,50	-370.155,50
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	3.159.205,31	3.159.205,31	7.260.195,91
ACTUALIZAÇÃO	1.406.071,90	1.344.237,00	2.953.348,17

ANO	2032	2033	2034
INVESTIMENTO INICIAL			
INVESTIMENTOS POSTERIORES	966.395,40	966.395,40	966.395,40
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	1.106.145,40	1.106.145,40	1.106.145,40
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	48.319,77	48.319,77	48.319,77
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>			
EBITDA	1.786.553,99	1.786.553,99	1.786.553,99
EBITDA * (1-t)	1.339.915,49	1.339.915,49	1.339.915,49
NET CAPEX	-188.069,77	-188.069,77	-188.069,77
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	1.527.985,26	1.527.985,26	5.681.515,66
ACTUALIZAÇÃO	594.228,93	568.096,49	2.019.460,97

Valor do Projecto	17.657.955,84
Investimento Inicial	<b>-22.682.269,20</b>
VAL (a 4,60%)	<b>-5.024.313,36</b>
1-t	0,75
Re	0,0825
Re deflacionado	0,046

Neste caso de estudo estamos perante o investimento em três PE, em três momentos diferentes. O primeiro investimento corresponde ao PE de Peniche, o qual proporciona fluxos de caixa.

Este primeiro investimento também possibilita a opção de continuar, crescer no negcio através da construção do PE dos Candeeiros, uma *Call Option*, ou através do abandono do projecto, uma *Put Option*.

O 2º investimento proporciona fluxos de caixa e mais uma opção de continuar ou abandonar para o terceiro investimento, o PE do Moledo, construído em ambiente *offshore*.

Os três projectos estão planeados numa sequência de opções em momentos diferentes, designando-se por *compound options*.

Concluindo, a empresa ao efectuar o primeiro investimento tem a possibilidade de investir num segundo investimento, que por sua vez confere o direito a um novo investimento.

### 13. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Verificamos que o projecto do PE de Peniche tem um VAL negativo de **284.422,83€**, portanto, o projecto seria recusado. Se analisarmos o 2º PE (Candeeiros), o seu valor ainda é mais negativo **4.739.890,54€**.

Os dois projectos juntos têm um valor negativo de **5.024.313,36€**, porém, esta métrica de avaliação tem dificuldades no processo de avaliação em ambientes com elevada incerteza, em especial em projectos multi-período.

Os projectos de investimento com estas características devem ser tratados como opções, usando para o efeito o modelo *Black-Scholes*. Através deste modelo é possível efectuar um planeamento estratégico, podendo a empresa escolher em crescer em 2014, ou abandonar o projecto, vendendo, diferente da métrica tradicional VAL, assente no tudo ou nada.

De acordo com o modelo *Black-Scholes*, já anteriormente apresentado procedemos à formulação do mesmo:

**S**= corresponde aos *Cash Flows* do projecto dos Candeeiros (receitas – despesas), actualizadas à taxa de custo do capital de 4,60%, já anteriormente calculada. O Valor do projecto actualizado do Parque dos Candeeiros é de **18.453.599,07€**.

**X**= O preço de exercício corresponde ao valor do capital investido no ano 3 (2014), que possibilita a expansão do projecto, no valor de **23.193.489,60€**.

**t** = corresponde ao período de tempo até ao início do projecto dos Candeeiros, ou seja, no momento, em que a opção será exercida ou abandonada, no ano 3. O tempo será igual a três anos.

$r$  = Taxa de rendimento sem risco referente ao período da opção, neste caso, 4,5%.

$\sigma$  = Volatilidade do sector igual a **0,50**.

### **Cálculo da Opção de compra (Call Option)**

$$c(S, X, T) = SN(d_1) - Xe^{-rT} * N(d_2)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \left(\frac{\sigma^2}{2}\right)\right) * T}{\sigma * \sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

### **Onde:**

**N (dj)** = distribuição normal acumulada, com média igual a zero e área no interior da curva igual a 1.

**c** = prémio da *call option* tipo europeu

**p** = prémio da *put option* tipo europeu

**X**= Preço de Exercício

**S**= Preço de mercado ou corrente do activo

$Xe^{-rT}$  = Valor actual do preço de exercício em capitalização contínua

**T** = tempo para o termo (**t\*** - **t**)

**t\*** e **t** = data da maturidade e data inicial do contracto da opção

$\sigma$ = Desvio Padrão ou volatilidade

**ln** = Logaritmo Natural

**r** = taxa de juro sem risco em regime de capitalização contínua anual

**Substituindo:**

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{18.453.599,07}{23.193.489,60}\right) + \left(0,045 + \frac{0,45^2}{2}\right) * 3}{0,50 * \sqrt{3}} = 0,3249186492$$

$$d_2 = 0,3249186492 - 0,50 * \sqrt{3} = -0,5411067546$$

$$N(d_1) = 0,627379^{15}$$

$$N(d_2) = 0,294217$$

$$c(S, X, T) = 18.453.599,60 * 0,627379 - 23.193.489,60 * e^{(-0,045*3)} * 0,294217$$

$$c(S, X, T) = 5.615.234,315$$

**Cálculo da Opção de venda (Put Option)**

$$p(S, X, T) = Xe^{-rT} * N(-d_2) - SN(-d_1)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right) * T}{\sigma * \sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma * \sqrt{T}$$

**Substituindo:**

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{18.453.599,07}{23.193.489,60}\right) + \left(0,045 + \frac{0,45^2}{2}\right) * 3}{0,50 * \sqrt{3}} = 0,3249186492$$

$$d_2 = 0,3249186492 - 0,50 * \sqrt{3} = -0,5411067546$$

---

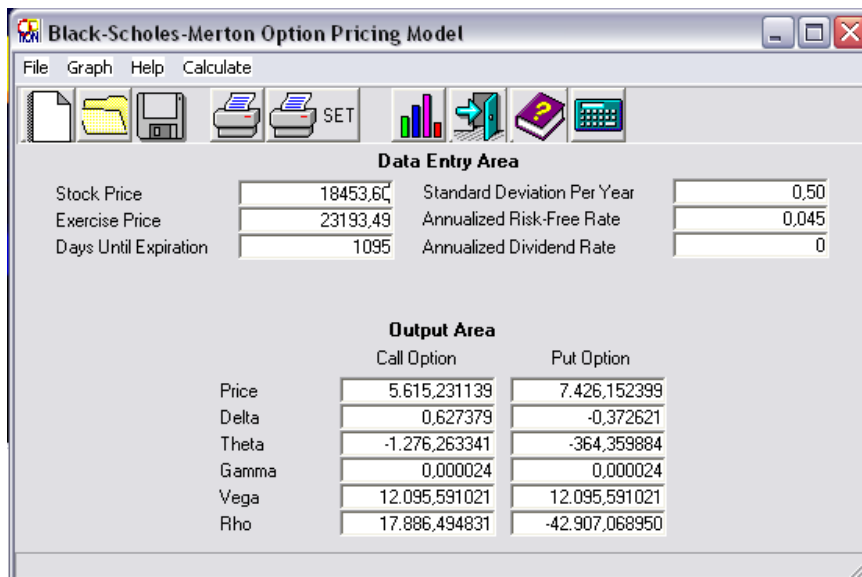
<sup>15</sup> Com recurso à função DISTNORMALP do Excel

$$N(-d_1) = N(-0,3249186492) = 0,372621$$

$$N(-d_2) = N(0,5411067546) = 0,705783$$

$$p(S, X, T) = 23.193.489,60 * e^{(-0,045*3)} * 0,705783 - 18.453.599,07 * 0,372621 = 7.426.155,821$$

### Confirmação dos cálculos através do Software *OPTION!*



**Figura 13.1.** Cálculo da Opção (Put e Call) através do programa *OPTION!*

Fonte: Elaboração Própria

### Conclusões:

Valor do Projecto para a empresa avançar para o PE dos Candeeiros = VAL do PE de Peniche + call option.

$$\text{Valor do Projecto} = -284.422,83 + 5.615.234,315 = \mathbf{5.330.811,49\text{€}}$$

O projecto de investimento com a *call option* tem um valor positivo de **5.330.811,49€**, muito diferente do valor atribuído pela métrica tradicional VAL de **-5.024.313,36€**.

Pelo método do VAL o projecto seria rejeitado na sua totalidade, ou cada um dos parques isoladamente. Com o modelo das Opções, a empresa tem a flexibilidade de decidir no ano 3

(2014), consoante as condições de mercado, em avançar para o PE dos Candeeiros através do exercício da *call option*.

Por outro lado, se o mercado estiver desfavorável à empresa, nesse mesmo ano, a empresa pode decidir abandonar o projecto exercendo a opção de venda (*put option*), pelo valor de **7.426.155,821€**.

Verifica-se que o modelo das opções permite uma abordagem dos projectos de investimento com forte dinâmica, através da inclusão da flexibilidade, muito útil, principalmente, na análise de projectos em ambiente de grande incerteza.

Embora, às métricas tradicionais utilizem a análise por cenários, bom, médio ou mau, consegue reconhecer a incerteza, porém, este sistema não incorpora a volatilidade dentro dos próprios cenários.

### 13.1. PARQUE EÓLICO DO MOLEDO

**Quadro 13.1.1.** Orçamento de construção PE Moledo

<b>INVESTIMENTO</b>			
<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>VALOR UNITÁRIO</b>	<b>QUANTIDADE</b>	<b>VALOR</b>
I&D - Prototipo da torre e Testes			500.000,00
Patente Nacional e Internacional			15.000,00
<b>Sub-total</b>			<b>515.000,00</b>
<b>Construção do Parque</b>			
Aerogerador e torre	1.900.000,00	3	5.700.000,00
<b>Obra Civil</b>			
Estaleiro		1	4.300,00
Fundações	1.000.000,00	3	3.000.000,00
Acessos e Plataformas			200.000,00
<b>Obra Electrica</b>			
Cabos e Montagem			6.000.000,00
Ligação à Rede	73.000,00	9,55	697.150,00
Sub-Estação em terra			615.000,00
Edifício de Comando			45.000,00
Estudo de Impacto Ambiental			50.000,00
Licença dos parques			195.000,00
		<b>Total</b>	<b>17.021.450,00</b>

**Quadro 13.1.2. Projecção da Produção e Vendas PE Moledo**

PROJECÇÃO DE PRODUÇÃO E VENDAS							
	NEPS (h/ano)	ANO	POTÊNCIA DA TURBINA MW	PRODUÇÃO MWh	PREÇO VENDA €/MWh	TOTAL	TOTAL VENDAS ANUAIS
TORRE A	3751,50	1	2	7.503	74	555.222,00	
TORRE B	3709,00	1	2	7.418	74	548.932,00	
TORRE C	3766,50	1	2	7.533	74	557.442,00	<b>1.661.596,00 €</b>
PRODUÇÃO MÉDIA	3742,33	1	2	7.485	74	553.864,84	

**Quadro 13.1.3. Depreciações Anuais PE Moledo**

RUBRICA	TAXAS	VALOR	Depreciação/amortização anual
AEROGERADORES	5%	4.200.000,00	210.000,00
TORRES DE BETÃO	5%	1.500.000,00	75.000,00
FUNDAÇÕES E ACESSOS	5%	3.200.000,00	160.000,00
EDIFÍCIO DE COMANDO	5%	45.000,00	2.250,00
SUBESTAÇÃO E POSTO DE TRANSFORMAÇÃO	5%	615.000,00	30.750,00
LINHAS E SUPORTES	5%	6.697.150,00	334.857,50
PATENTE (20 anos)	5%	15.000,00	750,00
PROJECTO DE DESENVOLVIMENTO	33,33%	500.000,00	166.650,00
<b>TOTAL DEPRECIACÕES / AMORTIZAÇÕES ANUAIS</b>			<b>980.257,50</b>
INVESTIMENTOS POSTERIORES AFT	5%	851.072,50	<b>42.553,63</b>

**Quadro 13.1.4. Provisões Anuais PE Moledo**

PROVISÕES ANUAIS			
Construção do Parque	VALOR UNITÁRIO	QUANTIDADE	VALOR
Aerogerador e torre	1.900.000,00	3	5.700.000,00
<b>Obra Civil</b>			
Estaleiro		1	4.300,00
Fundações	1.000.000,00	3	3.000.000,00
Acessos e Plataformas			200.000,00
<b>Obra Electrica</b>			
Cabos e Montagem			6.000.000,00
Ligação à Rede	73.000,00	9,55	697.150,00
Sub-Estação em terra			615.000,00
Edifício de Comando			45.000,00
		<b>TOTAL</b>	<b>16.261.450,00</b>
<b>PROVISÕES DE 3%</b>			<b>487.843,50</b>

**Quadro 13.1.5. Fornecimento e Serviços Externos PE Moledo**

	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Trabalhos Especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	240.000,00	240.000,00	240.000,00	240.000,00
Contrapartidas Municípios - 2,5 %	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
<b>Total</b>	<b>519.039,90</b>	<b>519.039,90</b>	<b>519.039,90</b>	<b>519.039,90</b>

	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Trabalhos Especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	240.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios - 2,5 %	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
<b>Total</b>	<b>519.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>

	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
Trabalhos Especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	450.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios - 2,5 %	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
<b>Total</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>

	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>
Trabalhos Especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	450.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios - 2,5 %	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
<b>Total</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>

	2034	2035	2036	2037
Trabalhos Especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	450.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios - 2,5 %	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
<b>Total</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>	<b>729.039,90</b>

**Conservação e Reparação (1ºs 5 anos)**

240.000€/turbina/ano

**Conservação e Reparação (2ºs 5 anos)**

450.000€/turbina/ano

**Contrapartidas dos Municípios**

**2,50%**

#### Quadro 13.1.6. Demonstração de Resultados PE Moledo

	2018	2019	2020	2021
Vendas	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	240.000,00	240.000,00	240.000,00	240.000,00
Contrapartidas Municípios	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
Provisões	487.843,50	487.843,50	487.843,50	487.843,50
<b>EBITDA</b>	<b>654.712,60</b>	<b>654.712,60</b>	<b>654.712,60</b>	<b>654.712,60</b>
Gastos de depreciação	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
<b>EBIT</b>	<b>-368.098,53</b>	<b>-368.098,53</b>	<b>-368.098,53</b>	<b>-368.098,53</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	-92.024,63	-92.024,63	-92.024,63	-92.024,63
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>-276.073,89</b>	<b>-276.073,89</b>	<b>-276.073,89</b>	<b>-276.073,89</b>

	2022	2023	2024	2025
Vendas	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	240.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
Provisões	487.843,50	487.843,50	487.843,50	487.843,50
<b>EBITDA</b>	<b>654.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>
Gastos de depreciação	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
<b>EBIT</b>	<b>-368.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	-92.024,63	-144.524,63	-144.524,63	-144.524,63
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>-276.073,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>

	2026	2027	2028	2029
Vendas	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	450.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
Provisões	487.843,50	487.843,50	487.843,50	487.843,50
<b>EBITDA</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>
Gastos de depreciação	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
<b>EBIT</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	-144.524,63	-144.524,63	-144.524,63	-144.524,63
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>

	2030	2031	2032	2033
Vendas	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	450.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
Provisões	487.843,50	487.843,50	487.843,50	487.843,50
<b>EBITDA</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>
Gastos de depreciação	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
<b>EBIT</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	-144.524,63	-144.524,63	-144.524,63	-144.524,63
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>

	2034	2035	2036	2037
Vendas	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00	1.661.596,00
<b>TOTAL DAS VENDAS</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>	<b>1.661.596,00</b>
Trabalhos especializados	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Gastos com Pessoal	100.000,00	100.000,00	100.000,00	100.000,00
Rendas	80.000,00	80.000,00	80.000,00	80.000,00
Conservação e Reparação	450.000,00	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Contrapartidas Municípios	41.539,90	41.539,90	41.539,90	41.539,90
Seguros	50.000,00	50.000,00	50.000,00	50.000,00
Provisões	487.843,50	487.843,50	487.843,50	487.843,50
<b>EBITDA</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>	<b>444.712,60</b>
Gastos de depreciação	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
Gastos de depreciação (Inv. Posteriores)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
<b>EBIT</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>	<b>-578.098,53</b>
Imposto sobre o rendimento 25%	-144.524,63	-144.524,63	-144.524,63	-144.524,63
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>	<b>-433.573,89</b>

**Quadro 13.1.7. Determinação do VAL do PE Moledo**

ANO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INVESTIMENTO INICIAL							17.021.450,00
INVESTIMENTOS POSTERIORES							
DEPRECIACÕES/AMORTIZACÕES (Inv. Inicial)							
DEPRECIACÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)							
NET CAPEX							17.021.450,00
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO							3.404.290,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>							
EBITDA							
EBITDA * (1-t)							17.021.450,00
NET CAPEX							
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO							3.404.290,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>							-20.425.740,00
ACTUALIZAÇÃO							-15.595.083,06

ANO	2018	2019	2020	2021
INVESTIMENTO INICIAL				
INVESTIMENTOS POSTERIORES	851.072,50	851.072,50	851.072,50	851.072,50
DEPRECIACÕES/AMORTIZACÕES (Inv. Inicial)	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
DEPRECIACÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	166.159,60	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>				
EBITDA	654.712,60	654.712,60	654.712,60	654.712,60
EBITDA * (1-t)	491.034,45	491.034,45	491.034,45	491.034,45
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	166.159,60	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	496.613,48	662.773,08	662.773,08	662.773,08
ACTUALIZAÇÃO	362.490,57	462.499,62	442.160,25	422.715,34

ANO	2022	2023	2024	2025
INVESTIMENTO INICIAL				
INVESTIMENTOS POSTERIORES	851.072,50	851.072,50	851.072,50	851.072,50
DEPRECIACÕES/AMORTIZACÕES (Inv. Inicial)	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
DEPRECIACÕES POSTERIORES (Inv. Posterior)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>				
EBITDA	654.712,60	444.712,60	444.712,60	444.712,60
EBITDA * (1-t)	491.034,45	333.534,45	333.534,45	333.534,45
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	662.773,08	505.273,08	505.273,08	505.273,08
ACTUALIZAÇÃO	404.125,57	294.541,13	281.588,07	269.204,66

ANO	2026	2027	2028	2029
INVESTIMENTO INICIAL				
INVESTIMENTOS POSTERIORES	851.072,50	851.072,50	851.072,50	851.072,50
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>				
EBITDA	444.712,60	444.712,60	444.712,60	444.712,60
EBITDA * (1-t)	333.534,45	333.534,45	333.534,45	333.534,45
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	505.273,08	505.273,08	505.273,08	505.273,08
ACTUALIZAÇÃO	257.365,83	246.047,64	235.227,19	224.882,59

ANO	2030	2031	2032	2033
INVESTIMENTO INICIAL				
INVESTIMENTOS POSTERIORES	851.072,50	851.072,50	851.072,50	851.072,50
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>				
EBITDA	444.712,60	444.712,60	444.712,60	444.712,60
EBITDA * (1-t)	333.534,45	333.534,45	333.534,45	333.534,45
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	505.273,08	505.273,08	505.273,08	505.273,08
ACTUALIZAÇÃO	214.992,92	205.538,16	196.499,20	187.857,74

ANO	2034	2035	2036	2037
INVESTIMENTO INICIAL				
INVESTIMENTOS POSTERIORES	851.072,50	851.072,50	851.072,50	851.072,50
DEPRECIACOES/AMORTIZACOES (Inv. Inicial)	980.257,50	980.257,50	980.257,50	980.257,50
DEPRECIACOES POSTERIORES (Inv. Posterior)	42.553,63	42.553,63	42.553,63	42.553,63
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>				
EBITDA	444.712,60	444.712,60	444.712,60	444.712,60
EBITDA * (1-t)	333.534,45	333.534,45	333.534,45	333.534,45
NET CAPEX	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63	-171.738,63
FUNDO MANEIO NECESSÁRIO EXPLORAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>FREE CASH FLOW FIRM</b>	505.273,08	505.273,08	505.273,08	4.075.722,68
ACTUALIZAÇÃO	179.596,31	171.698,19	164.147,41	1.265.845,87

No ano 2037 está Incluído no *Free Cash Flow Firm* a quantia de 3.570.449,60 referente ao Fundo Maneio Necessário de Exploração.

Valor do Projecto	6.489.024,26
Investimento Inicial	<b>-20.425.740,00</b>
VAL (a 4,6%)	<b>-13.936.715,74</b>
TIR	-3%
1-t	0,75
Re	0,046

Relativamente ao projecto do PE do Moledo, correspondente à 3ª fase de Investimento a ocorrer no ano 6 (2017), a incerteza das condições externas e internas da empresa aumenta exponencialmente, de facto, é difícil prever a evolução do mercado, suas oscilações, a entrada de novos concorrentes, as opções políticas para o sector, a questão da tarifa, etc.

Todavia, o PE de Peniche e dos Candeeiros, entram em funcionamento, o primeiro em 2012 e o seguinte em 2015, a presença no mercado além de proporcionar experiência através da melhoria contínua dos processos, com ganhos significativos em termos de eficiência e eficácia, por outro lado, trata-se de uma vantagem competitiva face aos futuros concorrentes, considerando a quota de mercado já conquistada.

Neste contexto, e considerando o espaço temporal, é possível criar oportunidades de acelerar o projecto e antecipar a sua construção, também, num cenário mais pessimista o projecto do Moledo pode ser adiado, no intuito de esperar por melhores condições para a sua concretização, porém, existe sempre o risco inerente dos concorrentes, antecipando-se, ocupando os recursos disponíveis, comprometendo os planos estratégicos delineados pela empresa.

A opção de expandir no ano 6 (2017), e proceder à construção do PE, é quantificada através do Modelo *Black-Scholes*, já nosso conhecido:

**S=** corresponde aos *Cash Flows* do projecto do Moledo (receitas – despesas), actualizadas à taxa de custo do capital de 4,60%, já anteriormente calculada. O valor do projecto actualizado do Parque do Moledo é de **6.489.024,26€**.

**X=** O preço de exercício corresponde ao valor do capital investido no ano 6 (2017), que possibilita a expansão do projecto, no valor de **20.425.740€**.

**t =** corresponde ao período de tempo até ao início do projecto do Moledo, ou seja, no momento, em que a opção será exercida ou abandonada, no ano 6. O tempo será igual a seis anos.

$r$  = Taxa de rendimento sem risco referente ao período da opção, neste caso, 4,5%.

$\sigma$  = Volatilidade do sector igual a 0,50.

### **Cálculo da Opção de compra (*Call Option*)**

$$c(S, X, T) = SN(d_1) - Xe^{-rT} * N(d_2)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \left(\frac{\sigma^2}{2}\right)\right) * T}{\sigma * \sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma * \sqrt{T}$$

Substituindo:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{6.489.024,26}{20.425740,00}\right) + \left(0,045 + \frac{0,50^2}{2}\right) * 6}{0,50 * \sqrt{6}} = -0,1034368046$$

$$d_2 = -0,1034368046 - 0,50 * \sqrt{6} = -1,328181676$$

$$N(d_1) = 0,458808$$

$$N(d_2) = 0,092059$$

$$c(S, X, T) = 6.489.024,26 * 0,458808 - 20.425.740,00 * e^{(-0,045*6)} * 0,092059$$

$$c(S, X, T) = 1.541.765€$$

### **Cálculo da Opção de Abandono (*Put Option*)**

$$p(S, X, T) = Xe^{-rT} * N(-d_2) - SN(-d_1)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right) * T}{\sigma * \sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma * \sqrt{T}$$

**Substituindo:**

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{6.489.024,26}{20.425740,00}\right) + \left(0,045 + \frac{0,50^2}{2}\right) * 6}{0,50 * \sqrt{6}} = -0,1034368046$$

$$d_2 = -0,1034368046 - 0,50 * \sqrt{6} = -1,328181676$$

$$N(-d_1) = 0,541192$$

$$N(-d_2) = 0,907941$$

$$p(S, X, T) = 20425740 * e^{(-0,045*6)} * 0,907941 - 6.489.024,26 * 0,541192$$

$$p(S, X, T) = 10.645.356€$$

**Confirmação dos cálculos através do Software *OPTION!***

Data Entry Area			
Stock Price	6489	Standard Deviation Per Year	0,50
Exercise Price	20425,74	Annualized Risk-Free Rate	0,045
Days Until Expiration	2190	Annualized Dividend Rate	

Output Area		
	Call Option	Put Option
Price	1.541,765053	10.645,356126
Delta	0,458807	-0,541193
Theta	-327,396513	374,270085
Gamma	0,000050	0,000050
Vega	6.307,249808	6.307,249808
Rho	8.612,591750	-84.942,954686

**Figura 13.1.1.** Cálculo da Opção (Put e Call) através do programa *OPTION!*

Fonte: Elaboração própria

A opção de expandir através da execução do PE do Moledo tem um valor de **1.541.765€** quantia insuficiente para fazer face ao VAL negativo de **-13.936.715,74€**.

#### **Valor do Projecto = VAL + Opção de Expansão**

Valor do projecto = -13.936.715,74€ + 1.541.765€ = **-12.394.950,74€**

Neste sentido o projecto desta 3ª fase não proporciona criação de valor para a empresa e a opção seria rejeitada, projecto sem viabilidade económica.

Alternativamente, existe a opção de abandonar o projecto, considerando a inviabilidade de avançar, esta opção tem o valor de **10.645.356€**, neste sentido, existem diversas soluções, desde a venda do projecto à procura de soluções através da partilha do risco e do investimento, diminuindo a exposição da empresa, como por exemplo, a criação de *Joint Ventures*.

## **14. CONCLUSÕES**

Os problemas energéticos presentes preocupam a comunidade mundial por diversos motivos, a escassez provável do petróleo, o impacto resultante nos preços e os efeitos lesivos para a economia, por outro lado, o aumento generalizado do consumo de energia e as emissões de CO<sub>2</sub> são preocupações actuais.

A solução reside no incremento das energias renováveis e no estabelecimento de um *mix* energético, com vantagens na segurança do abastecimento, e na redução de emissões de gases poluentes.

Portugal assumiu compromissos internacionais no seio da UE, no sentido de implementar as energias renováveis, nomeadamente a energia eólica.

São tecnologias em fase de desenvolvimento e nesse aspecto têm custos elevados e retornos financeiros a longo prazo. As tarifas e as respectivas vendas estão garantidas por decreto-lei, durante 15 anos ou 33GWh por MW instalado, ou seja 33.000 horas, existindo um grande potencial de crescimento, tanto em ambiente *onshore* como em ambiente *offshore*.

O objectivo da presente dissertação consistiu em avaliar de que forma o modelo das Opções Reais, quantifica a flexibilidade inerente ao estudo do projecto de investimento em parques eólicos, considerando a incerteza nas projecções a longo prazo.

O projecto foi estabelecido numa análise multi-período, com três fases de investimento, o PE de Peniche no arranque, três anos mais tarde, o PE dos Candeeiros e seis anos depois o PE do Moledo em ambiente *offshore*.

O projecto de penetração tinha um VAL negativo de **-284.422,83€** e o segundo projecto dos Candeeiros um VAL negativo de **-4.739.890,54€**. O investimento total dos dois parques *onsshore* também era negativo no valor de **-5.024.313,36€**.

De acordo com a métrica tradicional VAL os projectos seriam rejeitados e declarados inviáveis.

Através do modelo das Opções Reais, os decisores disponham de uma opção estratégica, em decidir no 3º ano se avançavam para a construção do PE dos Candeeiros, esta opção de expansão (*Call Option*), tem um valor de **5.615.234,315 €**, suficiente para fazer face ao VAL negativo do projecto de penetração (Peniche).

O projecto no conjunto dos dois parques, apresentava um VAL Estratégico positivo de **5.330.811,49€**, o valor da flexibilidade tornou o projecto viável.

No mesmo ano e caso o decisor não decidisse expandir o negócio podia abandonar pelo valor de **7.426.155,821€**, considerando os dados do externos e internos da empresa.

Não obstante, o PE do Moledo tem um VAL extremamente negativo de **-13.936.715,74€**, e o valor da flexibilidade inserida na opção de compra, em 2017, com o valor de **1.541.765,00€**, é insuficiente para tornar o projecto atractivo, porém, a opção de vender com o valor de **10.645.356,00€**, abre a possibilidade de efectuar alianças estratégicas, partilhando o negócio e o risco do projecto, podendo, tendo em conta o mercado, antecipar a implementação do parque.

Conclui-se que o Modelo das Opções Reais confere dinâmica e flexibilidade no processo de tomada de decisão, em detrimento do tudo ou nada, preconizado pela métrica tradicional do VAL.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) A Energia Eólica em Portugal, 2010. [Em linha]. Lisboa: REN. 2010[Consultado em 12Fev.2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/EnergiaEolica/A%20Energia%20E%C3%B3lica%20em%20Portugal%20-%202010.pdf>
- 2) A Factura Energética Portuguesa. N.º 25. [Em linha]. Lisboa: DGEG, 2010. [Consultado em 04 Jul.2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.dgge.pt/>
- 3) Aerogeradores Enercon: Produtos. 2009.[Em linha]. Aurich: ENERCON, 2009. [Consultado em 05Maio.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www1.enercon.de/www/pt/broschueren.nsf/c57e131aa53afc78c12570bd004a94b4/4e65567837034b96c12575e0004773f2/\\$FILE/ENE\\_Produktuebersicht\\_por\\_2.pdf](http://www1.enercon.de/www/pt/broschueren.nsf/c57e131aa53afc78c12570bd004a94b4/4e65567837034b96c12575e0004773f2/$FILE/ENE_Produktuebersicht_por_2.pdf).
- 4) Aerogeradores ENERCON: Tecnologia e Assistência Técnica [Em linha] Aurich: ENERCON, 2009. [Consultado em 05Maio.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www1.enercon.de/www/pt/broschueren.nsf/c57e131aa53afc78c12570bd004a94b4/a3bf493a7c9e1107c12575e0004723b7/\\$FILE/ENE\\_Techno+Service\\_por\\_010409.pdf](http://www1.enercon.de/www/pt/broschueren.nsf/c57e131aa53afc78c12570bd004a94b4/a3bf493a7c9e1107c12575e0004723b7/$FILE/ENE_Techno+Service_por_010409.pdf).
- 5) AMARAL, Luís Mira - Energia e Mercado Ibérico: A concorrência já chegou ao Sector Eléctrico. Lisboa: Booknomics, 2006. ISBN: 9789898020017.
- 6) AMARAL, Susana Margarida da Silva – Análise comparativa de impacto ambiental de parques eólicos em Portugal. Lisboa: Faculdade de Ciências. Universidade de Lisboa. Departamento de Biologia Animal, 2009.46 p. Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em Ecologia e Gestão Ambiental. Orientador Prof. Doutor Henrique Cabral.
- 7) ARAUJO, José Maia – Manual de Análise de Projectos de Investimento, 2ª edição. Lisboa: Editora Rei dos Livros, 2003. ISBN: 9789725110492.
- 8) BP Statistical Review of World Energy [Em linha]. Londres: BP p.l.c., Junho 2010. [Consult.04Jul.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2008/STAGING/local\\_assets/2010\\_downloads/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2010.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf)
- 9) BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart. C.; ALLEN, Franklin – Principles of Corporate Finance, 9ª Edição. Boston: McGraw-Hill, 2008. ISBN: 9780071263276.
- 10) CASTRO, Rui M.G.- Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Condições Técnicas e Económicas da Produção em Regime Especial Renovável. Edição 2. Lisboa: IST, 2003. [Consultado em 15FEV.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Condicoes\\_Tecnicas\\_e\\_Economicas\\_da\\_Producao\\_em\\_Regime\\_Especial\\_Renovavel.pdf](http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/Condicoes_Tecnicas_e_Economicas_da_Producao_em_Regime_Especial_Renovavel.pdf)
- 11) CBOE [Em linha]. [Consultado em 24Jun.2011]. Disponível na Internet: <URL: <http://www.cboe.com/DelayedQuote/DQBeta.aspx>.
- 12) CENTRE DE DÉVELOPPEMENT DE L' OCDE – Manuel d' analyse dès projects industrielles: dans les pays em voie de developpement. Paris: Centre de Développement de l' Organisation de Coopération de Développement Économiques, 1972.
- 13) Clean energy: Progress Report.[Em linha].Paris: IEA, 2011. [Consultado em 04Jul.2011]. Disponível em WWW:<URL: [http://www.iea.org/papers/2011/CEM\\_Progress\\_Report.pdf](http://www.iea.org/papers/2011/CEM_Progress_Report.pdf).

- 14) COSTA, P; SIMÕES, T. ; ESTANQUEIRO, Ana. Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal, presented at Workshop on Oceans as a Source of Energy. Lisboa: LNEG, 2010.
- 15) DAMODARAN, Aswath – The Promise and Peril of Real Option. Social Science Research Network. Publicado em Julho2005. [Consultado em 23Jun2011]. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=1295849>.
- 16) DECISÃO N° 406/2009/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2009-04-23).L140/36 – L140/148.
- 17) DECISION n° 406/2009/EC. Official Journal of the European Union.(2009-06-05).136-148.
- 18) DECLARAÇÃO DE RECTIFICAÇÃO N° 71/2007.D.R. N° 141. Série I. (2007-07-24). 4676.
- 19) DECRETO-LEI N° 12/2001. D.R. N° 21. Série I-A (2001-01-25). 358.
- 20) DECRETO-LEI N° 126/2010. D.R. N° 227. Série I (2010-11-23). 5334-5336.
- 21) DECRETO-LEI N° 132-A/2010.D.R. N° 245. Série I (2010-12-21). 5832-5834
- 22) DECRETO-LEI N° 165/2008. D.R. N° 161. Serie I (2008-08-21). 5852-5854
- 23) DECRETO-LEI N° 168/99.D.R. N° 115. Série I-A (1999-05-18). 2619-2628
- 24) DECRETO-LEI N° 182/95.D.R. N°172/95, Série I-A (1995-07-27). 4772-4783.
- 25) DECRETO-LEI N° 188/95. D.R. n° 172/95, Série I-A (1995-07-27).4824-4828.
- 26) DECRETO-LEI N° 189/1988.D.R. N° 123. Série I-A (1988-05-27). 2289-2296.
- 27) DECRETO-LEI N° 197/2005. D.R. N° 214. Série I-A (2005-11-08). 6411-6438.
- 28) DECRETO-LEI N° 225/2007. D.R. N° 105. Série I (2007-05-31). 3630-3638.
- 29) DECRETO-LEI N° 232/2007. D.R. n° 114. Série I (2007-06-15). 3866-3871.
- 30) DECRETO-LEI N° 238/2008.D.R. N° 241. Série I (2008-12-15). 8773-8780.
- 31) DECRETO-LEI N° 312/2001. D.R. N° 284. Série I-A (2001-12-10). 8016-8024.
- 32) DECRETO-LEI N° 339-C/2001.D.R. N° 300.Série I-A (2001-12-29).8520-(2)-8520(3).
- 33) DECRETO-LEI N° 33-A/2005. D.R. N° 33. Série I-A (2005-02-16). 1180-1189.
- 34) DECRETO-LEI N° 5/2011. D.R. N° 6. Série I (2011-01-10). 173-175.
- 35) DECRETO-LEI N° 51/2010. D.R. N° 98. Série I (2010-05-20). 1740-1742.
- 36) DECRETO-LEI N° 69/2000. D.R. N° 102. Série I- A (2000-05-03). 1784-1801.
- 37) Descrição do Funcionamento do MIBEL. [Em linha]. Espanha/Portugal: Conselho de Reguladores do MIBEL, 2009. [Consultado em 21Jun2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo\\_MIBEL\\_PT.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo_MIBEL_PT.pdf)
- 38) DGEG. [Em linha]. [Consultado em 25Abr2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.dgge.pt/pagina.aspx?back=1&codigoms=0&codigono=738680528054A  
AAAAAAAAAAAA&chave=tarifa&tema=all&advance=2](http://www.dgge.pt/pagina.aspx?back=1&codigoms=0&codigono=738680528054AAAAAAAAAAAAA&chave=tarifa&tema=all&advance=2)
- 39) DIRECTIVA 2001/42/CE. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2001-07-21). L197/30 – L197/35.
- 40) DIRECTIVA 2001/77/CE. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2001-09-27). L283/40.
- 41) DIRECTIVA 2003/30/CE. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2003-05-08). L123/42 – L123/46.
- 42) DIRECTIVA 2003/35/CE. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2003-06-25). 0017-0025.
- 43) DIRECTIVA 2003/54/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2003-06-26). L 176/37 – L 176/55.

- 44) DIRECTIVA 2003/54/CE. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2003-07-15). L 176/37 – L 176/55.
- 45) DIRECTIVA 2009/28/CE. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2009-06-05). L 140/16 – L 140/62.
- 46) DIRECTIVA 2009/77/CE DA COMISSÃO. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (2009-07-01). L 172/23 – L 172/33.
- 47) DIRECTIVA 96/92/CE. Jornal Oficial das Comunidades Europeias. (1996-12-19). L 27/20 – L27/29.
- 48) EEA Technical report nº 6/2009. Europe's onshore and wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints. Copenhagen: EEA, 2009. ISBN 978-92-9213-000-8.
- 49) Eolic Trusstower. [Projecção Visual]. Lisboa: Inventors Carlos Rodrigues; Válder Lúcio, Maio 2011. 18 diapositivos.
- 50) ESTEVES, Teresa Maria Veloso Nunes Simões – Base de Dados do Potencial Energético do Vento em Portugal: Metodologia e Desenvolvimento. Lisboa: Faculdade de Ciências. Universidade de Lisboa. 2004.93p. Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em Ciências e Engenharia da Terra. Orientador Prof. Doutora Ana Estanqueiro e Prof. Doutor João Catalão.
- 51) Eurostat, Statistics Database – Porbase [Em linha]. European Commission: 2011. [Consultado em 04Jul.2011] Disponível em WWW <URL: [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=t2020\\_32](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=t2020_32).
- 52) Eurostat: Energy, transport and environment indicators. [Em linha]. Luxemburgo: European Union, 2011. [Consultado em 04Jul.2011] Disponível em WWW: <URL: [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY\\_OFFPUB/KS-DK-10-001/EN/KS-DK-10-001-EN.PDF](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-DK-10-001/EN/KS-DK-10-001-EN.PDF)> ISSN 1725-4566.
- 53) FERREIRA, Domingos – fusões, aquisições e reestruturações de empresas, vol. II. Lisboa: Edições Sílabo, 2002. ISBN: 9726182808.
- 54) FERREIRA, Domingos – Opções Financeiras: Gestão de Risco, Especulação e Arbitragem. Lisboa: Edições Sílabo, 2005. ISBN: 9726183847.
- 55) FRANCIS, Jack C., IBBOTSON, Roger – Investments: A Global Perspective. New Jersey: Prentice Hall, 2002. ISBN: 0138907404.
- 56) FREIRE, Adriano – Inovação: Novos produtos, serviços e negócios em Portugal. Lisboa: Verbo, 2000. ISBN: 9722220160.
- 57) IEA Wind Energy: Annual Report 2009. Paris: IEA, 2010. ISBN 0978638344
- 58) IEA Wind Energy: Annual Report 2008. Paris: IEA, 2009. ISBN 0978638336
- 59) Índice de Energia e CO<sub>2</sub> em Portugal [Em linha]. Lisboa: Evalue.pt [Consultado em 12Ago. 2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.evalue.pt/30/ie\\_ago10\\_pdf.pdf](http://www.evalue.pt/30/ie_ago10_pdf.pdf)
- 60) International Energy Outlook [Em linha]. Washington: U.S. Department of Energy, Julho 2010. [Consult. 04Jul.2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://205.254.135.24/oiaf/ico/pdf/0484%282010%29.pdf>
- 61) Key World Energy Statistics [Em linha]. Washington: U.S. Department of Energy, 2010. [Consultado em 04Jul.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key\\_stats\\_2010.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf)
- 62) LANDSBURG, Steven E.; FEINSTONE, Lauren J. – Macroeconomics. New York: The McGraw-Hill, 1997. ISBN: 0071144846.
- 63) MARQUES DA SILVA, F. Caracterização do Recurso Eólico. Em *Curso de Formação – Acção do Programa Altern. Energia Eólica, Cap.2*. Lisboa: INETI, (1996).
- 64) MARQUES, Albertino - Concepção e Análise de Projectos de Investimento. Lisboa: Edições Sílabo, 1988. ISBN: 9789726182320.

- 65) MARUJO, R.; ESTANQUEIRO, Ana; PIRES, C.- MOS – “Model Output Statistics” – Aplicação da metodologia para correcção das previsões de vento obtidas para Portugal Continental. EOL – Comunicações em actas de encontros científicos internacionais [Em linha]. 1-3 Março 2010, 6pp. [Consultado em 04Jun2011]. Disponível na Internet: <URL: <http://hdl.handle.net/10400.9/1174>.
- 66) MATOS, Fernando Braga – A Bolsa para Iniciados. Lisboa: Editorial Presença, 2008. ISBN: 9789722340250.
- 67) MITHÁ, Omar. - Análise de Projectos de Investimento. Lisboa: Escolar Editora, 2008. ISBN: 9789725922170.
- 68) MOTA, António Gomes, *et al.* – Finanças Empresariais: Teoria e Prática, 2ª Edição. Lisboa: Publisher Team, 2006. ISBN: 9789896010409.
- 69) NEVES, João Carvalho – Análise Financeira: técnicas fundamentais. Lisboa: Texto Editores, 2007. ISBN: 9789724725970.
- 70) O Negócio da Electricidade em Portugal. [Em linha]. Lisboa: Galp, Junho 2011. [Consultado 04Jul.2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>.
- 71) O Sector Eléctrico em Portugal Continental: Contributo para discussão [Em linha]. Lisboa: BPI, Março de 2011. [Consultado em 04 de Jul. 2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://rep.bancobpi.pt/RepMultimedia/getMultimedia.asp?channel=Multimedia%20%20Banco%20BPI%20%20Not%EDcias&content=20110331\\_EstudoSectorElectrico\\_Completo](http://rep.bancobpi.pt/RepMultimedia/getMultimedia.asp?channel=Multimedia%20%20Banco%20BPI%20%20Not%EDcias&content=20110331_EstudoSectorElectrico_Completo).
- 72) OMIP [Em linha]. Mibel. [Consultado em 01JUN11] Disponível em WWW <URL: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>.
- 73) Operational offshore wind farms in Europe end 2010. [Em linha]. Bruxelas: EWEA, 2010. [Consultado em 20Mar.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/statistics/110214\\_public\\_offshore\\_wind\\_farms\\_in\\_Europe\\_2010.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/110214_public_offshore_wind_farms_in_Europe_2010.pdf).
- 74) Parques Eólicos em Portugal [Em linha]. Porto: INEGI, 2009. [Consultado em 12 Jan.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/INEGI\\_Parques\\_De09.pdf](http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/INEGI_Parques_De09.pdf)
- 75) Perspectivas em Tecnologias Energéticas 2010: Cenários e estratégias até 2050.[Em linha]. Paris: IEA, 2010. [Consultado em 04Jul.2011]. Disponível em WWW: <URL:[http://www.iea.org/techno/etp/etp10/Portuguese\\_Executive\\_Summary.pdf](http://www.iea.org/techno/etp/etp10/Portuguese_Executive_Summary.pdf).
- 76) PINTO, J., *et al.* – Desafios e Soluções para a integração de 7500 MW de Potência Eólica na Rede Portuguesa. XIII Eriac, Décimo Tercer Encuentro Regional Ibero Americano de Cigré. Puerto Iguazú, Argentina, 2009.
- 77) REGULAMENTO N° 3301/86. Série I-A (1986-10-27).
- 78) Relatório da Comissão Estratégica dos Oceanos: Análise e Propostas, Parte II. [Em linha].Lisboa: Comissão Estratégica dos Oceanos, 2004 [Consultado em 15Maio2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://repositorioaberto.up.pt/bitstream/10216/388/2/13838.pdf>
- 79) Relatório e Contas do Grupo REN [Em linha]. Lisboa: REN – Redes Energéticas nacionais, SGPS, S.A. [Consultado em 25Fev.2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.ren.pt/SiteCollectionDocuments/Investidor/AG%202010/Pontos%20da%20Ordem%20do%20dia/AGPonto2RC.pdf>.
- 80) Renováveis: Estatísticas rápidas n° 57/58. [Em linha]. Lisboa: DGEG, 2010.[Consultado em 10 Fev.2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.dgge.pt/>.

- 81) Renováveis: Estatísticas rápidas nº 62. [Em linha]. Lisboa: DGEG, 2010. [Consultado em 15 Jan.2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.dgge.pt/>.
- 82) Renováveis: Estatísticas rápidas nº 70. [Em linha]. Lisboa: DGEG, 2010. [Consultado em 05Jan.2011]. Disponível em WWW:<URL: <http://www.dgge.pt/>
- 83) RESOLUÇÃO DO CONSELHO DE MINISTROS Nº 169/2005. D.R. Nº 204. Série I-B (2005-10-24). 6168-6176.
- 84) RESOLUÇÃO DO CONSELHO DE MINISTROS Nº 72/2010. D.R. Nº 177. Série I. (2010-09-10). 3997-3998.
- 85) RESOLUÇÃO DO CONSELHO DE MINISTROS nº 72/2010.D.R.nº 177, Série I (2010-09-10). 3977-3998.
- 86) ROSAS, Pedro André Carvalho; ESTANQUEIRO, Ana Isabel - Guia de Projecto Eléctrico de Centrais Eólicas, Volume I [Em linha]. Recife: WWEA, 2003. [Consultado em 25Fev.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.adinelsa.com.pe/files/publicaciones/Proyecto\\_Electrico\\_Centrales\\_Eolicas.pdf](http://www.adinelsa.com.pe/files/publicaciones/Proyecto_Electrico_Centrales_Eolicas.pdf).
- 87) RWE Innogy. Fact Book Renewable Energy. [Projecção visual]. Essen: RWE, 2010. 74 Diapositivos.
- 88) SARAIVA, Rodrigo Vasconcelos – Localização óptima dos conversores de um parque eólico para minimização de custos totais. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2007. 59p. Dissertação para obtenção do grau de mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores. Orientador Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro.
- 89) SOARES, João Oliveira *et al.* – Avaliação de projectos de investimento na óptica empresarial, 2ª Edição, revist. E corrigida. Lisboa: Sílabo, 2006. ISBN: 972618410-X.
- 90) Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011. [Em linha]. Lisboa: ERSE, 2010. [Consultado em 15Maio2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifareguladas2011/Documents/Tarifas%202011.pdf>.
- 91) Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009 a 2011. [Em linha]. Lisboa: ERSE, 2008. [Consultado em 15Maio2011]. Disponível em WWW: <URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/treg2009/Documents/CImprensaTarifas2009FINAL16Dez08.pdf>.
- 92) Technology Roadmap: Wind Energy [Em linha]. Paris: IEA, 2009. [Consultado em 04Jul.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.iea.org/Papers/2009/wind\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/Papers/2009/wind_roadmap.pdf)
- 93) The Economics of Wind Energy: A report by the European Wind Energy Association.[Em linha].Bruxelas: EWEA, 2009.[Consultado em 06Maio.2011]. Disponível em WWW: <URL: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/00\\_POLICY\\_document/Economics\\_of\\_Wind\\_Energy\\_\\_March\\_2009\\_.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf).
- 94) TITMAN, Sheridan, MARTIN, John D. – Valuation: The Art and Science of Corporate Investment Decisions. Boston: Pearson, Addison Wesley, 2007. ISBN: 9780321336101.
- 95) TRIGEORGIS, Lenos – Making use of Real Options simple: An overview and applications in flexible / modular decision making. Engineering Economist, Vol. 50, issue 1, p 25-53. Publicado em 2005. [Consultado em 13Dez.2010] Disponível em: ISSN: 0013791X.
- 96) TRIGEORGIS, Lenos – Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation. Cambridge: MIT Press, 1996. ISBN: 026220102X.
- 97) UpWind: Design limits and solutions for very large wind turbines.[Em linha].Bruxelas: EWEA, 2011. [Consultado em 23Mar.2011]. Disponível em WWW:

- <URL:[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/upwind/21895\\_UpWind\\_Report\\_low\\_web.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/upwind/21895_UpWind_Report_low_web.pdf).
- 98) WWEA. Planing of wind farms – An overview. [Em linha]. [Consultado em 13Jun2011]. Disponível na Internet: <URL:  
<http://www.wwindea.org/technology/ch02/estructura-en.htm>.