



**Adriana Salgueiro
Henriques**

**Inter-relação da Emissão de Gases com Efeito de
Estufa com o Sector da Energia em Portugal**



**Adriana Salgueiro
Henriques**

**Inter-relação da Emissão de Gases com Efeito de
Estufa com o Sector da Energia em Portugal**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Gestão Ambiental, Materiais e Valorização de Resíduos, realizada sob a orientação científica do Prof. Doutor José Manuel Gaspar Martins, Professor Auxiliar do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro.

o júri

presidente

Prof. Doutor Maria Isabel Aparício Paulo Fernandes Capela
Professora Associada da Universidade de Aveiro

Prof. Doutor Álvaro Henriques Rodrigues
Professor Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Prof. Doutor José Manuel Gaspar Martins
Professor Auxiliar da Universidades de Aveiro

agradecimentos

Com especial reconhecimento, agradeço a Paulo Ferreira por todo o apoio prestado durante este curso, sem o qual o término do mesmo estaria comprometido.

Agradeço ao meu orientador Prof. Doutor José Manuel Gaspar Martins toda a atenção e acompanhamento prestado durante a escrita desta dissertação, destacando a sua vital importância e influência na mesma, agradecendo-lhe ainda o interesse demonstrado por uma área que tanto me apaixona, ou seja, as fontes de energia renováveis.

A todas as outras pessoas que me rodeiam, como os meus pais, irmãs, restante família e amigos agradeço o apoio e paciência dispensados nesta fase, esperando poder retribuir sempre que necessário.

palavras-chave

Alterações climáticas, emissão de gases com efeito de estufa, consumo de energia, produção de energia, energias renováveis

resumo

Desde a crise energética de 1973, o consumo mundial de energia tem vindo a sofrer aumentos significativos. Estando este consumo directamente associado à emissão de gases com efeito de estufa, contribuindo para o aumento global da temperatura terrestre, tornou-se inevitável a tomada de medidas e acções individuais e conjuntas de diversos Países.

No âmbito das preocupações internacionais relativas ao aquecimento global do Planeta, a presente dissertação enquadra Portugal no contexto europeu e internacional de combate às alterações climáticas provocadas pelo Homem, procurando relacionar e demonstrar a intensa inter-relação destas emissões com o consumo/produção de energia.

A dissertação é composta por três módulos:

1 - A emissão de gases com efeito de estufa – baseando-se, essencialmente, na análise do Protocolo de Quioto, (o qual Portugal ratificou assumindo o cumprimento de uma meta de emissão de 92% das emissões de gases com efeito de estufa inventariadas em 1990) conclui-se que Portugal não conseguirá cumprir a meta definida para o período de 2008-2012.

2 – O sector da energia em Portugal – este é o sector que mais contribui para a emissão de gases com efeito de estufa, tendo sido de 2/3 a 3/4 o seu contributo de 1990 a 2000. No âmbito da Directiva Comunitária 2001/77/CE, Portugal assumiu, para 2010, que 39% do seu consumo bruto de electricidade será de origem renovável. Tendo em conta que em 2005, Portugal produziu menos 40% do que estava previsto, surgem algumas preocupações no que diz respeito ao cumprimento do disposto na respectiva Directiva.

3- O terceiro módulo relaciona os dois primeiros com o objectivo de demonstrar / quantificar a importância do aproveitamento do potencial de fontes de energia renovável existente em Portugal, com o objectivo da produção de electricidade.

keywords

Climatic change, gas emission and greenhouse effect, consumption of energy, production of energy, renewable energy

abstract

Since the 1973 energy crisis, worldwide energy consumption has suffered significant increases. Such consumption is directly associated to gas emissions and the greenhouse effect thus contributing to global warming. It has become inevitable to take individual and group measures and actions against such threats.

In the field of international concerns relating to global warming associated with gas releases and the green house effect, this dissertation puts Portugal in the European and international combat against climatic change caused by Man, in the search to relate and demonstrate the intense relationship between the greenhouse effect and the production and consumption of energy.

This dissertation is composed by three specific modules, namely, gas emissions and the greenhouse effect, the Portuguese energy sector and finally the connection between both, with the purpose of demonstrating the importance of alternative energy sources existent in Portugal.

1 - Gas emission and greenhouse effect – based upon essentially, the analysis of the Kyoto protocol (which Portugal agreed to cut, on average, by 8% from 1990 emission levels), it has been concluded that Portugal will not be able to comply with this target by the period 2008-2012;

2 - The Portuguese energy sector – this is the sector that most contributes to gas emissions with greenhouse effect, increasing its contribution from 2/3 to 3/4 between 1990 and 2000. In the Union directive 2007/77/CE, Portugal assumes, for 2010, that 39% of their electric gross consumption shall be of alternative energy sources. Knowing that in 2005, Portugal produced 40% less than that foreseen, some preoccupations have arisen in relation to the fulfilment of that determined in the respective directive;

3 - The third module relates the previous two with the objective of demonstrating / quantifying the importance in the effective use of potential alternative energy sources existent in Portugal, with the purpose of energy production.

ÍNDICE

I. INTRODUÇÃO	10
I.1. Tema e Objectivos	11
I.2. Metodologia	14
I.3. Organização da Dissertação	15
II. EFEITO DE ESTUFA E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS.....	17
II.1. Compromissos Internacionais	25
II.2. Compromissos e Políticas Nacionais.....	37
II.3. Emissão de Gases com Efeito de Estufa em Portugal e Comparação com a Comunidade Europeia	52
II.4. Síntese Conclusiva.....	62
III. O SECTOR DA ENERGIA EM PORTUGAL	66
III.1. Política Energética Nacional	67
III.1.1. Relatório – Definição de Metas Indicativas relativas à Produção de Electricidade Produzida a partir de Fontes Renováveis de Energia	69
III.1.2. 1º Relatório de Avaliação da Realização das Metas Indicativas relativas à Produção de Electricidade Produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis em Portugal – 2002	77
III.1.3. 2º Relatório de Avaliação da Realização das Metas Indicativas relativas à Produção de Electricidade Produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis em Portugal – 2004	79
III.1.4. 3º Relatório de Avaliação da Realização das Metas Indicativas relativas à Produção de Electricidade Produzida a partir de Fontes de Energia Renováveis em Portugal – (2005/2006).....	84
III.2. Consumo de Energia em Portugal.....	88
III.2.1. Evolução do Consumo de energia por sector de actividade	91
III.2.2. Evolução do consumo de Energia por Tipo de Combustível.....	92
III.2.3. Comparação com os Países da Comunidade Europeia	94
III.3. Produção de Energia em Portugal.....	101
III.3.1. Produção Nacional de Energia Eléctrica	102
III.3.2. Produção de Energia Eléctrica por tipo de Fontes de Energia.....	104
III.3.3. Centrais de Produção de Energia Eléctrica a Partir do Aproveitamento de Fontes de energia renováveis.....	108
III.3.4. Comparação com os Países da Comunidade Europeia.....	127
III.4. Síntese Conclusiva	132

IV. BALANÇO GLOBAL DAS EMISSÕES DE GASES COM EFEITO ESTUFA NO SECTOR ENERGÉTICO PORTUGUÊS.....	136
IV.1. Produção de Energia vs. Emissão de Gases com Efeito de Estufa.....	137
IV.2. Produção de Electricidade por via Renováveis vs. Emissão de GEE.....	144
IV.3. Síntese Conclusiva	163
V. CONCLUSÕES.....	166
VI. REFERÊNCIAS	171
VII. OUTRA BIBLIOGRAFIA	177
ANEXOS.....	183

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Metodologia adoptada na dissertação.....	14
Figura 2 – Balanço radiativo do sistema Atmosfera – Terra, expresso em fluxos percentuais (Buchdahl, 1999)	18
Figura 3 – Localização das várias estações de medição das concentrações atmosféricas de GEE. (URL02)	20
Figura 4 – Evolução do PIBpm, do consumo de energia primária, do consumo de electricidade e das emissões de GEE para 2010. (Conselho de Ministros, 2006)	45
Figura 5 – Evolução das emissões de GEE para o período de 1900-2010, estimadas para o Cenário de Referência. (Conselho de Ministros, 2006)	46
Figura 6 – Emissão de GEE per capita (ton CO ₂ e/capita) dos 25 Países da Comunidade Europeia, em 2003. (European Communities, URL018)	53
Figura 7 – Evolução do consumo final de energia em Portugal, 1990 – 2005. (Grupo Banco Espírito Santo, 2006).....	88
Figura 8 – Importações, produção e consumos de energia primária e do sector energético. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)	89
Figura 9 – Oferta total de energia e respectiva contribuição da produção doméstica. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)	90
Figura 10 – Consumo de energia final por sector de actividade. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017).....	91
Figura 11 – Contribuição dos sectores de actividade no consumo de energia final. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)	91
Figura 12 – Contribuição dos sectores industria, doméstico, transportes e serviços no consumo de energia final. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017).....	92
Figura 13 – Consumo de energia final por forma de energia. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)	93
Figura 14 – Contribuição de tipo de combustíveis para o consumo final de energia. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)	94
Figura 15 – Variação percentual da Intensidade Energética na EU-25, 1995-2004. (Gráfico construído a partir dos dados publicados pela European Communities, URL018)	96
Figura 16 – Contribuição dos sectores industrial, transportes e outros para o consumo de energia final da EU-25. (European Communities, URL018)	97
Figura 17 – Produção de electricidade em Portugal, 2005, (%). (Grupo Banco Espírito Santo, 2006)	103
Figura 18 – Potência Instalada no Sistema Eléctrico Nacional (inclui Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores. (ERSE, URL019)	103

Figura 19 – Energia Eléctrica produzida por tipo de combustível (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017)	105
Figura 20 – Produção de electricidade por fontes de energia renováveis em Portugal Continental, 1995-2007. (DGEG, 2007)	106
Figura 21 – Produção de electricidade, em GWh, por cada tipo de fontes de energia renováveis e Portugal Continental, 1999-2007. (DGEG, 2007)	107
Figura 22 – Potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em Portugal Continental, 1995-2007. (DGEG, 2007)	108
Figura 23 – Evolução da potência instalada hidroeléctrica, em Portugal Continental. (Leitão, 2005)	113
Figura 24 – Repartição por potência das centrais mini-hídricas existentes em Portugal Continental. (REN, 2007).....	114
Figura 25 – Evolução da potência instalada (MW), do número de parques instalados e do número de aerogeradores instalados em Portugal Continental, desde 2000 a Setembro de 2007. (DGEG, 2007)	117
Figura 26 – Caracterização dos parques eólicos por potência instalada em Portugal Continental. (DGEG, 2007).....	117
Figura 27 – Mapa da distribuição da potência eólica instalada e respectiva produção de electricidade por distritos, em Setembro/07. (DGEG, 2007).....	118
Figura 28 – Energia eléctrica produzida de 1990 a 2005. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL016)	137
Figura 29 – Energia produzida por tipo de combustível. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL016)	138
Figura 30 – Quantidade de CO ₂ e emitida por tipo de combustível. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL09).....	142

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Aumento das concentrações dos GEE e suas contribuições para o aquecimento global desde 1750 (período anterior à revolução industrial) a 2005. (URL03).....	19
Tabela 2 – Gases de efeito estufa definidos no Protocolo de Quioto e respectivas quantificações de Potencial de Aquecimento Global em CO ₂ equivalente. (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, 1997)	29
Tabela 3 – Balanço Nacional Líquido de Emissões de GEE (Conselho de Ministros, 2006).....	50
Tabela 4 – Emissão de GEE em unidades de CO ₂ e sem considerar os sumidouros de GEE (uso da terra, alterações ao uso da terra e florestas). (European Environment Agency, 2007).....	52
Tabela 5 – Emissão de GEE em Portugal. (European Environment Agency, 2007).....	55
Tabela 6 – Variação das emissões de GEE por sector, de 1990 a 2005.	65
Tabela 7 – Evolução do Consumo Total / Bruto de Electricidade entre 2002 e 2012 (TWh/ano). (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002).....	70
Tabela 8 – Potencial Técnico de Fontes de Energia Renováveis. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002).....	71
Tabela 9 – Evolução da Potência instalada em centrais produtoras de electricidade a partir de fontes de energia renováveis (MW). (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)	71
Tabela 10 – Evolução da produção em centrais produtoras de electricidade a partir de fontes de energia renováveis (GWh). (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002).....	72
Tabela 11 – Novos centros produtores hídricos do SEP até 2012. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002).....	74
Tabela 12 – Custos directos de Produção. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)	76
Tabela 13 – Evolução dos investimentos em produção de electricidade a partir das fontes de energia renováveis (M€/ano). (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002).....	76
Tabela 14 – Dados previsionais e estatísticos relativos à potência instalada para produção de electricidade a partir de FER's, para 2002. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, URL015)	77
Tabela 15 – Comparação entre a previsão para a produção de electricidade e os valores reais obtidos. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, URL015).....	78
Tabela 16 – Produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).	80
Tabela 17 – Potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em 1997 e respectiva estimativa para 2006. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).	81
Tabela 18 – Estimativa da potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em 2008. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).	82

Tabela 19 – Estimativa da potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em 2010. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).	83
Tabela 20 – Produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. (Direcção Geral de Energia e Geologia, 2007)	84
Tabela 21 – Importação, produção e consumos de energia primária e do sector energético. (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017)	89
Tabela 22 – Oferta de energia (somatório das importações com a produção doméstica) e contribuição da energia produzida no País para essa mesma oferta. (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017)	90
Tabela 23 – Dependência Energética (%). (European Communities, URL018).....	95
Tabela 24 – Intensidade Energética. (European Communities, URL018)	95
Tabela 25 – Consumo de Energia Final, por Sector. (European Communities, URL018)	97
Tabela 26 – Dependência energética de vários tipos de combustíveis. (European Communities, URL018)	98
Tabela 27 – Consumo de energia total e de energia eléctrica per capita. (European Communities, URL018)	99
Tabela 28 – Produção doméstica de energia primária. (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017).....	102
Tabela 29 – Produção de energia eléctrica no território continental. (ERSE, URL019)	104
Tabela 30 – Centro de Produção Cavado-Lima. (EDP, URL026)	111
Tabela 31 – Centro de Produção Tejo e Centro de Produção Mondego. (EDP, URL026)	113
Tabela 32 – Centro de Produção Tejo e Centro de Produção Mondego. (EDP, URL026)	121
Tabela 33 – Potencial Geotérmico nos Açores, para a produção de energia eléctrica. (Câmara Municipal de Ribeira Grande, URL025)	125
Tabela 34 – Produção de Energia Primária. (European Communities, URL018)	128
Tabela 35 – Capacidade instalada em centrais produtoras de energia eléctrica. (European Communities, URL018)	129
Tabela 36 – Energia produzida. (European Communities, URL018).....	130
Tabela 37 – Electricidade produzida a partir fontes de energia renováveis e o seu contributo no total de energia produzida. (European Communities, URL018)	131
Tabela 38 – Potência instalada em centrais de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. (European Communities, URL018)	131
Tabela 39 – Objectivos de instalação do Programa E4, até 2010.....	132
Tabela 40 – Metas a atingir em 2010, ao abrigo da Directiva Comunitária 2001/77/CE.....	133
Tabela 41 – Factores de conversão. (DGGE, URL016)	139

Tabela 42 – Quantidade de combustível queimado e completamente oxidado utilizado para produção de energia eléctrica. (DGGE, URL016).....	140
Tabela 43 – Quantidade de combustível queimado e completamente oxidado necessária para a produção de 1 GWh de electricidade.	141
Tabela 44 – Factores de emissão CO ₂ e (Portaria n.º 121/2005 de 31/01)	142
Tabela 45 – Emissões de CO ₂ e libertadas durante a queima dos combustíveis utilizados para a produção de energia eléctrica.	143
Tabela 46 – Balanço de emissões de CO ₂ e para a produção hidroeléctrica em Portugal, de 2000 a 2012.....	145
Tabela 47 – Tempo de retorno energético (TRE _{PV}) e de emissões de CO ₂ e (TREM _{CO2}) do parque fotovoltaico nacional.	149
Tabela 48 – Balanço de emissões de CO ₂ e no parque eólico nacional, de 2000 a 2012.....	152
Tabela 49 – Custos associados à implementação do parque eólico nacional.	153
Tabela 50 – Especificações técnicas do painel fotovoltaico. (URL023)	156
Tabela 51 – Simulação da produção e mais-valias económicas da central de microprodução fotovoltaica, ao abrigo do DL 363/2007.	157
Tabela 52 – Tempo de retorno energético (TRE _{PV}) e de emissões de CO ₂ e (TREM _{CO2e}) de uma central de microprodução fotovoltaica (DL 363/2007).	158
Tabela 53 – Especificações técnicas da torre eólica. (WS Energia, 2007)	159
Tabela 54 – Simulação da produção e mais-valias económicas da central de microprodução híbrida (eólico + fotovoltaico), ao abrigo do DL 363/2007.	160
Tabela 55 – Balanço das emissões de CO ₂ e numa central de microprodução híbrida (eólico + fotovoltaico), ao abrigo do DL 363/2007.	162

ABREVIATURAS

CA – Cenário Alto.
CB – Cenário Baixo.
CE – Comunidade Europeia.
CE-15 – Comunidade Europeia dos 15.
CE-25 – Comunidade Europeia dos 25.
CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão.
CO₂e – Dióxido de Carbono Equivalente.
COP – Conferência das Partes da Convenção.
CQNUAC – Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas.
CRE – Certificados de Redução de Emissões.
DGGE – Direcção Geral de Geologia e Energia.
DGE – Direcção Geral de Energia.
E4 – Programa Eficiência Energética e Energias Endógenas.
EU – União Europeia.
EU-15 – União Europeia dos 15.
EU-25 – União Europeia dos 25.
FER – Fontes de Energia Renováveis.
FRD – Florestação, Reflorestação e Desflorestação.
GEE – Gases com Efeito de Estufa.
GPL – Gás Propano Liquefeito.
INE – Instituto Nacional de Estatística.
INETI - Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação.
IPCC – Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas.
IPH – Índice de Produtibilidade Hídrica.
LECS – Laboratório de Ensaio de Colectores Solares.
MAPE – Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos.
ONU – Organização das Nações Unidas.
O&M – Operação e Manutenção.
PARSU – Plano de Acção para os Resíduos Sólidos Urbanos.
PCIP – Prevenção e Controlo Integrado de Poluição.
PESGRI – Plano Estratégico para a Gestão de Resíduos Industriais.
PIB – Produto Interno Bruto.
PIBpm – Produto Interno Bruto a preços de mercado.
PNAC – Programa Nacional para as Alterações Climáticas.
POE – Programa Operacional de Economia.
PV - Fotovoltaico

RCCTE – Regulamento de Climatização e Comportamento Térmico dos Edifícios.
RSECE – Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios.
REN – Rede Eléctrica Nacional.
RPC – Reserva do Período de Compromisso.
RSU – Resíduos Sólidos Urbanos.
SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado.
SEP – Sistema Eléctrico Público.
SIFIM – Serviços de Intermediação Financeira Indirectamente Medidos.
SRM – Sistema de Registo de Microprodução.
TRE – Tempo de Retorno Energético
TREM_{CO2e} – Tempo de Retorno de Emissões de CO₂e
URE – Unidades de Redução de Emissões.
URM – Unidades de Remoção.
VAB – Valor Acrescentado Bruto.
TRI – Tempo de Retorno de Investimento.

I. INTRODUÇÃO

O consumo de energia, a nível mundial, tem sofrido aumentos significativos desde a crise energética ocorrida em 1973. Por exemplo, o petróleo e a electricidade triplicaram e duplicaram os seus consumos, respectivamente.

Esta tendência torna-se preocupante em várias vertentes, principalmente do ponto de vista energético e ambiental. Actualmente, 80% do consumo de energia a nível mundial baseia-se na utilização de combustíveis fósseis, não renováveis, cuja proveniência se concentra maioritariamente em áreas geopolíticas caracterizadas por uma certa instabilidade. A nível ambiental, o consumo de energia está intimamente ligado à emissão de gases com efeito de estufa para a atmosfera, contribuindo para o aumento global da temperatura do globo terrestre, causando danos avultados na natureza e no património.

Nesta perspectiva, torna-se urgente e necessário a tomada de medidas e acções que diminuam o consumo de combustíveis fósseis, minimizando o impacto do Homem na Natureza e a sua dependência face a um recurso finito.

Afinal, a Terra é a nossa casa, pelo que temos de a poupar e preparar para as gerações futuras. É uma responsabilidade de todos nós enquanto seres humanos!

I.1. TEMA E OBJECTIVOS

Na sequência das preocupações vividas a nível mundial, no que diz respeito ao crescente consumo de energia e à conseqüente emissão de gases com efeito de estufa, esta dissertação pretende analisar o consumo e a produção de energia em Portugal, relacionando-os com a emissão de gases com efeito de estufa, destacando a importância do aproveitamento das fontes de energia renováveis para a produção de energia eléctrica.

Após apresentação e enquadramento das políticas e compromissos nacionais e internacionais, relativos à emissão de gases com efeito de estufa e ao aproveitamento das fontes de energia renováveis para a produção de energia eléctrica, apresenta-se a análise dos consumos de energia verificados em Portugal, de 1990 a 2005, estimando-se a evolução destes consumos até 2015. Posteriormente comparou-se as tendências nacionais do consumo de energia com as da Comunidade Europeia.

De igual forma, é apresentada a análise da produção de energia, (quer primária quer eléctrica), sendo estudado o potencial de aproveitamento de fontes de energia renováveis existentes em Portugal.

Após análise das três áreas envolvidas - emissão de gases com efeito de estufa, consumo e produção de energia - estabelecem-se as relações existentes entre a produção de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis e a emissão de gases com efeito de estufa daí resultantes.

Por fim, efectua-se o balanço energético, económico e de emissão de gases com efeito de estufa decorrentes do aproveitamento de algumas fontes de energia renováveis, nomeadamente, da energia hídrica (apresenta-se unicamente o balanço de emissões de gases com efeito de estufa), da energia solar fotovoltaica e da energia eólica. O estudo é estendido a unidades de microprodução de electricidade através do aproveitamento da energia fotovoltaica e eólica.

Estes balanços poderiam estender-se a todas as outras fontes de energia renováveis, mas considerou-se fundamental destacar estas três, uma vez que Portugal tem vindo a

assistir a um aumento significativo do aproveitamento da energia hídrica e eólica, e o aproveitamento da energia fotovoltaica poderá ser, segundo as directivas do Governo actual, uma das próximas fontes de energia renováveis a ter mais aproveitamento.

Em resumo, esta dissertação tem por objectivos:

Enquadrar:

- no contexto político a emissão de gases com efeito de estufa, quer a nível nacional, quer internacional;
- no contexto político a produção de energia eléctrica a partir do aproveitamento das fontes de energia renováveis, quer a nível nacional, quer internacional;

Demonstrar a importância:

- do consumo de energia para o desenvolvimento sustentável;
- das alterações climáticas decorrentes do consumo de energia pela Humanidade;
- do aproveitamento das fontes de energia renováveis para a produção de energia eléctrica no contexto da minimização das emissões de gases com efeito de estufa;
- do aproveitamento das fontes de energia renováveis para produção de energia eléctrica no contexto do crescente aumento do consumo de energia pela Humanidade.

Estudar:

- a evolução dos consumos de energia, em particular da energia eléctrica, desde 1990 a 2005 e sua previsão até 2015;
- a evolução da produção de energia eléctrica de 1990 a 2007 e sua previsão até 2012;

- as emissões de gases com efeito de estufa provenientes da queima de combustíveis fósseis para a produção de energia eléctrica;
- o balanço económico, energético e de emissão de gases com efeito de estufa resultantes do aproveitamento da energia eólica e para os sistemas de microgeração com aproveitamento da energia eólica e fotovoltaica. Para o aproveitamento da energia fotovoltaica é realizado o balanço energético e de emissão de gases com efeito de estufa e para a energia hídrica é efectuado o balanço de emissões de gases com efeito de estufa.

I.2. METODOLOGIA

<p><u>1. Política actual - Gases com Efeito de Estufa (GEE)</u> Enquadramento do conceito de emissão de GEE e das alterações climáticas nas preocupações ambientais internacionais e nacionais. Descrição da evolução das políticas adoptadas e dos compromissos assumidos.</p>
<p><u>2. Quantificação – Gases com Efeito de Estufa</u> Caracterização da evolução das emissões de GEE em Portugal e comparação com as emissões ocorridas na Comunidade Europeia.</p>
<p><u>3. Consumo e Produção Energia Eléctrica – Portugal</u> Análise do potencial de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis. Caracterização do sector energético em Portugal, nomeadamente, no que respeita ao consumo e produção de energia.</p>
<p><u>4. Consumo e Produção Energia Eléctrica – União Europeia</u> Comparação da energia produzida e consumida em Portugal com a energia produzida e consumida na Comunidade Europeia, com especial incidência na electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis.</p>
<p><u>5. Produção Energia Eléctrica vs. Emissão de Gases com Efeito de Estufa</u> Cálculo das relações existentes entre a queima de combustíveis fósseis para produção de energia eléctrica e as emissões de GEE daí provenientes.</p>
<p><u>6. Energia Hídrica, Fotovoltaica e Eólica</u> Balanço económico, energético e de emissões de GEE resultantes do aproveitamento da energia hídrica, fotovoltaica e eólica.</p>

Figura 1 – Metodologia adoptada na dissertação.

I.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação apresenta cinco capítulos distintos: a introdução e três capítulos que são independentes uns dos outros, mas que se interrelacionam no capítulo IV. O capítulo V apresenta as principais conclusões da dissertação.

▪ **Capítulo I - Introdução:**

O primeiro capítulo descreve o tema e objectivos da dissertação (sub-capítulo I.1.), a metodologia adoptada (sub-capítulo I.2.) e a estrutura organizacional utilizada (sub-capítulo I.3.).

▪ **Capítulo II – Efeito de Estufa e Alterações Climáticas:**

Tem por objectivo enquadrar as emissões de GEE nas preocupações ambientais internacionais e nacionais.

O sub-capítulo II.1. descreve e apresenta cronologicamente as acções tomadas a nível internacional com o objectivo da minimização dos efeitos nocivos das emissões de GEE.

O sub-capítulo II.2. analisa a evolução das emissões de GEE em Portugal, descrevendo as acções e medidas políticas tomadas para minimizar os seus efeitos.

No sub-capítulo II.3. apresenta-se a análise da contribuição de Portugal no balanço global das emissões de gases GEE a nível da Comunidade Europeia.

O resumo das principais conclusões deste capítulo é apresentado no sub-capítulo II.4.

▪ **Capítulo III – O Sector da Energia em Portugal:**

Caracteriza o sector de energia em Portugal, através da análise do consumo e da produção de energia.

O sub-capítulo III.1. descreve as medidas, programas e compromissos governamentais de apoio à produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis. Apresenta também as conclusões do relatório entregue à Comunidade Europeia, de acordo com a Directiva 2001/77/CE, onde Portugal define as metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, assim como as conclusões dos relatórios de avaliação dessas mesmas metas.

O sub-capítulo III.2. analisa a evolução dos consumos de energia em Portugal, de 1990 a 2005, distinguindo os consumos de acordo com o sector de actividade e com o tipo de combustível. Compara ainda esta evolução com a evolução de consumos de energia da Comunidade Europeia.

O sub-capítulo III.3. tem por objectivo a análise da evolução da produção de energia em Portugal, de 1990 a 2007, incidindo principalmente na produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, comparando ainda com a Comunidade Europeia. Apresenta também uma descrição das infra-estruturas existentes em Portugal para aproveitamento das fontes de energia renováveis.

O resumo das principais conclusões deste capítulo é apresentado no sub-capítulo III.4.

▪ **Capítulo IV – Balanço Global das Emissões de GEE no Sector Energético Português:**

Tem por objectivo relacionar a quantidade de energia produzida através da queima de combustíveis fósseis com a emissão de GEE, sub-capítulo IV.1..

No sub-capítulo IV.2. apresenta-se o balanço económico, energético e das emissões de GEE devido ao aproveitamento da energia hídrica, fotovoltaica e eólica.

O resumo das principais conclusões deste capítulo é apresentado no sub-capítulo IV.3.

▪ **Capítulo V – Conclusões**

Tem por objectivo apresentar as principais conclusões de toda a dissertação e propor novas abordagens aos temas estudados.

II. EFEITO DE ESTUFA E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

A temperatura da superfície terrestre é determinada pelo balanço da radiação solar que a atinge e que é por si emitida para o espaço. Ou seja, o Sol emite radiação electromagnética (com comprimento de onda entre $0,15 \mu\text{m}$ e $4 \mu\text{m}$), a qual ao atravessar a atmosfera é enfraquecida por fenómenos como a absorção, a dispersão e a reflexão. Como consequência, cerca de 30% da radiação emitida volta para o espaço e a restante penetra na atmosfera terrestre.

Da radiação penetrante, uma parte é absorvida (fracção de radiação ultravioleta de comprimento de onda inferior a $0,29 \mu\text{m}$), sendo filtrada na estratosfera pela camada de ozono, e a restante radiação, predominantemente visível, atinge a superfície terrestre, sendo absorvida pelo sol, pela água e pelo ar.

Ao ser absorvida poderá converter-se em outras formas de energia, como o calor (o que poderá aumentar a temperatura da superfície terrestre ou poderão ocorrer fenómenos como a evaporação / evapotranspiração), a energia mecânica, eléctrica ou química.

Parte desta radiação absorvida é reenviada para o espaço sob a forma de radiação infravermelha, a qual ao atravessar a atmosfera é absorvida pelos gases que a constituem, contribuindo assim para o saldo positivo de energia, o qual é responsável pela temperatura média superficial de 15°C e que provoca o conhecido Efeito de Estufa. Caso este efeito não existisse a temperatura terrestre seria na ordem dos -20°C .

Como tal, a modificação na composição e nas concentrações dos gases que constituem a atmosfera interferem com o Efeito de Estufa.

Por exemplo, as erupções vulcânicas (que lançam para a atmosfera partículas que reflectem a luz solar incidente) e fenómenos marítimos como o El Niño (que alteram a distribuição do calor e da precipitação em certas zonas do globo) provocam alterações temporárias e localizadas nas concentrações dos Gases com Efeito de Estufa (GEE). Contudo, o clima tem a tendência natural para restabelecer o equilíbrio original, o que já é dificultado pelas actividades antropogénicas emissoras de GEE. (Myriam Alexandra, Nunes Lopes, 2004)

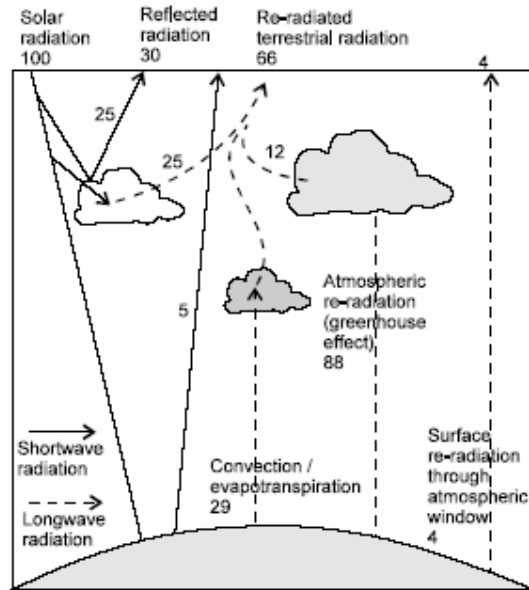


Figura 2 – Balanço radiativo do sistema Atmosfera – Terra, expresso em fluxos percentuais (Buchdahl, 1999)

Desde o aparecimento do Homem que ocorreu a necessidade de interação com o meio ambiente. Inicialmente, só retirava o suficiente para a sua sobrevivência, vivendo em perfeita harmonia com o meio que o rodeava. Mas, a evolução da Humanidade tem produzido uma crescente degradação no meio ambiente, causando danos de significativa dimensão, tais como as alterações climáticas.

Desde o início do século XIX, a Humanidade tem queimado grandes quantidades de combustíveis fósseis, como o carvão, o petróleo e o gás natural. Da queima destes combustíveis resulta a emissão de dióxido de carbono (GEE), cujo tempo de vida média na atmosfera pode ir dos 50 aos 200 anos, pelo que a sua tendência é acumular-se na atmosfera. Antes da Era Industrial a concentração deste gás era de cerca de 280 ppm, tendo atingido actualmente cerca de 350 ppm, sendo a sua taxa de crescimento anual de 1 a 2 ppm, (URL01).

A queima de combustíveis fósseis não é a única fonte causadora das alterações climáticas, mas também a desflorestação, o incremento da população mundial e o conseqüente aumento quer da produção, quer do consumo de energia, as alterações no uso do solo, a actividade pecuária, os aterros e a queima de biomassa.

Estas consequências da actividade humana começaram a levantar preocupações junto de diversos Países, devido à sua velocidade de propagação, dimensão e consequências para a saúde pública.

Traduzindo estas preocupações internacionais, destacam-se o Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC)¹, a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas² e o Protocolo de Quioto³.

Os gases com efeito de estufa, segundo definição do Protocolo de Quioto, são o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O), os hidrofluorcarbonos (HFC), os perfluorcarbonos (PFC) e o hexafluoreto de enxofre (SF₆). (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, 1997).

As fontes de emissão de dióxido de carbono com mais impacto no meio ambiente são a produção e o uso de combustíveis fósseis, verificando-se um aumento significativo das suas concentrações na atmosfera desde 1750 a 2005.

Tabela 1 – Aumento das concentrações dos GEE e suas contribuições para o aquecimento global desde 1750 (período anterior à revolução industrial) a 2005. (URL03)

GEE	Concentração em 2005	Aumento da concentração de 1750 a 2005 (%)	Contribuição para o aquecimento global (%)
CO ₂	379,1 ppm	35,4%	60
CH ₄	1.774,0 ppb	18,2%	20
N ₂ O	319,2 ppb	154,7%	6
Compostos halogenados (HFC, PFC e SF ₆)	-	-	14

¹ Em 1998, a Organização Meteorológica Mundial e o Programa do Ambiente das Nações Unidas estabeleceram o IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), com o objectivo de avaliar a informação científica, técnica e socio-económica relevante para a mudança do clima induzida pelos humanos, emitindo relatórios periódicos de avaliação do estado de conhecimento das causas de mudança de clima. (IPCC, 2004)

² Em 1992, foi assinada durante a Cimeira da Terra, com o objectivo de fornecer a estrutura total da política dirigida à mudança do clima, sendo suportada pelo IPCC. Tem como objectivo final a estabilização das concentrações na atmosfera dos gases com efeito de estufa a um nível que evite a interferência antropogénica perigosa no sistema climático. (Comissão das Comunidades Europeias, 2001)

³ Adoptado em 11 de Dezembro de 1997, à imagem da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, estabelece objectivos juridicamente vinculativos para emissões de gases provenientes de países industrializados, a cumprir até 2012. (Comissão das Comunidades Europeias, 2001)

De 2004 para 2005, o aumento global na concentração de GEE na atmosfera atingiu um novo recorde, um incremento de 0,53%, sendo de 0,37% para o CO₂ (cujas maior responsabilidade foi a queima de combustíveis fósseis) e de 0,19% para o N₂O (um terço destas emissões deve-se às actividades humanas, como a queima de combustíveis e biomassa, a utilização de fertilizantes e vários processos industriais), tendo-se mantido constante a concentração de CH₄ (60% deste gás é emitido pela exploração de combustíveis fósseis, pela queima de biomassa, lixeiras e gado).

O aumento global das emissões verificado em 2005 é consistente com o aumento sofrido nos últimos anos. De 1990 a 2005, verificou-se um aumento da radioactividade atmosférica produzida pelos GEE de cerca de 20%, sendo este o maior aumento verificado nos últimos 200 anos. (URL03)

Os valores das concentrações são medidos e reportados por vários países, como se pode observar pela Figura 3, e arquivados e distribuídos pelo World Data Centre for Greenhouse Gases (WDCGG).

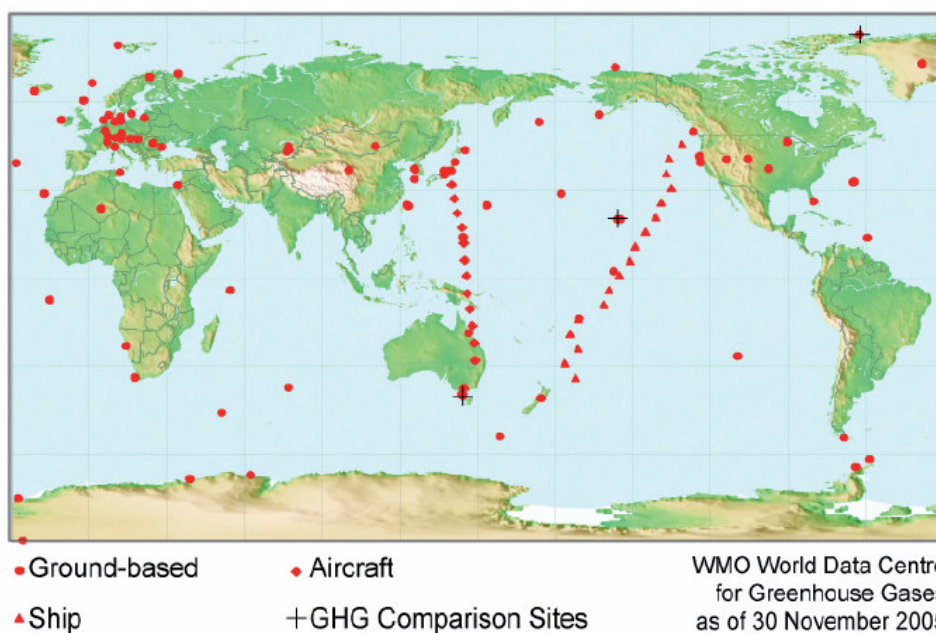


Figura 3 – Localização das várias estações de medição das concentrações atmosféricas de GEE. (URL02)

Para o período de 2000-2100, o IPCC prevê um aumento a nível mundial de 90 a 250% das concentrações de dióxido de carbono em comparação com 1750, caso não se

implementem as medidas propostas no Protocolo de Quioto. Como consequências irão ocorrer alterações na temperatura global do Planeta, na presença de vapor de água na atmosfera e na precipitação, na frequência de fenómenos climáticos extremos, no nível médio global dos oceanos e na retracção dos glaciares. (IPCC, 2001)

Estes fenómenos poderão provocar alterações dos sistemas físicos, da frequência e magnitude das ocorrências de inundações, secas, variações de temperatura, etc. Poderá ocorrer ainda o risco de extinção de algumas espécies de seres vivos, o aumento da vulnerabilidade das infra-estruturas e dos sistemas produtivos e de lazer associados às actividades humanas e o aumento do risco da ocorrência de conflitos sociais e de migração de populações.

O último relatório do Grupo de Trabalho I do IPCC: "*Climate Change 2007: The Physical Science Basis*", publicado em Fevereiro de 2007, apresentou-nos um cenário bastante preocupante pois as observações actuais das emissões de dióxido de carbono ultrapassaram as projecções anteriores efectuadas para o ano de 2005, (URL03):

- a concentração deste gás excedeu largamente os valores atingidos nos últimos 650.000 anos. O valor máximo atingido era de 300 ppm, enquanto que em 2005 este valor foi de 379 ppm;
- nos últimos dez anos, o rácio de crescimento médio anual da concentração do dióxido de carbono atingiu um novo pico, 1,9 ppm. De 1960 a 2005, este valor foi de 1,4 ppm por ano;
- nos anos 90, as emissões anuais eram de cerca de 6,4 GtC. De 2000 para 2005, passou para aproximadamente 7,2 GtC por ano. Este aumento deve-se sobretudo ao uso de combustíveis fósseis.

O mesmo relatório revelou um cenário menos negativo para as emissões de metano e de óxido nitroso. A concentração atmosférica de metano, em 2005, excedeu largamente o intervalo normal dos últimos 650.000 anos – 320 a 790 ppb – sendo o valor actual de 1.774 ppb. Contudo, o ritmo de crescimento diminuiu desde o início dos anos 90, permanecendo praticamente constante durante este período. Relativamente à

concentração de óxido nítrico na atmosfera, também esta se tem mantido praticamente constante desde 1980.

Já as observações actuais das consequências deste cenário de emissões de GEE se revelam preocupantes:

- de 1995 a 2006, existem onze anos que se encontram na categoria dos doze anos mais quentes desde 1850. Nos últimos cinquenta anos o aumento de temperatura verificado foi de $0,13^{\circ}\text{C}$ por década, valor este que representa quase o dobro do aumento verificado nos últimos cem anos. Além disso, o aumento total de temperatura nestes últimos 100 anos foi de $0,74^{\circ}\text{C}$, enquanto que as perspectivas para o mesmo período apontavam para $0,6^{\circ}\text{C}$;
- a partir dos anos 80, a concentração média do vapor de água atmosférico aumentou quer na terra e oceanos, quer na troposfera superior, devendo-se essencialmente ao vapor de água extra provocado pelo aumento da temperatura terrestre;
- desde 1961, a temperatura média global dos oceanos aumentou em profundidade cerca de 3.000 m devido à absorção de mais de 80% do calor adicionado ao sistema climático. Este aquecimento implica uma expansão da água do mar, contribuindo para um aumento médio do nível do mar;
- para agravar a subida do nível médio da água dos oceanos observou-se uma diminuição das áreas geladas dos dois hemisférios. De 1961 a 2003, tal derretimento provocou um aumento do nível médio da água do mar em cerca de 1,8 mm/ano. O maior aumento verificou-se de 1993 a 2003, aproximadamente 3,1 mm/ano. O aumento total no século XX foi estimado em 0,17 m;
- as temperaturas médias no Ártico aumentaram quase o dobro da média global nos últimos cem anos. Desde 1978, que os dados retirados por satélite mostram que a extensão média anual do mar gelado do Ártico diminuiu cerca de 2,7% em cada década, com enormes diminuições na época de Verão, aproximadamente 7,4% por década;

- de 1990 a 2005, observaram-se grandes variações quantitativas da precipitação em certas regiões. Por exemplo, ocorreram aumentos significativos nas zonas orientais do norte e do sul Americano, norte da Europa e norte e centro da Ásia. Em contrapartida, no Mediterrâneo, sul de África e algumas zonas do sul da Ásia verificaram-se diminuições na quantidade de precipitação;
- desde 1970, ocorreram secas maiores e mais intensas em maiores área, particularmente nos trópicos e subtropicos, devido ao aumento da temperatura terrestre e ao decréscimo da precipitação. Tal ocorrência está intimamente ligada às alterações na temperatura superficial dos oceanos, no padrão dos ventos e no decréscimo das zonas glaciares;
- a frequência das chuvas torrenciais aumentaram na maioria das áreas, consistente com o aquecimento terrestre e com o aumento do vapor de água na atmosfera;
- além disso, também desde 1970, existiu um aumento da actividade ciclónica tropical no Atlântico Norte correlacionado com os aumentos da temperatura superficial do mar tropical. (URL03)

Nas próximas duas décadas está previsto um aquecimento global de cerca de 0,2°C por década. Mesmo que as concentrações dos GEE e aerossóis se mantivessem constantes, nos valores registados em 2000, o aquecimento esperado seria de 0,1°C por década devido à lenta resposta dos oceanos. Assim, tornam-se preocupantes as perspectivas das consequências do aquecimento global, nomeadamente:

- maior ocorrência de temperaturas extremas, ondas de calor e chuvas torrenciais;
- aumento da intensidade de futuros ciclones tropicais, atingindo enormes picos na velocidade do vento e precipitações torrenciais associadas ao contínuo aumento da temperatura superficial do mar. Esta previsão assume um papel relevante pois, os simuladores actuais para as previsões da ocorrência de fortes tempestades desde 1970 apontavam para aumentos bastante inferiores aos verificados para algumas regiões.

- alteração das rotas das tempestades tropicais, produzindo alterações significativas nas rotas do vento, precipitação e temperaturas padrão. Por exemplo, desde a última avaliação verificou-se uma alteração improvável nos padrões da precipitação, ocorrendo aumentos quantitativos em latitudes altas e diminuições na maioria das regiões sub-tropicais. (URL02)

Contudo, a magnitude e a tipologia das potenciais consequências é difícil de prever com exactidão, tornando-se urgente a tomada de medidas e mecanismos que minimizem a sua acção. Duas das medidas apontadas pelo relatório do Grupo de Trabalho III do IPCC: *“Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change”* são a redução da utilização de combustíveis fósseis, a utilização de fontes de energia renováveis e a promoção do reflorestamento. Para que tal aconteça, será necessário canalizar cerca de 0,5% do PIB mundial. (URL04)

A nível nacional, prevê-se um aumento da temperatura entre 4 e 7°C, o qual é superior às previsões do IPCC para a temperatura média da superfície terrestre (1,4 a 5,8°C). Está previsto também um decréscimo e a alteração da distribuição da precipitação mensal. (Comissão para as Alterações Climáticas, 2002)

Além disso, poderão surgir problemas na gestão dos recursos hídricos devido à diminuição da disponibilidade de água. Para agravar a escassez de água prevê-se uma diminuição da precipitação na Primavera e no Verão, esperando-se ainda uma perda do território devido à subida do nível médio do mar na ordem de 25 a 110 cm.

Consequentemente, e tendo em conta todos os fenómenos que advirão das alterações climáticas, poderá ocorrer um aumento do número de mortes humanas, assim como um agravamento dos problemas de saúde. Em contrapartida, a alteração da distribuição e abundância dos organismos marinhos e do seu alimento, será também uma consequência das alterações climáticas, assim como o aumento potencial da produção de energia por via hidráulica e solar e da produtividade da floresta em certas zonas do país. (Comissão para as Alterações Climáticas, 2002)

II.1. COMPROMISSOS INTERNACIONAIS

➤ CONFERÊNCIA DAS NAÇÕES UNIDAS SOBRE O MEIO AMBIENTE HUMANO, 1972

A necessidade de encontrar soluções que minimizassem a intervenção do Homem no meio ambiente, decorreu pela primeira vez em 1972, em Estocolmo, na chamada Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano⁴. Esta Conferência destacou-se pelo confronto de perspectivas dos países desenvolvidos e dos países em vias de desenvolvimento: os países desenvolvidos defendiam a criação de um programa internacional, baseado em medidas preventivas aplicadas à conservação dos recursos naturais e genéticos do planeta. Por sua vez, os países em vias de desenvolvimento consideravam mais importante o seu desenvolvimento socio-económico.

Os resultados finais desta Convenção resumiram-se em dois documentos, na Declaração sobre o Meio Ambiente Humano, a qual definia princípios de comportamento e responsabilidade sobre o meio ambiente, salientando-se o seu Princípio 21, que atribuía a responsabilidade aos Estados pelos danos causados ao ambiente de outros Estados, derivados da exploração dos seus próprios recursos, e no Plano de Acção, que convocava países, organismos e organizações internacionais a cooperarem no encontro de soluções para os problemas ambientais. (URL05)

➤ CONVENÇÃO SOBRE POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA, 1979

Após sete anos, na Convenção sobre Poluição Transfronteiriça⁵, definiram-se medidas contra os efeitos nocivos da poluição do ar, visando a sua redução.

⁴ Convocada pela Assembleia Geral da Organização das Nações Unidas (ONU), em 1968, decorreu em Estocolmo a 16 de Junho de 1972. Esta Conferência reuniu representantes de 113 países, 250 organizações não-governamentais e dos organismos da ONU.

⁵ Administrada pela Comissão Económica para a Europa das Nações Unidas, decorreu em 13 de Novembro de 1979. Foi elaborado o primeiro instrumento legal internacional a lidar com os problemas de poluição transfronteiriços, nomeadamente o da acidificação e prioritariamente para o SO₂ (dióxido de enxofre) tendo entrado em vigor em 1983 e impondo a cooperação internacional – política e científica – como forma privilegiada e essencial para resolver as questões da poluição do ar.

➤ RELATÓRIO DE BRUNDTLAND, 1987

Relatório resultante dos estudos efectuados pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento. Esta Comissão surgiu no início dos anos 80 como consequência da retoma dos debates sobre questões ambientais fomentados pela ONU.

O relatório definiu o conceito de desenvolvimento sustentável como “o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir as suas próprias necessidades”. As medidas apontadas no sentido de implementação deste novo conceito baseavam-se em três áreas fundamentais: protecção ambiental, crescimento económico e equidade social. (URL011)

➤ PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS, 1988

Devido à necessidade de recolher e sistematizar a informação publicada, à escala mundial, foi estabelecido o Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC). Este painel apresentava também metodologias e trabalhos específicos que deveriam servir como base de trabalho para os diversos países.

➤ CONVENÇÃO QUADRO DAS NAÇÕES UNIDAS DE NOVA-IORQUE SOBRE ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS, 1992

Em 1992, decorreu a Convenção Quadro das Nações Unidas de Nova-Iorque sobre Alterações Climáticas⁶ (CQNUAC), onde se definiram os compromissos de cada uma das Partes na implementação de medidas que permitissem a estabilização das concentrações de GEE na atmosfera, a um nível que evitasse uma intervenção antropogénica perigosa com o sistema climático.

⁶ Realizada a 9 de Maio de 1992, permitiu aumentar a consciencialização do público a nível mundial para os problemas associados às alterações climáticas. As várias Partes participantes comprometeram-se a repor em 2000 os níveis das suas emissões registados em 1990.

➤ “CIMEIRA DA TERRA”, 1992

Surgia então a necessidade de avaliar a forma como as várias Partes tinham promovido a protecção ambiental desde a Conferência de Estocolmo, realizando-se assim uma conferência em 1992, no Rio de Janeiro, a qual ficou conhecida como “Cimeira da Terra”⁷.

De entre os seus objectivos, destacam-se:

- o exame da situação ambiental desde 1972 e das suas relações com o estilo de desenvolvimento vigente;
- o estabelecimento de mecanismos de transferência de tecnologias não-poluentes aos países subdesenvolvidos;
- o exame das estratégias nacionais e internacionais para incorporação de critérios ambientais ao processo de desenvolvimento;
- o estabelecimento de um sistema de cooperação internacional para prever ameaças ambientais e prestar socorro em casos de emergência;
- a reavaliação do sistema de organismos da ONU.

Como resultados da Conferência foram assinados cinco documentos, a Declaração do Rio sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, a Agenda 21, os Princípios para a Administração Sustentável das Florestas, a Convenção da Biodiversidade e a Convenção sobre Mudança de Clima.

⁷ Celebrada no Rio de Janeiro, em Junho de 1992, onde se reuniram os líderes dos governos, entre os quais se contavam 108 Chefes de Estado, com o objectivo de desenvolver um plano mundial para o desenvolvimento sustentável. A Comissão das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável reúne-se anualmente, para analisar os progressos alcançados e propor directrizes para as políticas.

➤ CONFERÊNCIAS DAS PARTES DA CONVENÇÃO, (COP-1, COP-2), 1995, 1996

Em 1995, realizou-se a primeira Conferência das Partes da Convenção⁸ (COP-1), em Berlim, dando-se início ao processo negocial sobre um futuro protocolo. Estas conferências teriam uma periodicidade anual.

Assim, de 8 a 19 de Julho de 1996, na COP-2⁹, em Genebra, foi acordada a necessidade de estabelecer prazos e limites obrigatórios para a redução de emissões de gases com efeito de estufa.

➤ CONFERÊNCIA DAS PARTES DA CONVENÇÃO (COP-3), 1997

Durante a COP-3¹⁰, e como consequência da Convenção Quadro das Nações Unidas de Nova-Iorque, foi publicado o Protocolo de Quioto, o qual definiu a quantificação e redução de emissões que cada Parte deverá cumprir, (Anexo I), assim como as directrizes a seguir com a finalidade de promover o desenvolvimento sustentável. Ficaram por concretizar os meios para alcançar o objectivo de estabilizar a concentração de gases com efeito de estufa.

Estipulou-se que, no período de 2008 a 2012, as emissões de GEE (Tabela 2), a nível europeu, deveriam ser reduzidas em pelo menos 5% abaixo dos níveis de 1990, embora em 2005 deveriam ter realizado um progresso comprovado para alcançar os compromissos assumidos.

É de salientar que este Protocolo definiu ainda o dióxido de carbono equivalente como gás de referência para a quantificação do Potencial de Aquecimento Global, tendo por base um tempo de vida médio de permanência na atmosfera de 100 anos. (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, 1997)

⁸ Os países reconheceram que os compromissos assumidos pelos países desenvolvidos em 1992 no Rio de Janeiro, ou seja voltar em 2000 aos níveis de emissões de 1990, eram insuficientes para o cumprimento dos objectivos da Convenção, isto é, evitar uma interferência humana perigosa com o sistema do clima.

⁹ Neste encontro, por meio da Declaração de Genebra, são criadas obrigações legais com metas de redução na emissão de gases que aumentam o efeito estufa.

¹⁰ Realizada a 11 de Dezembro de 1997, em Quioto (Japão), dá continuidade às negociações da conferência anterior e culmina com a adopção do Protocolo de Quioto.

Tabela 2 – Gases de efeito estufa definidos no Protocolo de Quioto e respectivas quantificações de Potencial de Aquecimento Global em CO₂ equivalente. (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, 1997)

Gases de efeito estufa		
Dióxido de carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	21
Óxido nitroso	N ₂ O	310
Hidrofluorcarbonos	HFCs	[140 – 11.700]
Perfluorcarbonos	PFCs	[6.500 – 9.200]
Hexafluoreto de enxofre	SF ₆	23.900

Para além disso, definiu também quais os sectores ou categorias das fontes emissoras de gases de efeito de estufa mais relevantes e que deveriam receber especial atenção e intervenção por cada Parte, sendo de destacar o sector energético. (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, 1997)

O primeiro relatório dos resultados obtidos por cada Parte foi ainda emitido durante 1997 (Anexo II).

Os países que assinaram e ratificaram o Protocolo de Quioto têm alguma flexibilidade para implementar políticas e medidas para a redução das suas próprias emissões, embora tenham sido propostos três mecanismos adicionais: o Comércio de Emissões, a Implementação Conjunta e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, 1997)

O Comércio de Emissões é um instrumento meramente económico que tem por base a transacção internacional de direitos / licenças de emissão, entrando em funcionamento no período de 2008 a 2012. Espera-se que incentive a procura de uma solução eficiente para a emissão de GEE, podendo mesmo alcançar ganhos económicos para os países menos emissores, sendo que os países que tiverem um custo marginal de redução e controlo das emissões superior ao preço de mercado dos direitos / licenças serão os compradores e os vendedores serão os países que tiverem um custo marginal de controle inferior a esse preço. (Comissão para as Alterações Climáticas, 2002)

A Implementação Conjunta baseia-se na transacção de “unidades de redução de emissões” (URE’s) entre entidades jurídicas, obtidas a partir de projectos de investimento realizados entre os países. Por exemplo, um dado país, ou uma sua empresa, poderá cumprir parte dos seus compromissos de redução de emissões se financiar projectos redutores de emissões de GEE num outro país. Assim, as URE’s obtidas serão adicionadas à quota do país / empresa investidor e deduzidas à do país beneficiário. (Comissão para as Alterações Climáticas, 2002)

À semelhança da Implementação Conjunta, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo tem por base a transacção de “certificados de redução de emissões” (CRE’s) entre entidades públicas e/ou privadas que realizem projectos de investimento em países em vias de desenvolvimento. (Comissão para as Alterações Climáticas, 2002)

➤ CONFERÊNCIAS DAS PARTES DA CONVENÇÃO (COP-4, COP-5), 1998, 1999

Decorreu em Buenos Aires a COP-4¹¹, onde foi acordado o Plano de Acção de Buenos Aires, que estabelece como meta a COP-6¹² para o acordo das regras e modalidades para a aplicação dos mecanismos estabelecidos no Protocolo.

Um ano depois, em Bona (Alemanha) teve lugar a COP-5¹³ de onde resultou o compromisso político de ratificar o Protocolo de Quioto em 2002, mas os responsáveis das Nações Unidas reconheceram a falta de resultados.

➤ CONFERÊNCIA DAS PARTES DA CONVENÇÃO (COP-6), 2000

Mais de sete mil participantes de 182 países, 323 organizações intergovernamentais e não governamentais reuniram-se na COP-6, mas não conseguiram chegar a acordo sobre as formas de implementação das metas do Protocolo.

¹¹ Decorreu de 6 a 17 de Dezembro de 1998, onde se direccionaram os trabalhos para implementar e ratificar o Protocolo de Quioto.

¹² De 13 a 24 de Novembro de 2000, em Haia, as negociações são suspensas pela falta de acordo entre a União Europeia e os Estados Unidos em relação aos sumidouros e às actividades de alteração do uso da terra.

¹³ Realizada de 22 de Outubro a 5 de Novembro, dá continuidade aos trabalhos iniciados em Buenos Aires.

Contudo, em Março de 2000, a Comissão Europeia redefiniu a sua estratégia para o cumprimento das metas do Protocolo de Quioto baseando-se no reforço das políticas e medidas destinadas à redução das emissões de fontes específicas e na criação de um sistema de comércio de emissões, à escala comunitária, para o sector da energia e para as instalações industriais.

A redefinição da estratégia baseou-se no Programa Europeu para as Alterações Climáticas, onde as medidas propostas apontam para uma boa relação custo-eficácia, de aproximadamente vinte euros por tonelada de dióxido de carbono equivalente reduzida, com perspectivas de execução prática de curto prazo e com um potencial de redução de 340 Mton CO₂e (cerca de 50% das necessidades de redução da União Europeia para cumprimento do Protocolo de Quioto). (COM (2001) 580)

➤ RATIFICAÇÃO DO PROTOCOLO DE QUIOTO, 2001

A ratificação do Protocolo de Quioto só ocorreu em 2001, em Bona, embora os EUA se tenham retirado sob a alegação de que os custos para a redução de emissões seriam muito elevados para a economia norte-americana¹⁴, contestando ainda a ausência de metas de redução para países como a China, a Índia e o Brasil. Além disso, ficaram em aberto alguns pontos que foram resolvidos na COP-7, em Marraquexe, no final do mesmo ano.

➤ CONFERÊNCIA DAS PARTES DA CONVENÇÃO (COP-7, 8, 9 E COP-10), 2001, 2002, 2003

Essencialmente, na conferência de Marraquexe - COP-7, a qual decorreu de 29 de Outubro a 10 de Novembro de 2001, foram elaborados e aprovados os textos jurídicos correspondentes aos acordos políticos estabelecidos durante a COP-6. Além disso, estabeleceram-se as regras e modalidades para os mecanismos adicionais definidos pelo Protocolo de Quioto. (Comissão para as Alterações Climáticas, 2002)

Em 2002, em Nova Díli, Índia, estiveram presentes mais de 4.300 participantes de 167 países na COP-8, onde foram tomadas decisões que se centravam nos melhores meios para atingir os compromissos assumidos no Anexo I do Protocolo, associados a instrumentos financeiros. Discutiram ainda as “boas práticas” para implementação de

políticas, medições, pesquisa e sistematização dos dados obtidos pelas várias Partes, passando pela cooperação entre as organizações internacionais e metodologias adoptadas para essa cooperação. (URL05)

De 01 a 12 de Dezembro de 2003, em Milão, Itália, foram tomadas decisões pelas Partes que se prenderam essencialmente com:

- modalidades e procedimentos para actividades de projecto de florestamento e reflorestamento no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo;
- guia das “boas práticas” para preparação de inventários de GEE nos sectores do uso da terra, mudança do uso da terra e florestas;
- orientação adicional a uma entidade operadora do mecanismo financeiro.

Estas decisões permitiram a definição e o início da comercialização de créditos de carbono em projectos florestais, tal como já acontecia em relação aos projectos de energia.

A COP-9 foi ainda marcada por uma grande expectativa relativamente à posição da Rússia (responsável por 17% das emissões globais) relativamente à ratificação do Protocolo de Quioto, tendo a mesma sido adiada.

Para validar o Protocolo de Quioto este tem de ser ratificado por países que representem, em conjunto, 55% das emissões globais totais de GEE. Nesta fase, o Protocolo já tinha sido ratificado por 120 Países, os quais representavam unicamente 44% das emissões globais. (URL06)

Realizada após ratificação do Protocolo de Quioto pela Rússia (em 04 de Novembro de 2004), a COP-10 decorreu de 06 a 17 de Dezembro de 2004, em Buenos Aires, Argentina. Para além das comemorações do seu décimo aniversário, debateram-se as acções tomadas nos últimos dez anos e os futuros compromissos a assumir, principalmente no período pós-Protocolo, a partir de 2013. (URL07)

¹⁴ Os Estados Unidos são responsáveis por cerca de 25% das emissões globais de gases de efeito estufa conforme os

➤ MERCADO EUROPEU DE DIREITOS DE EMISSÃO, 2005

A abertura do Mercado Europeu de Direitos de Emissão realizou-se no início de 2005, atingindo o sector da energia e as grandes instalações industriais. Abarcou cerca de 46% do total das emissões de CO₂ na União Europeia, estendendo-se a 4.000 – 5.000 instalações. (Comissão para as Alterações Climáticas, 2002)

Neste contexto, surgiu a Directiva 2003/87/CE¹⁵ que estipulava a criação de um regime de comércio de licenças de emissão de GEE a nível europeu, abrangendo algumas instalações do sector da energia, da produção e transformação de metais ferrosos, da indústria mineral e instalações industriais de fabrico de pasta de papel a partir de madeira ou de outras substâncias fibrosas, e de papel e cartão, com uma capacidade de produção superior a vinte toneladas por dia (Anexo III). A partir de 2008, os Estados-Membros poderão aplicar o mesmo regime a outras instalações, desde que sejam aprovadas pela Comissão Europeia. (Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, 2003)

Sendo assim, os Estados-Membros definiram a quantidade total de licenças de emissão e atribuíram-nas a título gratuito a cerca de 95% das instalações abrangidas, para o período de três anos, com início em Janeiro de 2005. Posteriormente, irão atribuir pelo menos 90% das licenças para o período de cinco anos, com início a 1 de Janeiro de 2008. (Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, 2003)

Caso os operadores das instalações emitam mais do que as suas licenças o permitam, serão obrigados a pagar uma multa, que terá o valor de 40 euros por tonelada de dióxido de carbono equivalente emitida excedentariamente, de 2005 a 2008, sendo posteriormente de 100 euros, ficando ainda obrigados a devolver a quantidade correspondente de licenças de emissão no ano posterior. (Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, 2003)

A relação entre o regime comunitário de comércio de licenças de emissão e o comércio internacional de licenças de emissão deverá ter início em 2008.

registos de 1990 utilizados como parâmetro.

¹⁵ Relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade e altera a Directiva 96/61/CE.(JO n.º L 275), publicada no Luxemburgo, a 13 de Outubro de 2003.

➤ CONFERÊNCIA DAS PARTES DA CONVENÇÃO (COP-11, COP-12), 2005, 2006

A COP-11, decorreu em Montreal, Canadá, de 05 a 08 de Dezembro de 2005, tendo coincidido com a 1ª MOP – 1ª Reunião das Partes do Protocolo de Quioto. Como resultados destacam-se a continuidade das negociações no que diz respeito à implementação de novas acções sem que impliquem a definição de novas metas de redução e a redução de emissões por desflorestação em países em desenvolvimento.

Em Maio de 2006, ocorreu a COP-12 em Bonn, Alemanha, tendo-se centrado essencialmente no diálogo da acção corporativa de longo prazo para lidar com as alterações do clima e nos compromissos adicionais dos países industrializados. (URL08)

➤ RELATÓRIO DA COMUNIDADE EUROPEIA SOBRE A QUANTIDADE ATRIBUÍDA, 2006

Com vista a facilitar o cálculo da Quantidade Atribuída nos termos dos artigos 7º e 8º do Protocolo de Quioto foi publicado o Relatório da Comunidade Europeia sobre a Quantidade Atribuída em 15 de Dezembro de 2006, centrando-se essencialmente em duas partes, (Comissão das Comunidades Europeias, 2006):

Parte 1:

- a) Apresenta os inventários completos de emissões antropogénicas por fontes e remoções por sumidouros dos GEE. A informação incluída nestes inventários serve de base para o cálculo da Quantidade Atribuída da Comunidade Europeia;
- b) Identifica o ano de referência seleccionado pela Comunidade Europeia para os gases fluorados (HFC, PFC e SF₆).
 - A quantidade de emissões do ano de referência para a CE é igual ao somatório das emissões do ano de referência individual dos Estados-Membros;
 - Para os gases fluorados, o ano de referência a considerar poderia ser o ano de 1995 ou o ano de referência para os

outros gases (1990). A Áustria, a França, a Itália e a Eslováquia consideraram o ano de 1990, enquanto que os restantes Estados-Membros consideraram o ano de 1995;

- Para os outros gases, o ano de referência considerado foi o de 1990, excepto para a Polónia, a Eslovénia e a Hungria que consideraram os anos de 1988, 1986 e 1985-87, respectivamente.

- c) Estipula o acordo que cada Parte pode optar conjuntamente com outras Partes para o compromisso assumido, ou seja, as Partes podem optar por cumprir conjuntamente os seus respectivos compromissos no âmbito e juntamente com uma organização regional de integração económica;
- d) Calcula a Quantidade Atribuída com base no inventário das emissões antropogénicas por fontes e remoções por sumidouros de GEE não controlados pelo Protocolo de Montreal (Anexo IV). Para Portugal, a Quantidade Atribuída foi de cerca de 387 Mton CO₂e, cerca de 2% da Quantidade Atribuída total à Comunidade Europeia, cerca de 19.683 Mton CO₂e.

Parte 2:

- a) Calcula a reserva do período de compromisso em conformidade com a Decisão 11/CMP.1. Para cálculo da Reserva do Período de Compromisso (RPC) é considerado o menor valor entre 90% da Quantidade Atribuída ou 100% do quádruplo do último inventário revisto. Portugal assumiu um RPC igual a 90% da Quantidade Atribuída, ou seja, 348 Mton CO₂e;
- b) Identifica a selecção de valores mínimos únicos para o coberto arbóreo, a superfície do território e a altura das árvores a serem utilizadas na contabilização;
- c) Identifica as actividades para inclusão na contabilização relativa ao primeiro período do compromisso: gestão das florestas, gestão das áreas

de cultivo e gestão das pastagens e reposição da vegetação. Portugal foi o único país que assumiu as três vertentes;

d) Identifica a frequência da contabilização de cada actividade.

- Portugal assumiu contabilizar no final de primeiro período do compromisso para cada actividade;

- Cada Estado-Membro contabilizará as emissões ou remoções líquidas de cada actividade emitindo unidades de remoção (URM) ou anulando unidades do Protocolo de Quioto com base nas emissões e remoções correspondentes comunicadas relativamente a essas actividades, bem como nas regras de contabilidade específicas;

e) Descreve o sistema nacional e o Registo Nacional, comunicado em conformidade com as directrizes para a preparação das informações exigidas ao abrigo do artigo 7º do Protocolo de Quioto;

II.2. COMPROMISSOS E POLÍTICAS NACIONAIS

Em Portugal, as primeiras acções tomadas quanto à problemática das Alterações Climáticas decorreram em 1994 e 1997, sob a forma de duas Comunicações Nacionais em resposta à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas.

Com a assinatura do Protocolo de Quioto, para o período de 2008 – 2012, Portugal assumiu cumprir a meta de emissão de 92% das emissões de GEE inventariadas em 1990, (Anexo I). Na realidade e tendo em conta a posição da União Europeia e o Acordo de Partilha de Responsabilidades dos Estados-Membros (Decisão n.º 2002/358/CE, de 25 de Abril), Portugal terá de conter o aumento das suas emissões em 27%, para o mesmo período de cumprimento e tendo por base o ano de 1990. Caso Portugal, ou qualquer outra Parte, não cumpra as metas estipuladas, implicará o fracasso do compromisso comunitário, devolvendo a cada Estado-Membro a responsabilidade estipulada no Protocolo de Quioto.

Nesse âmbito, foi criada a Comissão para as Alterações Climáticas, com o objectivo de definir a estratégia nacional relativa às emissões gasosas e acompanhar todos os processos envolvidos, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 72/98, de 29 de Junho. Como resultado, após um ano, foi elaborado o estudo “Emissão e controlo de gases com efeito de estufa em Portugal”.

Em 30 de Maio de 2001, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 59/2001, definiram-se as linhas gerais da Estratégia Nacional para a Resolução Nacional para as Alterações Climáticas. Foi também publicada a Lei n.º 93/2001¹⁶ que reconheceu a luta e a prevenção contra a intensificação do efeito de estufa como prioridades nacionais, referindo ainda a obrigatoriedade de elaboração de um Programa Nacional que constituísse um instrumento técnico-político para o combate às alterações climáticas. Este programa acabou por surgir em 2001, Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), incorporando um conjunto de medidas e políticas e respectivos instrumentos para o cumprimento dos seus objectivos.

¹⁶ Lei n.º 93/2001, de 20 de Agosto, visava a criação de instrumentos para prevenir as alterações climáticas e os seus efeitos.

➤ PNAC 2001

Os seus principais objectivos centravam-se na redução dos níveis de emissão de GEE, tendo por base a redução da intensidade energética do Produto Interno Bruto (PIB). Essa redução contemplava a promoção da eficiência energética nos consumidores, a introdução de fontes de energia renováveis e a adopção de políticas que permitissem a sustentabilidade do sector dos transportes.

Estabelecia-se assim uma política de redução de emissões que tinha por base cenários de referência da evolução económica e demográfica do País. Os cenários considerados no PNAC 2001 foram alterados no início de 2003 face à disponibilidade de novos cenários.

Cenários de evolução

O PNAC 2001 considerava como cenário de referência o cenário “business as usual”, ou seja, sem a tomada de medidas que tivessem por base a redução das emissões de GEE. Baseava-se em dois cenários macroeconómicos: o cenário baixo (CB) e o cenário alto (CA).

O cenário baixo (CB) previa o crescimento dos aspectos quantitativos em detrimento dos aspectos qualitativos. O cenário alto (CA), traduzido pelo “progresso técnico”, implicaria uma evolução da economia portuguesa a uma maior velocidade de convergência real, aumentando o investimento devido ao menor consumo público e à captação de poupança externa. (Instituto do Ambiente, 2003)

Contudo, este Programa Nacional apresentava perspectivas muito negativas quanto ao cumprimento das metas do Protocolo de Quioto (acrécimo de 27% das emissões de GEE), uma vez que estimava uma crescente necessidade do consumo de energia com a consequência de um acréscimo das emissões na ordem dos 54 a 63%. Tal conclusão implicaria um esforço de redução das emissões superior à meta definida para 2010, isto é, Portugal teria de reduzir entre 16 a 21 Mton de dióxido de carbono equivalente.

Cenários de Intervenção

O PNAC 2001 adoptou uma estratégia nacional para o combate às alterações climáticas baseada em dois blocos: o Bloco Imediato e o Bloco Adicional.

O Bloco Imediato, a implementar até 2005, contemplava políticas, medidas e instrumentos que já se encontravam em vigor, ou em fase de planeamento, ou seja, medidas do Programa Eficiência Energética e Energias Endógenas (E4), do Plano Estratégico para a Gestão de Resíduos Industriais (PESGRI), do Plano de Acção para os Resíduos Sólidos Urbanos (PARSU) e de outras intervenções que potenciavam o impacto destas medidas na redução das emissões de GEE.

Por sua vez, o Bloco Adicional contemplava potenciais políticas e medidas baseadas nas linhas de actuação política da União Europeia aplicadas à eficiência energética e compras públicas, aos serviços de energia e promoção da cogeração, às campanhas públicas de informação e formação sobre a eficiência energética no consumo de energia, à promoção de acordos voluntários e outras. Este Bloco seria implementado de 2002 a 2008.

Em Dezembro de 2003, foram publicadas medidas adicionais para o cumprimento das metas estabelecidas, uma vez que o contínuo controlo da aplicação do PNAC assim o exigia.

Com o conjunto das medidas anteriores, das medidas adicionais e do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, para o período de 2008 – 2012, previa-se que a redução das emissões fosse na ordem de 7,6 a 8,8 Mton de CO₂e, valores estes que se encontravam longe da necessidade estimada - cerca de 16 a 21 Mton.

➤ PNAC 2004

Com o objectivo de quantificar sectorialmente o esforço de mitigação das emissões, e respectivas políticas, medidas e instrumentos de aplicação necessárias ao cumprimento das metas assumidas por Portugal no Protocolo de Quioto, foi publicado o PNAC 2004 através da Resolução do Conselho de Ministros 119/2004 de 31 de Julho.

As medidas propostas pelo novo PNAC permitiam reduzir entre 6,7 a 7,0 Mton CO₂e. Contudo, estas medidas em conjunto com as medidas já em vigor ao abrigo do PNAC 2001 e com o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), não permitiam atingir os compromissos assumidos, implicando um esforço de redução suplementar na ordem dos 1,7 a 5,6 Mton CO₂e. Este esforço só se conseguiria obter recorrendo aos mecanismos de flexibilidade previstos no Protocolo de Quioto: Comércio Internacional de Emissões, Implementação Conjunta e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

De forma a lidar com a incerteza associada à eficácia ambiental das medidas e acções propostas, o PNAC 2004 estipulava a necessidade de criação de um sistema robusto e responsável de monitorização da sua execução e a preparação de um conjunto de medidas de emergência a adoptar no início de 2008, caso se constatasse um afastamento significativo da linha de cumprimento. (D.R. n.º 179, 2004)

➤ PNALE

A 13 de Janeiro de 2005, o Governo Português aprovou a última versão do Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE). Fixava-se assim o total de licenças de emissão de CO₂e em 114 milhões de toneladas, a atribuir a cerca de 250 instalações nacionais, entre 2005 - 2007, ao abrigo do Comércio de Licenças de Emissões. (URL09)

➤ SNIERPA

Em Março de 2006, foi criado o Sistema Nacional Inventário de Emissões antropogénicas por fontes e remoção por sumidouro de poluentes atmosféricos (SNIERPA)¹⁷ com o objectivo de garantir e controlar a qualidade das emissões gasosas. Servia ainda como suporte aos Relatórios do Inventário Nacional de Emissões, os quais Portugal se obrigou a remeter periodicamente às entidades competentes¹⁸, ao abrigo dos compromissos assumidos na CQNUAC e no Protocolo de Quioto.

¹⁷ Criado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 68/2005, de 17 de Março.

¹⁸ Decisão n.º 280/2004/CE do Parlamento e do Conselho, de 11 de Fevereiro de 2004, a qual exige a criação de um mecanismo de vigilância das emissões comunitárias de GEE e de implementação do Protocolo de Quioto, obrigando cada Estado Membro a fornecer um relatório periódico de progresso quanto ao cumprimento das obrigações nacionais e que estipulava a necessidade de elaboração até Janeiro de 2006 do relatório para a determinação da Quantidade Atribuída (QA), isto é, o valor máximo de emissões de GEE que cada Parte não poderá exceder no quinquénio 2008 – 2012.

➤ PNAC 2006

Após avaliação do PNAC 2004, a Comissão para as Alterações Climáticas chegou à conclusão que era urgente rever as medidas previstas pois o cenário apresentado implicava um afastamento das metas do Protocolo de Quioto. Tal revisão deu origem ao PNAC 2006. (Conselho de Ministros, 2006)

Este novo Plano entrou em conta com as novas projecções do PIB, fixadas pelo Orçamento de Estado para 2006, para além das informações decorrentes da actualização das contas nacionais, publicadas pelo INE. Assim, os objectivos do PNAC 2006 foram:

- rever e avaliar a eficácia da implementação das medidas e políticas adoptadas no PNAC 2004;
- definir novas medidas e políticas de aplicação sectorial, obrigando à elaboração de planos de actuação para cada medida proposta pelos ministérios proponentes. Para além da elaboração, esta obrigatoriedade abrange a apresentação de planos de contingência caso ocorram desvios desfavoráveis ao cumprimento do plano de actuação previsto;
- alargar o esforço de cumprimento do Protocolo de Quioto a sectores não abrangidos pelo CELE, como por exemplo, aos sectores de transportes e residencial. A proposta do PNALE II tem de prever a constituição de uma reserva para novas instalações correspondente a um total de 5,1 Mton CO₂e por ano;
- aumentar o recurso aos mecanismos do Protocolo de Quioto, inscrevendo nas propostas de Lei do Orçamento de Estado para 2007 – 2012 uma verba destinada ao financiamento do Fundo Português de Carbono, assegurando assim o investimento necessário nos mecanismos de flexibilidade do Protocolo ou na adopção de novas medidas internas, com o objectivo de suprir o défice estimado no PNAC 2006: cerca de 3,7 Mton CO₂e.

Para prever a quantidade de emissões esperadas para 2010, o PNAC 2006 focaliza-se em três pontos essenciais:

- i. Projecção da procura de energia a partir de indicadores macroeconómicos (suportados nas contas nacionais no período de 2000 - 2005 facultados pelo INE e em hipóteses relativas às taxas de crescimento do PIB entre 2005 e 2010 do “Programa de Estabilidade e Crescimento 2005 - 2009, Actualização de Dezembro de 2005”).
- ii. Implementação de políticas e medidas sectoriais em vigor ou adoptadas à data de 01/01/05 (não incluindo o CELE) – Políticas & Medidas de Referência;
- iii. Reduções de emissões de GEE esperadas na adopção das medidas adicionais – Políticas e Medidas Adicionais.

❖ Indicadores Macroeconómicos

Para o período de 2005 – 2010, a análise dos indicadores macroeconómicos resultou numa revisão em baixa das taxas de crescimento do PIB, quando comparada com a previsão do PNAC 2004, e numa alteração da estrutura do VAB inter e intra-sectorial. Como consequência, a redução destas duas taxas prevê uma redução de consumos de energia (e consequentemente uma redução nas emissões de GEE), a qual irá provocar um menor crescimento do sector electroprodutor.

Contudo, a redução da taxa de crescimento do PIB terá consequências negativas na implementação de tecnologias mais eficientes e menos emissoras de GEE no transporte de mercadorias e na aquisição de novo parque automóvel.

❖ Políticas & Medidas de Referência

As medidas propostas pelo PNAC 2004 dividiam-se em quatro áreas de intervenção, oferta e procura de energia, transportes, florestas e resíduos:

- a. Oferta e procura de energia - composta por quatro principais medidas, as quais ficaram aquém do grau de implementação previsto, representando uma emissão adicional de 290 kton de CO₂e em 2010:

- MRe1: Programa E4 e Produção de Energia a partir de Fontes de Energia Renováveis (E-FER);
 - MRe2: Novo Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor;
 - MRe3: Eficiência energética nos edifícios;
 - MRe4: Programa Água Quente Solar para Portugal.
- b. Transportes - sector com mais medidas previstas, tendo um desvio adicional de cerca de 28 kton de CO₂e emitido em 2010:
- MRt1: Programa Auto-Oil, passava por um acordo voluntário com as associações de fabricantes de automóveis, tendo ultrapassado em 9,4% o valor previsto, mas cujo impacto nas emissões, em 2010, foi nulo;
 - MRt2: Expansão do Metropolitano de Lisboa;
 - MRt3: Construção do Metro a Sul do Tejo;
 - MRt4: Construção do Metro do Porto, superou as expectativas, representando uma redução adicional de emissões, em 2010, de 2,6 kton CO₂e;
 - MRt5: Construção do Metro Ligeiro do Mondego;
 - MRt6: Alterações de Oferta (redução do tempo de viagem entre Lisboa e Porto, Lisboa e Castelo Branco e Lisboa e Algarve);
 - MRt7: Ampliação da frota de veículos a gás natural na Carris e nos STCP, a qual ultrapassou a meta estimada em 2004, representando uma redução de 1,5 kton CO₂e;
 - MRt8: Programa de incentivo ao abate de veículos em fim de vida;
 - MRt9: Redução das velocidades praticadas em auto-estradas;

- MRt10: Directiva dos Biocombustíveis, cujo impacto previsto para 2010 foi nulo.
- c. Florestas - com uma medida prevista ficou a uma distância de 18% do seu objectivo, o que representava um acréscimo das emissões de 930 kton CO₂e:
 - MRf1 – implicava a arborização de 600.000 ha novas áreas.
- d. Resíduos - único sector que superou as expectativas de implementação, representando uma redução adicional de 340 kton CO₂e em 2010:
 - MRr1: Directiva Aterros, medida onde se verificou o único impacto de redução adicional, 363 kton CO₂e;
 - MRr2: Directiva Embalagens.

Para além destas medidas, o PNAC 2006 estipula novas medidas ou revê as já implementadas:

- a. Oferta e procura de energia:
 - MRe5 – Directiva Prevenção e Controlo Integrado de Poluição (PCIP), adopção do RCCTE e do RSECE, prevendo o aumento da eficiência térmica dos novos edifícios em 40% (entraram em vigor a 03 de Julho de 2006);
- b. Transportes:
 - Revisão das medidas MRt4, MRt5, MRt7, MRt8 e MRt9;
- c. Agricultura:
 - Aplicação da medida MRg1 – Directiva PCIP;
- d. Floresta:

- Reforço da medida MRf1 – Programa de Desenvolvimento Sustentável da Floresta Portuguesa, estimando uma nova área florestal de 492.000 ha em 2010, comparativamente com 1989;

e. Resíduos:

- Aplicação das medidas já estimadas para o PNAC 2004, MRr1 e MRr2 e implementação de uma terceira medida MRr3: Directiva PCIP.

Com a implementação destas medidas de referência, o PNAC 2006, para 2010, espera um aumento de cerca de 47% das emissões de GEE, tal como se pode observar na figura seguinte (linhas a cheio representam valores históricos, excepto o ano 2005; linhas a tracejado representam as projecções).

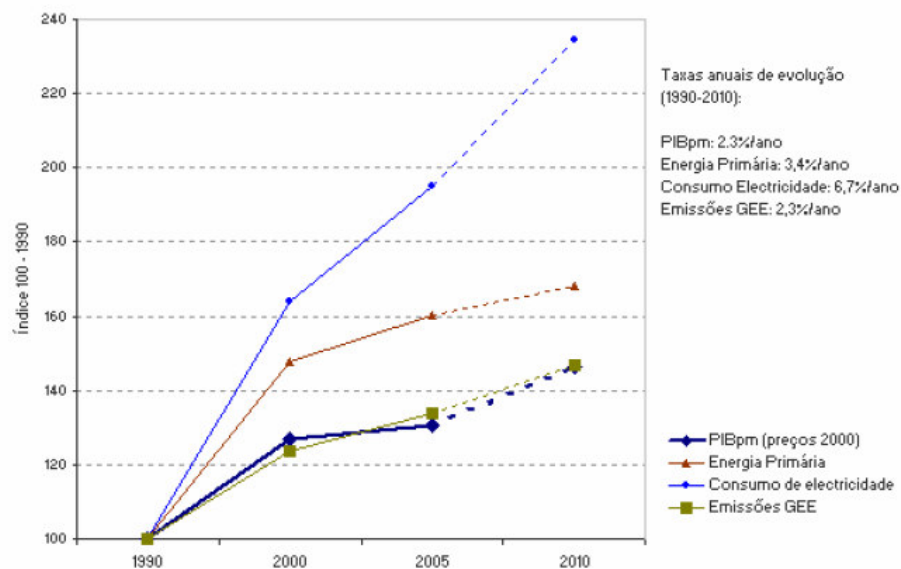


Figura 4 – Evolução do PIBpm, do consumo de energia primária, do consumo de electricidade e das emissões de GEE para 2010. (Conselho de Ministros, 2006)

O aumento previsto é devido ao aumento de 46% do PIBpm, tendo como consequência um aumento de 68% do consumo de energia primária. Este cenário ilustra a baixa eficiência energética do PIBpm. Note-se que o consumo de electricidade quase duplica no mesmo período.

A contabilização das emissões para cumprimento das metas assumidas teve por base a Quantidade Atribuída (77.194 Gg CO₂e/ano) e o Balanço Nacional Líquido de Emissões de GEE, durante o período de 2008 - 2012. Para o balanço contabilizaram-se o total de emissões de GEE (87.964 Gg CO₂e) resultante da aplicação das medidas de referência e adicionais, a emissão / remoção de CO₂e resultante das actividades de Florestação, Reflorestação e Desflorestação (FRD), (cerca de 3.355 Gg CO₂e sequestrado), e as Unidades de Remoção Líquida resultantes da actividade de gestão florestal, a qual está limitada a 0,8 Mton CO₂e/ano. Em conclusão, o Balanço Nacional Líquido de Emissões de GEE, em 2010, assume o valor de 84.608 Gg CO₂e/ano (mais 7.414 Gg CO₂e que a Quantidade Atribuída).

Fazendo a análise da evolução das emissões por sectores de actividade, de 1990 a 2010, Figura 5, nota-se que os sectores para os quais se esperam maiores aumentos de emissões são o sector dos transportes (com aumento acima de 100%) e o sector residencial e serviços (aumentos previstos de 75%). O único sector para o qual se espera um decréscimo das emissões é o sector dos resíduos devido às Directivas Aterros e Reciclagem de Embalagens e também devido à gestão de águas residuais domésticas.

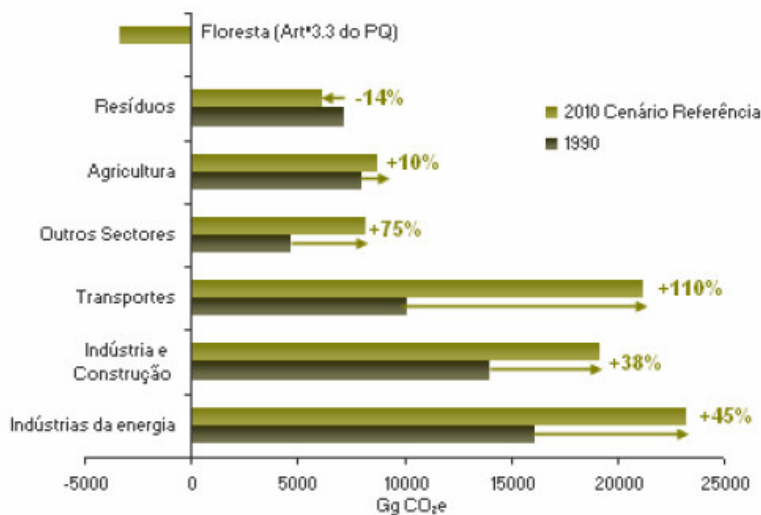


Figura 5 – Evolução das emissões de GEE para o período de 1900-2010, estimadas para o Cenário de Referência. (Conselho de Ministros, 2006)

❖ Políticas & Medidas Adicionais

Englobando alguns dos sectores do cenário de referência - oferta de energia, transportes e floresta - as medidas adicionais propostas abrangem ainda três importantes sectores: residencial e serviços, indústria e agricultura:

a. Oferta de energia – com a aplicação de cinco novas medidas espera-se atingir uma redução de 990 Gg CO₂e:

- MAe1: Melhoria da eficiência energética do sistema electroprodutor – redução de 8,6% das perdas ocorridas no transporte e distribuição de energia eléctrica;

- MAe2: Melhoria da eficiência energética dos sistemas de oferta de energia, passando pela produção de electricidade a partir da cogeração;

- MAe3: Melhoria da eficiência energética ao nível da procura de electricidade, com uma meta de redução de 1.020 GWh no consumo de electricidade;

- MAe4: Promoção da electricidade a partir de fontes de energia renováveis, centrando-se essencialmente na energia eólica;

- MAe5: Introdução de gás natural na Região Autónoma da Madeira.

b. Residencial e Serviços – com uma medida para cada sector representam um potencial de redução de 73 Gg CO₂e:

- MAr1 – Residencial e MAS1 – Serviços: têm como objectivo reduzir as emissões de GEE resultantes da queima de gasóleo para aquecimento, uniformizando os preços entre este combustível e o gasóleo rodoviário até 2014.

c. Indústria - espera-se reduzir cerca de 300 Gg CO₂e até 2010, actuando em três áreas distintas:

- MAi1: Aumento da carga fiscal sobre os combustíveis industriais, alterando o Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP);
- MAi2: Revisão do Regulamento de Gestão dos Consumos de Energia fomentando a eficiência energética;
- MAi3: Incentivo à substituição da cogeração a fuelóleo por gás natural;

A aplicação de todas estas medidas (oferta de energia, sector residencial e serviços e indústria) está relacionada com a procura e oferta de energia, totalizando um potencial de redução conjunto de 1.350 Gg CO₂e, o qual é inferior à soma do contributo individual de cada medida devido à geração de sinergias negativas quando se aplicam conjuntamente todas as medidas.

d. Transportes - o potencial de redução esperado é de 608 Gg CO₂e, através da aplicação das seguintes medidas:

- MA_t1: Redução dos dias de serviço dos táxis (máximo 6 dias por semana);
- MA_t2: Ampliação da frota de veículos a gás natural nos táxis;
- MA_t3: Aumento da eficiência energética do novo parque automóvel através da revisão do regime actual de tributação em sede de Imposto Automóvel;
- MA_t4: Autoridade Metropolitana de Transportes de Lisboa;
- MA_t5: Autoridade Metropolitana de Transportes do Porto;
- MA_t6: Programa de Incentivo ao abate de veículos em fim de vida;
- MA_t7: Regulamento de Gestão de Energia no sector dos transportes;
- MA_t8: Ligação ferroviária ao porto de Aveiro;

- MA9: Auto-estradas do Mar, com o objectivo de transferir 20% do tráfego rodoviário internacional de mercadorias para o modo marítimo;
 - MA10: Plataformas Logísticas;
 - MA11: Reestruturação da oferta dos Comboios de Portugal (CP).
- e. Agricultura - com um potencial de redução de 929 Gg CO₂e engloba duas medidas:
- MA1: Avaliação e promoção da retenção de carbono em solo agrícola (Gestão Agrícola e Gestão de Pastagens);
 - MA2: Tratamento e valorização energética de resíduos da suinicultura;
- f. Florestas - com uma única medida prevista espera-se que o seu potencial de redução seja de 800 Gg CO₂e em 2010:
- MA1 – Promoção da Capacidade de Sumidouro de Carbono da Floresta.

❖ Balanço Nacional Líquido de Emissões de GEE – com Medidas Adicionais

As políticas e medidas adicionais propostas representam um potencial de redução de GEE de 3.687 Gg CO₂e/ano, valor que se traduz em cerca de 5% do balanço líquido de emissões para o cenário de referência, Tabela 3.

Podemos ainda concluir que o sector da energia representa o sector com mais expressão na contabilização total das emissões de GEE, tendo aumentado o seu contributo em cerca de 8% de 1990 (onde representava cerca de 67% do total das emissões) a 2010 (cerca de 75% de contributo).

Tabela 3 – Balanço Nacional Líquido de Emissões de GEE (Conselho de Ministros, 2006)

(Gg CO ₂ e)	1990	Cenário de Referência	Cenário c/ Medidas Adicionais	Redução c/ Med. Adicionais
		2010	2010	(%)
1. Energia	40.172	65.741	63.781	-3%
A. Actividades de combustão	39.947	64.302	62.336	
1. Indústrias da energia	16.010	23.146	22.161	-4%
2. Indústria e Construção	9.263	11.902	11.602	-3%
3. Transportes	10.055	21.151	20.543	-3%
4. Outros Sectores	4.619	8.104	8.031	-1%
B. Emissões fugitivas de combustíveis (produtos de petróleo e gás natural)	225	1.438	1.445	
2. Processos Industriais	4.626	7.204	7.204	0%
3. Solventes e Uso de Outros Produtos	220	290	290	0%
4. Agricultura	7.878	8.649	8.220	-5%
5. Resíduos	7.061	6.080	6.080	0%
Balanço de Emissões Nacionais	59.957	87.964	85.576	-3%
Alterações de usos do solo e floresta				
Desflorestação (Art.º 3.7 do PQ)	822			
Art.º 3.3 do PQ (FRD)		-3.355	-3.355	
Desflorestação		388	388	
Florestação / reflorestação		-3.743	-3.743	
Art.º 3.4 do PQ			-1.300	
Gestão Florestal			-800	
Gestão Agrícola / Gestão de Pastagens			-500	
Total		-3.355	-4.655	
Balanço Líquido de Emissões	60.779	84.608	80.920	-5%

Nota: O valor referido a 1990 não deve ser tomado para análise de cumprimento, uma vez que não representa a base da Quantidade Atribuída.

Em conclusão, o conjunto de políticas e medidas abrangidas pelo PNAC 2006 pode reduzir a totalidade das emissões de GEE em 3.687 Gg CO₂e. Assim, Portugal fica mais próximo da Quantidade Atribuída, sendo o défice estimado em 3.727 Gg CO₂e.

De forma a suprir este défice, o PNAC recomenda dois tipos de medidas:

- maiores reduções às instalações abrangidas pelo CELE;

- recurso aos mecanismos de flexibilidade do Protocolo de Quioto, tais como a aquisição de Unidades de Quantidade Atribuída a outras Partes do Protocolo de Quioto (Comércio Internacional de Emissões), URE's ou Reduções Certificadas de Emissão (disponibilizadas em projectos relativos aos Mecanismos de Implementação Conjunta ou de Desenvolvimento Limpo). (Conselho de Ministros, 2006)

II.3. EMISSÃO DE GASES DE EFEITO DE ESTUFA EM PORTUGAL E COMPARAÇÃO COM A UNIÃO EUROPEIA

Ao abrigo do Protocolo de Quioto, a Comunidade Europeia (EU-15) considerou como ano base o ano de 1990 para a contabilização da emissão de GEE como o CO₂, o CH₄ e o N₂O. Para os gases fluorados, o ano base considerado foi o de 1990 para a Áustria, França e Itália, e para os restantes países foi o ano de 1995.

De 1990 a 2005, a EU-15 decresceu as suas emissões de GEE em 2%, sendo o seu compromisso, face ao Protocolo de Quioto, uma redução global de 8%. No mesmo período, Portugal viu as suas emissões aumentarem cerca de 40%, sendo o seu compromisso um aumento máximo de 27%. A Áustria (+18,1%, PQ = -13%), a Irlanda (+25,4%, PQ = 13%), a Itália (+12,1%, PQ = -6,5%), o Luxemburgo (+0,4%, PQ = -28%) e a Espanha (+52,3%, PQ = 15%) também aumentaram as suas emissões.

Tabela 4 – Emissão de GEE em unidades de CO₂e sem considerar os sumidouros de GEE (uso da terra, alterações ao uso da terra e florestas). (European Environment Agency, 2007)

	1990 (Gton CO ₂ e)	2005 (Gton CO ₂ e)	Varição 1990–2005 (%)	Compromisso 2008-2012 (PQ) (%)
Portugal	60,9	85,5	40,4%	27%
CE-15	4.278,8	4.192	-2%	-8%

Só a Finlândia, o Reino Unido, a França e a Suécia é que se encontravam abaixo da meta de emissões de GEE assumida, sendo a Suécia o país com a maior distância positiva de 11,4% face à meta do Protocolo de Quioto.

Em termos de esforço de redução a Espanha, a Áustria e o Luxemburgo assumem o topo da lista dos países que ainda têm de reduzir as suas emissões para o cumprimento do Protocolo de Quito, com um esforço de 37,3%, 31,1% e 28,4%, respectivamente. Portugal assume o quinto lugar do ranking com uma distância negativa à meta assumida de 13,4%.

Portugal representa um contributo de cerca de 2% no total das emissões de GEE da Comunidade Europeia (EU-15), embora, de 1990 a 2005, tenha vindo a aumentar esse contributo, o que se traduz numa maior emissão nacional de GEE.

Na Comunidade Europeia dos 25, Portugal assume o quarto lugar do ranking das mais baixas emissões per capita. Contudo, desde 1990, Portugal aumentou quase duas toneladas de emissões de CO₂e/capita. Foram seis os países que também viram as suas emissões de GEE aumentarem mais de uma tonelada per capita desde 1990: Chipre, Finlândia, Espanha, Grécia, Irlanda e Áustria. As maiores reduções, acima das quatro toneladas/capita, verificaram-se na Estónia, Lituânia, Luxemburgo, Látvia, República Checa e Eslováquia.

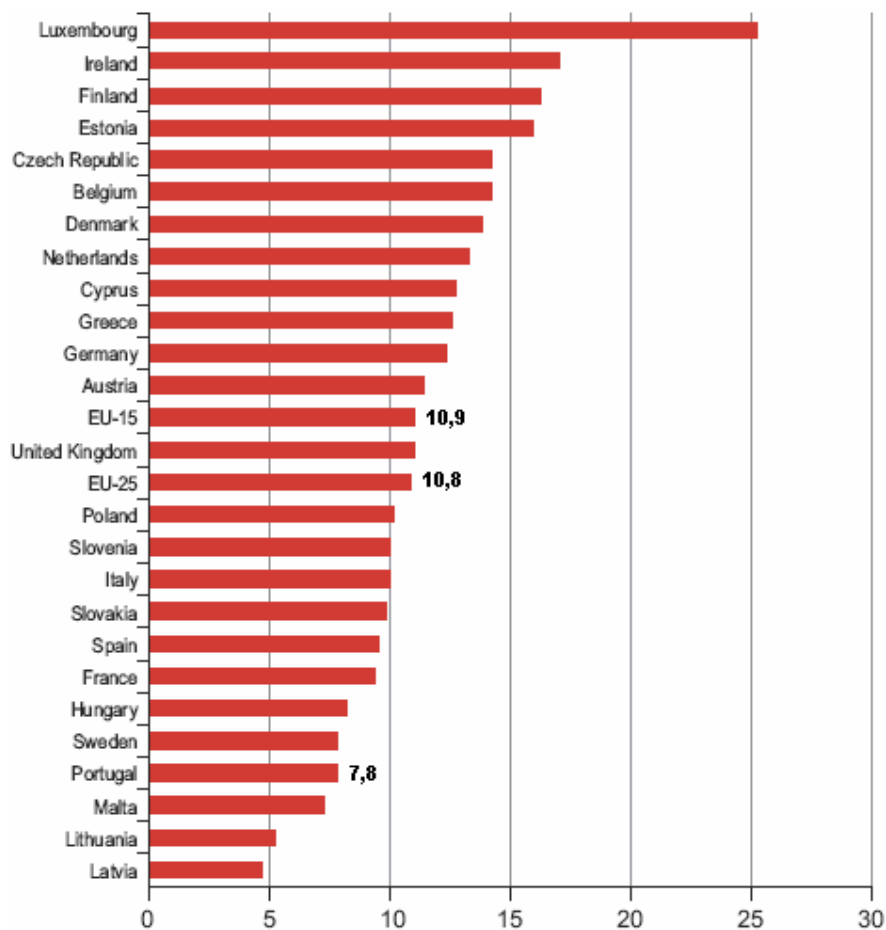


Figura 6 – Emissão de GEE per capita (ton CO₂e/capita) dos 25 Países da Comunidade Europeia, em 2003. (European Communities, URL018)

O registo obrigatório das emissões de GEE que cada País tem de apresentar regularmente à Comunidade Europeia divide-se em sete categorias de fontes emissoras:

- Energia (em 2005, o seu contributo era de 80,1% para as emissões totais sem sumidouros);
- Processos industriais (7,9% de contributo);
- Uso de solventes e outros produtos (0,19% de contributo);
- Agricultura (9,2% de contributo);
- Utilização do solo, sua alteração e florestas (sendo um fonte sumidoura de GEE, o seu contributo positivo era de 8,1%);
- Resíduos (contributo de 2,6%);
- Outros (sem registo).

Pode-se comprovar que, a nível nacional, o sector da energia é o que tem um maior peso nas emissões totais de GEE, tendo este sector, de 1990 para 2005, aumentado a sua contribuição em cerca de 3,6% (3.263 Tg CO₂e em 1990 e 3.357 Tg CO₂e em 2005) ao contrário de qualquer um dos outros sectores, excepto os sumidouros de GEE cujo aumento foi de 2,7% (-217 Tg em 1990 e -315 Tg em 2005). (European Environment Agency, 2007)

Assim, e tendo em conta a importância do sector energético para as emissões totais de GEE, a análise das emissões de GEE em Portugal e a sua comparação com os países da Comunidade Europeia irá restringir-se unicamente a este sector, no período de 1990 a 2005.

Tabela 5 – Emissão de GEE em Portugal. (European Environment Agency, 2007)

	1990 (Gg CO ₂ e)	2005 (Gg CO ₂ e)
Produção de electricidade e calor	14.012	21.275
Indústria Produtiva e Construção	9.263	10.668
Transportes	10.041	19.956
Outros sectores	4.610	7.067

❖ Sector Energético

Inclui três principais fontes de emissão de GEE: emissões a partir da produção de calor e electricidade, emissões a partir da refinaria do petróleo e emissões a partir da produção de combustíveis sólidos e outras produções de energia. (European Environment Agency, 2007)

a) Produção de Electricidade e Calor

As emissões derivadas da produção de electricidade e calor englobam as emissões das actividades de produção de electricidade, de produção combinada de calor e electricidade e centrais de produção de calor.

Sendo o petróleo o combustível mais utilizado para a produção de calor e electricidade, registou-se um aumento de mais de 20% na EU-15, de 1990 a 2005. Felizmente, a emissão de GEE não aumentou linearmente com o aumento do consumo do petróleo devido essencialmente a sistemas energéticos mais eficientes (redução de 12% na queima de combustíveis fósseis por unidade de electricidade produzida) e à troca de combustíveis fósseis por gás natural (a troca de carvão e linhite por gás natural permitiu uma redução de 18% nas emissões de CO₂e por unidade de combustível fóssil queimado de 1990 a 2004).

Esta é a maior fonte de emissão de CO₂e na EU-15 contribuindo, em 2005, com cerca de um quarto do total de emissões de GEE. Entre 1990 e 2005, as emissões aumentaram 6% na EU-15 e em Portugal cerca de 52% (em 2005, as emissões situavam-se nos 21.174 Gg CO₂e).

Só cinco países da Comunidade Europeia é que não aumentaram as suas emissões: Dinamarca, França, Luxemburgo, Alemanha e Reino Unido (este último com uma redução de cerca de 60% de 1990 a 2005). Dos restantes países, Espanha contribuía com quase metade da totalidade das emissões, sendo o aumento registado de 71%.

b) Refinaria do Petróleo

Contempla todas as actividades de combustão que suportam a refinaria dos produtos derivados de petróleo incluindo a combustão resultante da produção de electricidade e calor para uso próprio. Não inclui as emissões decorrentes da evaporação que ocorre no processo.

As emissões de CO₂ da refinaria do petróleo são a sexta maior fonte de emissões da EU-15 cujo contributo para o total das emissões foi de 2,9% em 2005, tendo-se registado um aumento no período em causa de cerca de 17%.

Em 2005, quase todos os países comunitários registavam níveis de emissões muito próximas dos níveis de 1990. Contudo, Portugal não seguiu a mesma tendência, tendo aumentado o seu registo em cerca de 36%, com um contributo global europeu de 2,1%.

c) Produção de combustíveis sólidos e outras produções de energia

De acordo com o IPCC, este segmento abrange as emissões derivadas da combustão de combustíveis sólidos para a produção de subprodutos, incluindo a produção de carvão vegetal e a produção de electricidade e calor para uso próprio nas indústrias englobadas no processo produtivo.

A contribuição deste subsector no total das emissões é de 1,4% na EU-15, tendo decrescido cerca de 40% desde 1990, embora, nos últimos anos, se tenha registado uma tendência de subida.

Portugal não registou nenhuma emissão deste subsector em 2005, mas houve países que aumentaram as suas emissões, nomeadamente, a Dinamarca (195%),

a Finlândia (14%), a Irlanda (9%), a Itália (21%), a Holanda (35%) e o Reino Unido (33%).

❖ Indústria Produtiva e Construção

Portugal contrariou a tendência da Comunidade Europeia, uma vez que aumentou cerca de 15% as suas emissões neste sector, enquanto que a EU-15 decresceu cerca de 10%.

Da mesma forma que Portugal, também a Áustria, a Dinamarca, a Irlanda e a Espanha seguiram o mesmo caminho, tendo-se registado o maior aumento em Espanha, 54% representando um contributo de 13% no total das emissões da Comunidade Europeia. A Alemanha foi o país que registou a maior redução, embora continue a ser um dos países que contribuem com o maior número de emissões, conjuntamente com a Itália, o Reino Unido e a Espanha.

As emissões neste sector implicam o terceiro lugar das maiores fontes de emissão de CO₂e, contribuindo com 13% para o total das emissões de GEE. (European Environment Agency, 2007)

a) Indústria de Ferro e Aço

Representando 18,4% do total das emissões nesta categoria e contribuindo com 2,4% para o total das emissões de GEE em 2005, este subsector diminuiu as suas emissões em 11% devido à utilização de biomassa e gás natural no processo de fabrico em detrimento do uso de combustíveis fósseis.

Em 2005, o contributo de Portugal foi de 0,2% para a totalidade das emissões da CE-15, tendo registado uma diminuição de 71% desde 1990.

A contrariar esta tendência, foram sete os países que viram as suas emissões crescerem, nomeadamente, a Áustria (29%), a Dinamarca (19%), a Finlândia (42%), a França (4%), a Alemanha (32%), a Holanda (13%) e a Suécia (1%).

b) Indústria de Metais Não Ferrosos

Representando 2% na categoria da Indústria Produtiva e Construção, as emissões neste subsector mantiveram-se praticamente constantes desde 1990. França é o país que mais contribuiu para as emissões da EU-15, cerca de 18,7% e Espanha foi o país que registou o maior aumento – 125% desde 1990. Portugal não apresenta registos nesta subcategoria, estando as emissões provenientes enquadradas no subsector “Outras Indústrias”.

c) Indústria Química

Com um total de contribuição de 1,6% para as emissões de GEE da EU-15, este subsector contribuiu com 11,7% para o sector da Indústria Produtiva e Construção.

Entre 1990 e 2005, as emissões de CO₂e decresceram 7% na EU-15, devido essencialmente ao decréscimo sofrido pela Itália (-39%), Holanda (-32%) e Grécia (-17%), sendo estes os únicos países que diminuíram as suas emissões. Já Espanha foi o país que registou o maior aumento, cerca de 71%.

Com um contributo de 2,8% para as emissões da EU-15 neste subsector, Portugal aumentou as suas emissões em 24%.

d) Indústria do Papel

Sendo o contributo nacional de 0,7% para o total das emissões de GEE em 2005, representam 5,1% das emissões totais da categoria em que se enquadram.

A EU-15 viu as emissões deste subsector aumentarem 13% no período em causa, tendo-se registado os maiores contributos de países como a França (20,2%), a Itália (16,4%) e a Espanha (21,2%). O contributo de Portugal foi de 4,1%, tendo registado um aumento de 57% entre 1990 e 2005.

e) Indústria de Processamento de Comida, Bebida e Tabaco

Com um contributo global para as emissões de GEE de 0,9% em 2005, este subsector contribuiu com 6,8% para a categoria em que se enquadra.

O aumento registado foi de 13% para a EU-15 devendo-se essencialmente ao aumento das emissões a partir de combustíveis gasosos (+90%). Portugal contribuiu com 2,1%, tendo decrescido as suas emissões em 5%.

f) Outras Indústrias

As emissões de CO₂e provenientes deste subsector contribuíram com 54% para as emissões da categoria “Industria Produtiva e Construção”, representando, em 2005, 7,2% no total das emissões de GEE.

O decréscimo de 15% na EU-15 deveu-se à diminuição das emissões provenientes do uso de combustíveis sólidos (-68%) e dos líquidos (-13%). A maior diminuição ocorreu na Alemanha (-39%) e o maior aumento registou-se em Espanha (+60%).

Com um contributo europeu de 2,2%, Portugal aumentou as suas emissões em 20%.

❖ Transportes

No período de 1990 a 2005, o sector dos transportes foi um dos sectores que mais contribuiu para a emissão de GEE a nível europeu, tendo registado um aumento de cerca de 26%. (European Environment Agency, 2007)

Tal como os restantes Países, também Portugal aumentou as suas emissões neste sector, sendo o seu contributo para a EU-15 de cerca de 1,4% em 1990 e de 2,3% em 2005. Contudo, o aumento nacional registado durante este período foi de 98,7%.

Este sector subdivide-se em várias áreas de actuação, nomeadamente:

a) Transporte Aéreo

Registou o maior aumento das emissões de GEE - cerca de 44%. França, Espanha e a Alemanha contribuíram com a maioria das emissões neste subsector, representando cerca de 67% do total europeu. A Grécia, a Dinamarca, a Bélgica, a Finlândia e a Suécia foram os únicos países que viram as suas emissões decrescerem. Portugal aumentou consideravelmente as suas emissões - 143% no mesmo período.

b) Transporte Rodoviário

A EU-15 aumentou as suas emissões em cerca de 25%, provenientes essencialmente do consumo de gasolina e gasóleo, embora se tenha assistido a um declínio do consumo de gasolina em virtude do aumento do consumo de gasóleo no transporte rodoviário de passageiros.

Todos os Estados Membros aumentaram as suas emissões neste subsector, sendo a Alemanha, a França, a Itália e o Reino Unido os países que, no seu conjunto, representaram cerca de 65% das emissões de GEE.

Com um contributo de 1,5% em 1990 e de 2,3% em 2005 para a contabilização europeia de emissões de GEE, Portugal viu as suas emissões aumentarem 101% durante este período.

c) Transporte Ferroviário

Quase todos os países diminuíram as suas emissões no período em causa, excepto a Irlanda, a Holanda e o Reino Unido, representando um decréscimo de 24% nas emissões da EU-15.

Também Portugal diminuiu as suas emissões em cerca de 54%, o que equivaleu, em 2005, a 2,2% das emissões de GEE na Comunidade Europeia.

d) Transporte Marítimo

Com um aumento de 9%, Portugal contribuía com 1,2% para o total das emissões de GEE da EU-15 em 2005, sendo o valor registado por este sector 21.563 Gg CO₂e. No mesmo período, a maioria dos Estados Membros aumentaram também as suas emissões excepto a Alemanha, a Irlanda e a Dinamarca.

De notar que a Itália, a França, a Espanha e o Reino Unido representaram cerca de 72% da totalidade das emissões.

e) Outros Transportes

O contributo deste subsector é insignificante quando comparado com os outros tipos de transporte, sendo de 0,2% para o total das emissões de GEE.

❖ Outros sectores

Correspondendo a 15% das emissões de GEE da EU-15, englobam os sectores de comércio e serviços (4% do total das emissões de GEE), residencial (com 10% de contributo) e agricultura, floresta e pescas (1,5% de contributo).

Em 2005, Portugal contribuía para a Comunidade Europeia com 1,1% tendo registado um aumento de 53% de 1990 a 2005. Já a EU-15 diminuiu as suas emissões em 0,2%. (European Environment Agency, 2007)

II.4. SÍNTESE CONCLUSIVA

As alterações climáticas associadas à emissão de GEE ocorrem devido, essencialmente, a acções antropogénicas associadas principalmente à queima de combustíveis fósseis para a produção de energia. Essa emissão assume um papel extremamente relevante no seio das preocupações ambientais a nível mundial, devido à sua velocidade de propagação, dimensão e consequências para a saúde pública.

Actualmente já podemos observar algumas das suas consequências, como por exemplo:

- o aumento da temperatura terrestre (nos últimos cem anos foi de 0,74°C, enquanto que as perspectivas apontavam para aumentos na ordem dos 0,6°C);
- o aumento da concentração média do vapor de água atmosférico;
- o aumento da temperatura média global dos oceanos (a temperatura aumentou até 3.000 metros de profundidade);
- a subida do nível médio da água dos oceanos (no século XX, o aumento estimado foi de 0,17 metros);
- a variação quantitativa da precipitação em certas regiões;
- a ocorrência de secas maiores e mais intensas e
- o aumento da actividade ciclónica.

Estas consequências tendem a agravar-se caso não se implementem medidas e acções que as minimizem. Contudo, para as próximas duas décadas está previsto um aumento do aquecimento global de cerca de 0,2°C por década.

Nesse sentido, a nível internacional foram tomadas medidas e acções que minimizassem estes efeitos, destacando-se:

- a Declaração sobre o Meio Ambiente Humano (1972), devido principalmente ao seu Princípio 21, o qual atribuía a responsabilidade aos Estados pelos danos causados ao ambiente de outros Estados derivados da exploração dos seus próprios recursos;
- o Relatório de Brundtland (1987), onde se definiu o conceito de desenvolvimento sustentável como o “desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir as suas próprias necessidades”;
- o Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (1988), que apresenta metodologias e trabalhos específicos que servem de base de trabalho para os diversos Países e que recolhe e sistematiza a informação publicada à escala mundial;
- o Protocolo de Quioto (1997), definiu a quantificação e redução de emissões que cada País deverá cumprir assim como as directrizes a seguir com a finalidade de promover o desenvolvimento sustentável. Desta forma, as emissões a nível europeu deveriam ser reduzidas em pelo menos 5% abaixo dos níveis de 1990, no período de 2010-2012. Para validar o Protocolo de Quioto, este tem de ser ratificado por países que representem no seu conjunto 55% das emissões globais totais de GEE, tendo sido validado só em 2004. Portugal assumiu a meta de 92% das emissões inventariadas em 1990, ou seja, terá de conter o aumento das suas emissões de GEE em 27%, comparativamente com 1990.

A nível nacional, as previsões apontam para um aumento da temperatura entre 4 e 7°C (o aumento previsto para a temperatura média da superfície terrestre é de 1,4 a 5,8°C), o decréscimo e a alteração da distribuição da precipitação mensal, a diminuição da disponibilidade de água e a perda de território na ordem dos 25 a 110 cm, devido à subida do nível médio da água do mar. Assim, as acções e medidas nacionais mais relevantes foram:

- a criação da Comissão para as Alterações Climáticas (2001), que tem por objectivo definir a estratégia nacional relativa às emissões gasosas e o acompanhamento de todos os processos envolvidos;

- a elaboração de Programas Nacionais para as Alterações Climáticas (PNAC's) que incorporam um conjunto de medidas, políticas e respectivos instrumentos para o cumprimento dos seus objectivos:

- PNAC 2001 – apresentou perspectivas muito negativas quanto ao cumprimento do Protocolo de Quioto, estimando em 54% a 63% o acréscimo das emissões de GEE. Com as medidas que propôs, as medidas adicionais publicadas em 2003 e com o Comércio Europeu de Licenças de Emissão, previa-se que a redução das emissões fosse na ordem dos 7,6 a 8,8 Mton CO₂e, valores estes inferiores à necessidade estimada de 16 a 21 Mton CO₂e, para o período de 2008-2012;
- PNAC 2004 – as medidas propostas (implicando uma redução de 6,7 Mton CO₂e a 7 Mton CO₂e) e as que já se encontravam em vigor não permitiam atingir os compromissos assumidos implicando um esforço de redução suplementar de 1,7 a 5,6 Mton CO₂e.
- PNAC 2006 – estima em 3,7 Mton CO₂e o esforço de redução suplementar após aplicação de todas as medidas propostas, prevendo um aumento de 47% das emissões de GEE para 2010, como consequência de um aumento de 68% do consumo de energia primária. Estima ainda que os sectores para os quais se esperam os maiores aumentos são o sector dos transportes e o sector residencial e serviços.

No período de 1990 a 2005, Portugal aumentou em 40% as suas emissões de GEE, enquanto que a EU-15 aumentou 2%. Conclui-se assim que Portugal ultrapassou largamente a meta assumida no Protocolo de Quioto: mais 27% de emissões face a 1990, assumindo o quinto lugar no ranking dos Países que apresentam uma distância negativa às metas assumidas. Por sua vez, a EU-15 também se encontra aquém do seu objectivo: redução global de 8%.

Portugal representa 2% no total de emissões de GEE da EU-15, com uma emissão de 7,8 ton CO₂e per capita. Com este valor, ocupa o quarto lugar do ranking das mais baixas emissões per capita da EU-25.

Relativamente ao sector com mais emissões a nível nacional, é o sector energético que se destaca, tendo aumentado a sua contribuição em 3,6%, de 1990 a 2005. Na tabela que se segue, apresenta-se um resumo da variação das emissões de GEE por sector, em Portugal e na EU-15.

Tabela 6 – Variação das emissões de GEE por sector, de 1990 a 2005.

Sector	EU-15	Portugal
Produção de electricidade e calor	+ 6%	+ 52%
Refinaria do petróleo	~ 0%	+ 36%
Produção de combustíveis sólidos e outras produções de energia	- 40%	n/d
Indústria Produtiva e Construção	- 10%	+ 15%
Transportes	+ 26%	+ 98,7%

III. O SECTOR DA ENERGIA EM PORTUGAL

O consumo de energia pela Humanidade tem produzido implicações negativas para o equilíbrio do ambiente, principalmente no que diz respeito à emissão de gases com efeito de estufa resultante da utilização de recursos fósseis não renováveis.

Assim, o risco de exaustão destes recursos, como o petróleo, o gás natural e o carvão, aliado ao elevado nível de emissões gasosas poluentes e o conseqüente aquecimento global do Planeta são os elementos chave do cenário energético e ambiental internacional que se presencia actualmente.

As iniciativas internacionais, em torno da problemática das alterações climáticas, desde sempre estabeleceram uma inter-relação negativa entre o consumo de energia e a emissão de gases com efeito de estufa, com especial evidência, o dióxido de carbono. A título de exemplo, destacam-se o Relatório Brundtland, que levantou questões e definiu o caminho a seguir relativamente à questão da energia, salientando a sua importância para o desenvolvimento dos Países, e a Agenda 21, a qual indicava que a necessidade de controlar as emissões atmosféricas de gases com efeito de estufa e de outros gases ou substâncias deveria basear-se na eficiência, produção, transmissão, distribuição e consumo de energia, assim como na dependência crescente de sistemas energéticos ambientalmente saudáveis, sobretudo de fontes de energia novas e renováveis (todas as formas de energia cuja taxa de utilização é inferior à taxa de renovação).

Também o Protocolo de Quioto reforça essa inter-relação energia / emissão de gases com efeito de estufa, através dos compromissos quantificados de limitação e redução de emissões, com a aplicação de diversas medidas, entre as quais se destacam a melhoria da eficiência energética em sectores relevantes da economia nacional, a investigação, promoção, desenvolvimento e o aumento da utilização de fontes de energia renováveis.

Face a esta preocupação, pretende-se estudar o sector da oferta e da procura de energia em Portugal, efectuando-se um levantamento da produção nacional de energia eléctrica e da utilização de fontes de energia renováveis.

III.1. POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

A presente dissertação não pretende descrever pormenorizadamente qual a legislação aplicável ao sector energético, mas essencialmente referir quais as acções e medidas governamentais com maior relevância, no que diz respeito à produção de energia a partir de fontes renováveis, no sentido do cumprimento do Protocolo de Quioto.

Só em 2001 é que foi definida uma política energética concreta para a melhoria da eficiência energética e para o aumento da utilização de fontes de energia renováveis, através do Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Endógenas, tendo como subprogramas o “Programa Água Quente Solar” (Ministério da Economia, 2001) e o “Programa P3E – Eficiência Energética nos Edifícios” (URL012). Este Programa era apoiado financeiramente pela medida MAPE – Medida de Apoio ao Potencial Energético e Racionalização de Consumos (Ministério das Finanças, da Economia e do Planeamento, 2002).

Traçava-se assim um plano estratégico para a promoção das fontes de energia renováveis de forma a cumprir as metas definidas, pelo prazo de dez a quinze anos, como por exemplo, a duplicação da disponibilidade de potência e de energia eléctrica de origem endógena, a redução da intensidade energética do PIB, a melhoria da gestão do diagrama de cargas eléctricas, o aumento das oportunidades de eficiência energética e a melhoria da qualidade de serviço e preços de electricidade, gás natural e outros combustíveis.

Os seus objectivos, consequentes da redução das emissões gasosas, em particular do CO₂, centravam-se essencialmente na melhoria da competitividade da economia nacional, na modernização da sociedade portuguesa e na qualidade de vida das populações, sendo unicamente concretizáveis através da promoção da eficiência energética e da valorização das energias endógenas.

A título de exemplo, este Programa definia o objectivo de instalar, até 2010, 3.000 MW de potência eléctrica a partir da energia eólica, 500 MW de mini-hídricas, 100 MW de centrais de biomassa, 50 MW instalados para utilização do biogás, assim como para o aproveitamento fotovoltaico e da energia das ondas, 130 MW para aproveitamento dos

resíduos sólidos urbanos e 5.000 MW de grandes hídricas. Relativamente aos combustíveis fósseis e sua utilização para produção de energia eléctrica, este programa previa a instalação de 2.800 MW de centrais a gás natural, 1.870 MW a carvão, 1.500 MW a fuelóleo, 1.700 MW de cogeração e não incluía a instalação de centrais a gasóleo. (Ministério da Economia, 2001)

Posteriormente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, veio aprovar as novas orientações da política energética portuguesa, na qual se definiram os objectivos e medidas inerentes à sua concretização, revogando a Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, de 19 de Outubro – Programa E4, Eficiência Energética e Energias Endógenas. (Presidência do Conselho de Ministros, URL016)

A 27 de Setembro de 2001, foi adoptada a Directiva Comunitária 2001/77/CE, a qual promovia a electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno de electricidade. Demonstrava-se assim que a Comunidade Europeia estava a reunir esforços para que esta forma de produção de energia se implementasse solidamente, constituindo uma estratégia para a redução da emissão de GEE. Reconhecia ainda que a exploração destas fontes de energia conduzia ao desenvolvimento de novos postos de trabalho, da segurança do abastecimento, da protecção ao ambiente e da implementação de desenvolvimento sustentável, para além de acelerar o cumprimento das metas do Protocolo de Quioto.

Uma das obrigações dos Estados-Membros, perante esta Directiva, é a aprovação e publicação de um relatório que, para além do estabelecido no n.º 2 do seu artigo 3º, *“...Até 27 de Outubro de 2002 e posteriormente de 5 em 5 anos, os Estados-Membros aprovam e publicam um relatório que defina as metas indicativas nacionais relativas ao consumo de electricidade produzida a partir das fontes de energia renovável, em termos de percentagem de consumo de electricidade, para os 10 anos seguintes...”*, deverá destacar as medidas tomadas ou projectadas para alcançar as metas que descreveu.

As metas nacionais deverão ser compatíveis com a meta indicativa global de 12% do consumo interno bruto de energia em 2010.

Para além de estabelecer a definição das metas a atingir pelos Estados-Membros, esta Directiva focava a necessidade de garantir a origem da electricidade, quando um destes

Estados adquirir electricidade a outro Estado-Membro, com o objectivo de contribuir para o cumprimento da quota nacional obrigatória. (Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, URL013)

III.1.1.RELATÓRIO – DEFINIÇÃO DE METAS INDICATIVAS RELATIVAS À PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE PRODUZIDA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

Devido ao compromisso assumido por Portugal perante a Directiva 2001/77/CE, foi elaborado e tornado público o primeiro relatório emitido pela Direcção Geral de Energia, o qual avaliou e perspectivou a evolução da utilização de fontes de energia renováveis para a produção de energia eléctrica. Este relatório não contemplava a contribuição das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

O compromisso que Portugal propôs cumprir foi de que pelo menos 39% do consumo bruto de electricidade, em 2010, fosse de origem renovável. Este valor tinha por base a electricidade produzida em 1997 a partir de fontes de energia renováveis, ou seja, 14,3 TWh, isto é, 38,5 % (produção nacional / consumo nacional bruto) da produção nacional. Neste contexto, Portugal presumiu que o plano nacional de electricidade deveria prosseguir com a construção de nova capacidade hidroeléctrica superior a 10 MW e que outro tipo de fonte de energia renovável viesse a aumentar a uma taxa anual oito vezes superior à verificada em 2001. Tal só era possível com auxílios estatais. (Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, URL013)

Convém referir que, em 1997, quase 90% da electricidade produzida, via fontes de energia renováveis, era proveniente de centrais hidroeléctricas.

Este relatório assumiu que, em 2010, o consumo bruto de electricidade no Continente, seria de 54,3 TWh e, se tivesse em conta as perdas de energia na rede de distribuição e os consumos das próprias centrais, este valor passaria para 62 TWh, o que implicava que a produção de electricidade a partir das fontes de energia renováveis fosse na ordem dos 24,2 TWh. Além disso, previa que o consumo total bruto de electricidade evoluísse conforme o descrito na Tabela 7. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Tabela 7 – Evolução do Consumo Total / Bruto de Electricidade entre 2002 e 2012 (TWh/ano).
(Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Ano	Consumo Total no Continente A	Perdas nas redes B	Consumos Próprios das centrais $C=0,045*(A+B)$	Consumo Bruto no Continente $D=A+B+C$	Produção Renovável (39% do consumo bruto no Continente) $E=0,39*D$
2002	40,3	4,1	2,0	46,4	--
2003	42,0	4,2	2,1	48,3	--
2004	43,7	4,3	2,2	50,2	--
2005	45,5	4,4	2,2	52,1	--
2006	47,1	4,5	2,3	53,9	--
2007	48,8	4,6	2,4	55,8	--
2008	50,6	4,8	2,5	57,9	--
2009	52,4	4,9	2,6	59,9	--
2010	54,3	5,0	2,7	62,0	24,2
2012	58,3	5,3	2,9	66,5	25,9

Potencial de Exploração de Fontes de Energia Renováveis para a Produção de Electricidade

De acordo com o estipulado neste Relatório, previu-se qual o potencial técnico de aproveitamento de fontes de energia renováveis para a produção de energia eléctrica, em 2002, Tabela 8, a evolução da potência instalada, Tabela 9, e a evolução da produção, Tabela 10.

Para o cálculo do potencial técnico do aproveitamento da energia eólica, o Relatório considerou um patamar de 2.500 horas por ano, sem restrições ambientais. Além disso, a fonte de energia designada como “pequenos aproveitamentos hídricos” inclui os pequenos aproveitamentos do SENV, os quais totalizam 56 MW de potência instalada, assim como a “biomassa” que inclui os resíduos sólidos urbanos.

Tabela 8 – Potencial Técnico de Fontes de Energia Renováveis. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Fonte de Energia Renovável	Potência (MW)	Energia (GWh/ano)
Eólica (1)	3.140	7.065
Pequenos aproveitamentos hídricos (2)	1.281	3.906
Biomassa (3)	530	3.200
Total	4.951	14.171

- (1) Para o patamar das 2500 horas/ano, sem restrições ambientais;
 (2) Inclui pequenos aproveitamentos hídricos do SENV, que totalizam 56 MW de potência instalada;
 (3) Inclui os resíduos sólidos urbanos.

Observa-se que o aproveitamento da energia eólica se sobrepõe aos outros dois tipos de aproveitamento: hídrico e biomassa, quer em termos de potência instalada (MW), quer em energia produzida (em GWh/ano).

A Tabela 9 apresenta as previsões de evolução da potência instalada em centrais produtoras de energia eléctrica, a partir de fontes de energia renováveis, sendo de notar que não foi possível desagregar a potência instalada de cogeração a partir da biomassa da cogeração a partir de combustíveis fósseis.

Tabela 9 – Evolução da Potência instalada em centrais produtoras de electricidade a partir de fontes de energia renováveis (MW). (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Ano	Hídricas (SEP + SENV)	Hídricas (PRE)	Eólica	Biomassa + Biogás	RSU	Fotovoltaica	Ondas	Cogeração c/ Biomassa	Total
2002	4.209	235	200	20	66	1	2		4.736
2003	4.445	245	260	25	66	1	5		5.056
2004	4.624	255	340	30	66	12	10		5.340
2005	4.624	270	500	40	66	20	20		5.540
2006	4.624	300	9.00	80	66	30	20		6.020
2007	4.624	350	1.300	110	66	50	20		6.510
2008	4.857	410	1.800	140	66	50	20		7.343
2009	4.995	480	2.400	170	66	50	20		8.181
2010	4.995	500	2.930	200	66	50	20		8.761
2011	5.123	505	2.950	200	66	50	20		8.914
2012	5.123	510	2.970	200	66	50	20		8.939

As previsões para a potência instalada em centrais produtoras, até 2012, apontam para uma evolução de cerca de 89% da potência instalada em 2002. Note-se que as fontes que serão mais implementadas são a energia eólica – aumento de 2.770 MW face a 2002 – e a fotovoltaica – aumento de 49 MW.

Face a 2002, estima-se que, em 2012, as restantes centrais produtoras de electricidade aumentarão a sua potência instalada de acordo com a seguinte repartição: 22% para centrais hídricas do SEP e do SENV, 117% para mini-hídricas, 900% para centrais de queima de biomassa e de biogás, assim como para centrais de aproveitamento da energia das ondas. Não se prevê a instalação de mais centrais de queima de resíduos sólidos urbanos.

Para os valores de produção, apresentados na tabela seguinte, e tendo em conta a dificuldade de desagregação de potências, o Relatório considerou que a produção total proveniente da cogeração representa cerca de 25% da biomassa.

Tabela 10 – Evolução da produção em centrais produtoras de electricidade a partir de fontes de energia renováveis (GWh). (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Ano	Hídricas (SEP + SENV)	Hídricas (PRE)	Eólica	Biom. + Biogás	RSU	Fotovolt.	Ondas	TOTAL	Coger. c/ Biom.	TOTAL
2002	13.591	797	383	35	450	1	2	15.259	1.246	16.505
2003	13.958	832	518	68	450	1	10	15.837	1.325	17.162
2004	14.370	866	675	110	450	9	25	16.505	1.405	17.910
2005	14.210	910	945	147	450	21	50	16.733	1.484	18.217
2006	14.193	987	1.575	252	450	52	55	17.564	1.538	19.102
2007	14.147	1.126	2.025	399	450	100	60	18.307	1.591	19.898
2008	14.465	1.316	3.488	525	450	125	60	20.429	1.644	22.073
2009	14.761	1.542	4.726	651	450	139	60	22.329	1.697	24.026
2010	14.725	1.698	6.350	777	450	140	60	24.200	1.750	25.950
2011	14.963	1.741	6.629	851	450	140	60	24.555	1.762	26.596
2012	14.996	1.758	6.680	872	450	140	60	24.626	1.777	26.733

É interessante notar que, comparativamente com as outras fontes de energia renováveis, é a partir do aproveitamento da energia solar fotovoltaica que se espera uma maior evolução da quantidade de energia eléctrica produzida, seguindo-se a utilização da

energia das ondas, o aproveitamento da biomassa e do biogás e a energia eólica. As restantes formas de energia situam-se abaixo dos 150% de aumento de produção. No total, prevê-se um aumento de cerca de 62% até 2012, tendo por base 2002.

Metas a Atingir

O Relatório propõe e assume algumas metas a atingir no período de 2010 – 2012, no que diz respeito ao aproveitamento das fontes de energia renováveis para a produção de electricidade.

➤ Energia Solar Térmica

De acordo com o estabelecido no subprograma “Água Quente Solar para Portugal”, prevê-se a instalação de um milhão de metros quadrados de colectores instalados e operacionais até 2010. Este valor representa cerca de 7% do potencial explorável, contribuindo com 100 TWh para a energia final, o que se traduz em 150 TWh de energia primária. Esta contribuição reflecte uma redução de 0,8% nas emissões de gases com efeito de estufa, isto é, 0,5 Mton de CO₂e evitado. (Ministério da Economia, 2001)

➤ Energia Solar Fotovoltaica

Relativamente à instalação de painéis fotovoltaicos, o Relatório prevê, até 2010, um aumento de cerca de 400 MW. Este valor só é possível atingir caso ocorra uma revisão das condições estabelecidas no tarifário, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001 de 29 de Dezembro, uma vez que este estabelece valores para uma potência instalada, a nível nacional, até 50 MW. Este valor não torna rentável monetariamente o objectivo proposto se se mantiverem os custos associados à instalação dos painéis.

➤ Energia das Ondas

Face ao potencial existente em Portugal, prevê-se a instalação de 20 MW, até 2012, de centrais de aproveitamento da energia das ondas.

➤ Energia Eólica

Para o aproveitamento da energia eólica, embora o Programa E4 defina uma meta a atingir de mais de 3.000 MW, a REN prevê que a contribuição deste tipo de tecnologia seja de 2.600 MW. Este Relatório considera que será este tipo de energia que irá compensar com cerca de 250 MW a redução da previsão para o fotovoltaico.

➤ Energia Hídrica

A contribuição da energia hídrica, de acordo com o Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público de 2001, será reforçada pela instalação de centrais hídricas que contribuirão com cerca de 790 MW de potência instalada até 2010. Até 2012, está prevista a construção ou reforço das centrais descritas na Tabela 11.

Tabela 11 – Novos centros produtores hídricos do SEP até 2012. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Novos Centros Produtores Hídricos do SEP	Potência líquida (MW)	Ano
Alqueva	236	2003
Venda Nova II	179	2004
Picote II	233	2008
Baixo Sabor	138	2009
Fridão	128	2011
Total (MW)	914	

Obs: Todas as centrais consideradas são reversíveis.

Uma vez que a taxa de crescimento do consumo de electricidade é de cerca de 5% ao ano, conclui-se que o aproveitamento energético por via hídrica é insuficiente para o cumprimento das metas a atingir.

Em conclusão, estes novos empreendimentos irão contribuir com cerca de 914 MW de capacidade, elevando para cerca de 5.100 MW a actual potência dos aproveitamentos hídricos existentes.

➤ Eficiência Energética

Tendo por base o Programa “Eficiência Energética de Edifícios – P3E”, prevê-se que, com o aumento da eficiência energética dos edifícios e com a implementação das medidas propostas, reduzir cerca de 650 mil ton/ano de CO₂e, até 2010.

Instrumentos de Incentivo

Este Relatório incluía dois tipos de incentivos para a promoção da utilização de fontes de energia renováveis com a finalidade da produção de energia eléctrica: o jurídico, que diferenciava a remuneração consoante o tipo de tecnologia e regime de exploração utilizado, e o apoio ao investimento neste tipo de projectos.

A existência da tarifa diferenciada consoante os benefícios ambientais proporcionados, para a entrega de electricidade produzida a partir das fontes de energia renováveis, era uma das formas de incentivo aplicadas.

O Terceiro Quadro Comunitário de Apoio para Portugal (QCA III), através do Eixo 2 do Programa Operacional de Economia (POE), criava a MAPE, que entre outras medias apoiava o investimento em equipamentos de cogeração a gás natural e de produção de energia eléctrica utilizando fontes de energia renováveis, assim como a utilização racional de energia. (Ministério da Economia, URL014)

Para além da MAPE, existia também o apoio a projectos de investimento em infra-estruturas públicas de transporte e distribuição de electricidade e gás natural, através da “Medida de Apoio à Modernização e Desenvolvimento de Infra-Estruturas Energéticas” dentro do âmbito do Eixo 3 do POE.

Custos de Investimento

Os custos directos de produção definem-se por tipo de tecnologia de conversão, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Custos directos de Produção. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Hídricas (PRE) – 1,50 M€/MW
Eólica – 1,05 M€/MW
Biomassa e Biogás – 1,75 M€/MW
Fotovoltaica – 6,0 M€/MW
Ondas – 1,6 M€/MW

Na tabela seguinte apresenta-se a previsão da evolução dos investimentos a realizar, para o cumprimento das metas a que Portugal se comprometeu cumprir.

Tabela 13 – Evolução dos investimentos em produção de electricidade a partir das fontes de energia renováveis (M€/ano). (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2002)

Ano	(M€)						TOTAL
	Hídricas (PRE)	Eólica	Biomassa + Biogás	RSU	Fotovoltaica	Ondas	
2002	30	126	16	0	0	3	175
2003	15	63	9	0	0	5	92
2004	15	84	9	0	66	8	182
2005	23	168	18	0	48	16	273
2006	45	420	70	0	60	0	595
2007	75	420	53	0	120	0	668
2008	90	525	53	0	0	0	668
2009	105	630	53	0	0	0	788
2010	30	557	53	0	0	0	640
Total	428	2993	334	0	294	32	4081

Obs: Não são contabilizados os investimentos nas centrais hídricas do SEP.

III.1.2. 1º RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA REALIZAÇÃO DAS METAS INDICATIVAS RELATIVAS À PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE PRODUZIDA A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS EM PORTUGAL – 2002

De forma a cumprir o estipulado na Directiva Comunitária 2001/77/CE, a Direcção Geral de Energia emitiu, em Novembro de 2003, o primeiro relatório de avaliação das metas propostas (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, URL015). Constituiu assim o primeiro relatório dos que serão emitidos e publicados de dois em dois anos, onde se confrontam os resultados obtidos com as metas propostas no relatório “Metas indicativas relativas à produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável”.

Este relatório também analisa os dados quantitativos de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, referentes a 2002. A garantia de origem da electricidade renovável e as medidas tomadas para evitar as barreiras administrativas e regulamentares ao aumento da produção deste tipo de electricidade são outros dos temas abordados.

Comparação com as Metas Previstas para 2002 e os Dados Estatísticos

Na tabela seguinte apresenta-se a comparação da previsão, para 2002, com os dados estatísticos da potência instalada, para produção de electricidade renovável.

Tabela 14 – Dados previsionais e estatísticos relativos à potência instalada para produção de electricidade a partir de FER's, para 2002. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, URL015)

	Previsão (MW)	Dados Estatísticos (MW)
Hídricas (> 10MW)	4.209	4.061
Hídricas (<10MW)	235	293
Eólica	200	190
Biomassa + Biogás	20	10
RSU	66	81
Fotovoltaica	1	1,5
Ondas	2	18
Cogeração c/ biomassa	N/d	387
TOTAL	4.736	5.041,51

Verifica-se que existe uma discrepância positiva entre os valores previstos e os valores estatísticos de cerca de 6,5%. Note-se que as centrais hídricas com potência instalada inferior a 10 MW, as centrais de queima de resíduos sólidos urbanos e as centrais de aproveitamento da energia das ondas ultrapassaram as metas previstas no relatório anterior, ao contrário de todas as outras, de entre as quais se destacam as centrais hidroeléctricas com potência superior a 10 MW com menos 148 MW instalados do que o previsto.

Relativamente à produção de electricidade, pode-se observar a comparação entre o previsto e o real na tabela seguinte, sendo notório que se ficou aquém da previsão, em cerca de 37%.

Tabela 15 – Comparação entre a previsão para a produção de electricidade e os valores reais obtidos. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, URL015)

	Previsão (MWh)	Dados Estatísticos (MWh)
Hídricas (> 10MW)	13.591	7.551
Hídricas (<10MW)	797	706
Eólica	383	362
Biomassa + Biogás	35	42
RSU	450	521
Fotovoltaica	1	1,8
Ondas	2	96,1
Cogeração c/ biomassa	1.246	169
TOTAL	16.505	10.448,8

O tipo de aproveitamento que mais contribuiu para esta variação foi a produção de electricidade por via hídrica a partir de centrais com potência instalada superior a 10 MW, cuja diferença entre o previsto e os dados estatísticos se aproxima dos 650 MWh.

Da mesma forma, as centrais hídricas com potência instalada inferior a 10 MW produziram menos 91 MWh do que o previsto. Para além do aproveitamento da energia hídrica para produção de electricidade, também o aproveitamento da energia eólica e da cogeração com biomassa se afastaram negativamente dos valores previstos, tendo-se produzido menos 21 MWh e 1.077 MWh, respectivamente.

Em contrapartida, o aproveitamento da biomassa e do biogás superaram em 7 MWh o que estava previsto, assim como o aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos, da energia fotovoltaica e da energia das ondas, cuja contribuição superou em 71 MWh, 0,8 MWh e 94,1 MWh, respectivamente.

III.1.3. 2º RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA REALIZAÇÃO DAS METAS INDICATIVAS RELATIVAS À PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE PRODUZIDA A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS EM PORTUGAL – 2004

Em Novembro de 2005, foi emitido o 2º Relatório de Avaliação que tinha como objectivos principais a publicação da evolução da produção de electricidade em centrais produtoras a partir de fontes de energia renováveis, o enquadramento legal da promoção das fontes de energia renováveis e apontar as perspectivas de desenvolvimento futuro até 2010. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005)

➤ Produção de Electricidade em Centrais Produtoras a partir de Fontes de Energia Renováveis

Como a hidraulicidade afecta significativamente os resultados obtidos na produção de electricidade, foi utilizado o referencial Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica (IPH) relativo ao ano base de 1997. A influencia da produção hidroeléctrica é tal nos resultados finais que, por exemplo, em 2004, esta forma de produção de energia representava 80% do total da produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, o que equivalia a 20% do total de produção bruta e saldo importador. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005)

Comparando os dados reais com as previsões estabelecidas no Relatório de Definição das Metas Indicativas, Tabela 10, podemos verificar que os valores estimados ficaram aquém da realidade, embora a tendência seja minorada com o avanço temporal. Em 2002, 2003 e 2004, a produção de energia por via renovável ficou abaixo do previsto em 6,4%, 1,1% e 0,4%, respectivamente.

Tabela 16 – Produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).

GWh	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hídrica Total Corrigida (IPH=1)	13.175	15.322	13.700	13.237	14.744	13.254	14.728	15.140
Eólica	39	88	122	168	256	362	496	816
Biomassa (com cogeração)	1.035	1.021	1.075	1.030	1.065	1.166	1.069	1.206
Biomassa (sem cogeração)			3,2	7,1	21,4	41,9	42,9	52,0
RSU			157	514	511	521	549	524
Biogás	1,3	0,6	1,1	1,6	2,2	2,5	2,3	14
Fotovoltaico	0,7	0,8	1,1	1,4	1,6	1,8	2,6	3,0
Geotérmica	51	58	80	80	105	96	90	84
Total	14.302	16.490	15.140	15.039	16.705	15.446	16.981	17.839
Produção Bruta + Saldo Importador	37.106	39.258	42.427	44.695	46.748	48.006	49.646	51.586
% Renováveis (Directiva)	38,5%	42,0%	35,7%	33,6%	35,7%	32,2%	34,2%	34,6%
Hídrica Total Real	13.175	13.054	7.631	11.715	14.375	8.257	16.054	10.147
IPH (ano base Directiva – 1997)	1	0,85	0,56	0,89	0,98	0,62	1,09	0,66

➤ Enquadramento Legal

O Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, criou remunerações atractivas e diferenciadas por tecnologia renovável definindo ainda um regime de licenciamento e ligação à rede para facilitar a introdução destas tecnologias. Como consequência, os pedidos de licenciamento aumentaram cerca de 600MW/ano e os prazos de construção decresceram de quatro para dois anos.

Já em 2005, foi publicado o Decreto-Lei n.º 33-A/2005 o qual revia as condições tarifárias mantendo fortes incentivos à produção de energia por via renovável, incentivando ainda a rápida entrada em exploração das centrais através de tarifas decrescentes até à entrada em exploração, assim como prazos de licenciamento e entrada em fornecimento previamente estipulados.

Ao abrigo da MAPE, de 2001 a 2004, foram aprovados 84 projectos de investimento, representando uma potência total instalada de 725,66 MW, cujo incentivo financeiro foi de 171,98 milhões de euros, representando um investimento total de 866,75 milhões de euros. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005)

➤ Desenvolvimento futuro e previsão até 2010

A evolução estimada da potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis teve por base a consideração de um aumento da produção bruta de 4% até 2010 e assumiu que em cada ano a nova capacidade instalada produzia 50% do seu potencial em ano cruzeiro.

Tabela 17 – Potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em 1997 e respectiva estimativa para 2006. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).

	Estimativa MW Fontes de Energia Renováveis em 2006				
	MW ligados em 1997	(a) ligados Set/05	(b) em construção	Total MW (c) = (a) + (b)	% Produção bruta
Grande hídrica	4.007	4.476	-	4.476	22,4%
Pequenas centrais hidroeléctricas	205	267	144	411	1,6%
Eólica	22	905	1.489	2.394	6,9%
Biomassa (com cogeração)	350	357	4	361	2,1%
Biomassa (sem cogeração)	-	12	-	12	0,1%
RSU	-	88	-	88	0,9%
Biogás	1	7	19	26	0,1%
Fotovoltaico	0,5	2	78	80	0,1%
Ondas / Inovação	-	-	4	4	0,0%
Total	4.586	6.114	1.738	7.852	34,2%

Pela análise da tabela anterior, podemos verificar que ocorreu uma grande evolução de implementação de centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis desde 1997. Em 2005, foram instaladas mais de 1.500 MW destas centrais, sendo a grande

aposta o aproveitamento da energia eólica, cujo aumento foi na ordem dos 883 MW instalados.

Comparando os dados previstos no Relatório de Definição das Metas Indicativas para 2005, Tabela 9, com os dados reais da Tabela 17, podemos verificar que a potência instalada foi superior ao previsto em cerca de 574 MW, o que representa um acréscimo de 10,4%. Relativamente às fontes de energia, foi a energia eólica e os resíduos sólidos urbanos que contribuíram para o aumento verificado.

Também os valores previstos para 2006 foram revistos em alta, com mais 1.832 MW instalados, ou seja, mais 30,4% do que o estimado, continuando com a mesma tendência de uma forte aposta no aproveitamento da energia eólica.

Tabela 18 – Estimativa da potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em 2008. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).

	Estimativa MW Fontes de Energia Renováveis em 2008		
	(d) em licenciamento com ligação à rede	Total MW (e) = (c) + (d)	% Produção bruta
Grande hídrica	-	4.476	20,7%
Pequenas centrais hidroeléctricas	9	420	1,8%
Eólica	1.011	3.045	11,2%
Biomassa (com cogeração)	1	362	1,9%
Biomassa (sem cogeração)	49	61	0,4%
RSU	-	88	0,9%
Biogás	-	26	0,1%
Fotovoltaico	20	100	0,2%
Ondas / Inovação	-	4	0,0%
Total	1.090	8.942	37,1%

Comparando os valores previstos na Tabela 9 com os da tabela anterior, verificamos que a previsão da potência instalada apresentada no Relatório de Definição das Metas Indicativas situava-se abaixo das novas previsões em cerca de 21,8%, ou seja, um aumento face ao inicialmente previsto de cerca de 1.600 MW.

A estimativa para a potência instalada em 2010 tem por base os processos que estão em fase de licenciamento.

Tabela 19 – Estimativa da potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em 2010. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005).

	Estimativa Conservadora MW Fontes de Energia Renováveis em 2010		
	(f) ligação à rede em estudo	Total MW (g) = (e) + (f)	% Produção bruta
Grande hídrica	922	5.398	21,2%
Pequenas centrais hidroeléctricas	180	600	2,0%
Eólica	-	3.405	12,2%
Biomassa (com cogeração)	-	362	1,8%
Biomassa (sem cogeração)	93	154	1,0%
RSU	-	88	0,8%
Biogás	25	51	0,2%
Fotovoltaico	26	126	0,3%
Ondas / Inovação	26	30	0,0%
Total	1.272	10.214	39,4%

As novas previsões para 2010 superavam as anteriores em cerca de 16,6%, mais 1.453 MW instalados, perfazendo uma potência total de 10.214 MW.

De acordo com as previsões do Relatório de Definição das Metas Indicativas previa-se, para 2002 – 2012, um aumento da potência instalada de cerca de 89%. Comparando com os resultados das tabelas anteriores, verifica-se que, em 2008, a potência instalada será cerca de 88,8% superior à de 2002, estando previsto para 2010 um aumento de 115,7%, o que ultrapassa positivamente a meta inicialmente estimada.

Assim, a partir de 2008, a previsão aponta para uma maior convergência com os objectivos esperando-se que, em 2010, estejam mais de 10.000 MW instalados, ultrapassando a meta dos 39% estabelecidos pela Directiva 2001/77/CE. (Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2005)

III.1.4. 3º RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO DA REALIZAÇÃO DAS METAS INDICATIVAS RELATIVAS À PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE PRODUZIDA A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS EM PORTUGAL – (2005/2006)

Tal como estipulado, em Outubro de 2007, foi publicado o 3º Relatório de Avaliação da Realização das Metas Indicativas, apresentando a evolução da produção de electricidade a partir das fontes de energia renováveis e expondo o enquadramento legal mais relevante para a promoção das respectivas fontes. (Direcção Geral de Energia e Geologia, 2007)

➤ Produção de Electricidade em Centrais Produtoras a partir de Fontes de Energia Renováveis

Tabela 20 – Produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. (Direcção Geral de Energia e Geologia, 2007)

GWh	2005	2006
Hídrica Total Corrigida (IPH=1)	15.232	14.358
Eólica	1.773	2.925
Biomassa (com cogeração)	1.286	1.464
Biomassa (sem cogeração)	64	71
RSU	592	514
Biogás	31	33
Fotovoltaico	3,0	3,0
Geotérmica	71	85
Total	19.052	19.453
Produção Bruta + Saldo Importador	53.399	54.521
% Renováveis (Directiva)	35,7%	35,7%
Hídrica Total Real	5.118	11.486
IPH (ano base Directiva – 1997)	0,336	0,800

Como anteriormente foi referido, a produção hidroeléctrica tem um papel fundamental nos resultados obtidos na produção de electricidade. Em 2006, esta produção reflectia 74% da electricidade total produzida por via renovável.

Relativamente à energia eólica, podemos observar o seu contínuo crescimento, apresentando um ritmo de crescimento anual de cerca de 53%, entre 2004 e 2006. Em Julho de 2007, existiam 1.939 MW instalados em centrais eólicas.

Comparando as previsões da Tabela 10 com os valores de produção de electricidade atingidos em 2005 e 2006, podemos verificar que a tendência sentida no período de 2002 – 2004 (revisão em baixa da quantidade de electricidade produzida por via renovável) inverteu o seu sentido e em 2005 a produção superou em 4,6% o valor estimado e em 2006 o aumento foi de 1,8%.

Sendo a previsão estipulada no Relatório de Definição das Metas Indicativas de um aumento da produção de electricidade de 62%, de 2002 a 2012, podemos confirmar que o aumento sentido de 2002 a 2006 foi de 25,9%, aproximadamente 4.000 GWh.

➤ Enquadramento Legal

A 24 de Outubro de 2005 foi publicada a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/05 que estabelecia a Estratégia Nacional para a Energia cujos objectivos se centravam na garantia da segurança do fornecimento de energia (diversificando os recursos primários e os serviços energéticos e promovendo a eficiência energética de todo o ciclo de procura e oferta de energia), no aumento da concorrência (aumentando a competitividade e a eficiência das empresas, assim como a defesa do consumidor) e na garantia da adequação ambiental de todo o processo energético (redução dos impactes ambientais).

Surge então uma linha de orientação política para as fontes de energia renováveis, que tem como objectivo reforçar e diversificar o seu aproveitamento para a produção de electricidade, com especial enfoque na energia eólica, alargando os objectivos para 5.100 MW instalados, e no potencial hídrico por explorar.

Como consequências desta Resolução, e ao abrigo do Decreto-Lei n.º 33-A/05 de 16/02, em 2005 e 2006, ocorreram a abertura de vários concursos:

- atribuição de 1.800 MW de potência a instalar em novos parques eólicos;

- atribuição de 100 MW a instalar em centrais termoeléctricas para aproveitamento da biomassa florestal, correspondendo a 15 centrais, tendo como objectivos o aumento da quota de produção de electricidade renovável, contribuir para a limpeza das florestas e consequentemente reduzir os riscos de incêndio. Prevê-se que estas centrais irão consumir cerca de um milhão de toneladas de resíduos florestais por ano;
- atribuição de 922 MW de novas grandes centrais hidroeléctricas com um investimento previsto superior a mil milhões de euros;

Para além disso, outros projectos foram atribuídos, tais como:

- a licença de estabelecimento da Central Fotovoltaica de Moura, a maior central europeia, com uma produção prevista de 76 GWh/ano;
- o início da preparação de uma zona marítima para a instalação de projectos-piloto, com os objectivos de desenvolver novas tecnologias e criar um “cluster” industrial ligado à energia das ondas;
- o início da exploração da primeira central de ondas do Mundo com 4 MW de potência, localizada na Póvoa do Varzim.

Já em 2007, por indicações governamentais, assistiu-se ao aumento da meta de 39% para 45% do consumo bruto de electricidade, em 2010, fosse de origem renovável. Para que tal aconteça, surgiram novas directrizes, tais como, o aumento de 5,75% para 10% da taxa de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis para transportes rodoviários e a substituição de 5% a 10% do carvão utilizado nas centrais de Sines e do Pego por biomassa ou resíduos até 2010. (Direcção Geral de Energia e Geologia, 2007)

Também em 2007 foram publicados vários documentos que promovem o recurso às fontes renováveis:

- Decreto-Lei n.º 101/07 de 02/04 e Decreto-Lei n.º 288/07 de 17/08 - introduzem alterações e medidas com o objectivo de simplificar e agilizar

os processos de licenciamento do sector eléctrico, principalmente das centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis;

- Decreto-Lei n.º 255/07 de 31/05, que altera o Decreto-Lei n.º 33-A/05 de 16/02 - clarifica o procedimento de avaliação de incidências ambientais, revendo os critérios de remuneração da energia produzida através de renováveis e simplifica os procedimentos de licenciamento;
- Plano de Barragens, elaborado para a construção de dez novas barragens, totalizando mais de 1.000 MW instalados, adicional à Barragem de Baixo Sabor;
- Decreto-Lei n.º 363/07 de 02/11 - cria o novo regime simplificado para a produção de energia eléctrica através de unidades de microgeração – “Renováveis na Hora”, bonificando a produção de electricidade através de fontes de energia renováveis;
- o Orçamento de Estado para 2008 contempla benefícios fiscais para o aproveitamento de fontes de energia renováveis, tais como a dedução de 30%, com a aquisição de equipamento novo, no máximo de 777€.

III.2. CONSUMO DE ENERGIA EM PORTUGAL

A taxa de crescimento da procura de energia em Portugal tem sido consideravelmente superior à taxa de crescimento do PIB, panorama normal para economias em fase de modernização. Contudo, no período de 1990 a 2005, a taxa média de crescimento situou-se nos 3,2%, valor superior à média da EU-15 (cerca de 1%). A responsabilidade por tão alta taxa de crescimento deve-se essencialmente ao sector dos transportes e ao sector residencial e serviços.

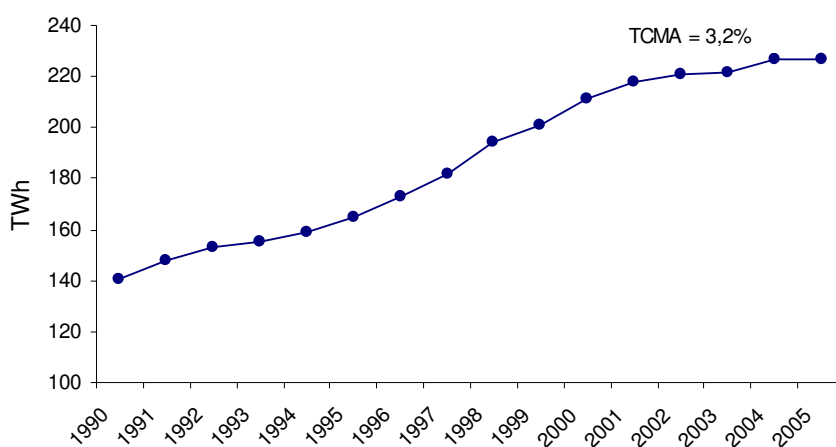


Figura 7 – Evolução do consumo final de energia em Portugal, 1990 – 2005. (Grupo Banco Espírito Santo, 2006)

Note-se que o consumo de energia primária por habitante aumentou cerca de 33% no período de 1995 a 2004, ou seja, em 1995 este consumo era de 15,7 kWh/capita, enquanto que em 2004 era de 20,8 kWh/capita.

Analisando a evolução dos consumos de energia primária e do sector energético, no período de 1990 a 2005, Tabela 21 e Figura 8, podemos verificar que o consumo médio anual de energia primária situa-se nos 262 TWh, sendo a sua variação média anual de 31 TWh. Já o consumo do sector energético é de aproximadamente 16 TWh, apresentando uma variação média anual de 2 TWh. No período em estudo, estes consumos aumentaram mais de 50%.

Tabela 21 – Importação, produção e consumos de energia primária e do sector energético. (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017)

(Mtep)	Importações	Produção Doméstica	Consumo de En. Primária	Consumo do Sector Energ.
1990	211,1	37,7	204,9	13,2
1995	259,2	36,5	238,1	16,7
2000	282,0	43,3	294,5	16,8
2004	293,3	44,0	307,5	18,2
2005	319,3	40,4	314,5	19,8

*Factor de conversão utilizado: 1 GWh = 86 tep.

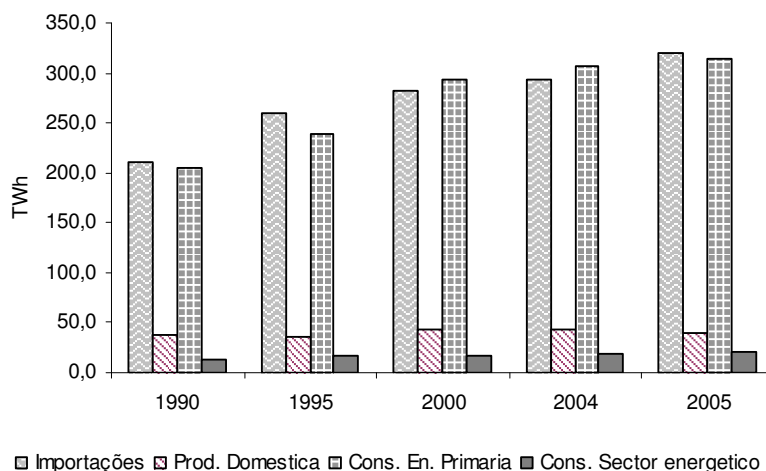


Figura 8 – Importações, produção e consumos de energia primária e do sector energético. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)

Relativamente à oferta de energia, importações e produção doméstica, podemos confirmar que, de 1990 a 2005, têm aumentado a sua contribuição, sendo a taxa de crescimento média anual das importações superior à da produção doméstica, 22 TWh e 2 TWh, respectivamente. Em termos de médias anuais, as importações contribuem com cerca de 254,7 TWh para a oferta de energia, enquanto que a produção doméstica fica pelos 40,7 TWh (cerca de 16% do valor médio anual das importações). Contudo, o ritmo de crescimento destas duas contribuições é bastante distinto, pois durante os quinze anos de estudo, as importações aumentaram 51%, enquanto que a produção doméstica ficou-se pelo aumento de cerca de 7%.

Desta forma, verifica-se que a contribuição para os consumos nacionais da energia produzida internamente tem-se mantido praticamente constante ao longo destes anos, embora as necessidades energéticas do País tenham aumentado.

Tabela 22 – Oferta de energia (somatório das importações com a produção doméstica) e contribuição da energia produzida no País para essa mesma oferta. (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017)

	Oferta de Energia (Importações + Prod. Doméstica) [TWh]	Contribuição da Produção Doméstica para a Oferta de Energia [%]
1990	248,8	15%
1995	295,7	12%
2000	325,3	13%
2004	337,3	13%
2005	359,7	11%

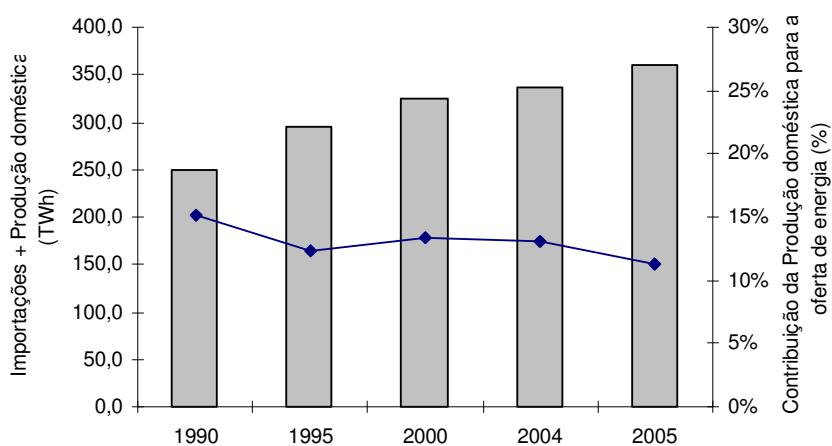


Figura 9 – Oferta total de energia e respectiva contribuição da produção doméstica. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)

III.2.1. EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA POR SECTOR DE ACTIVIDADE

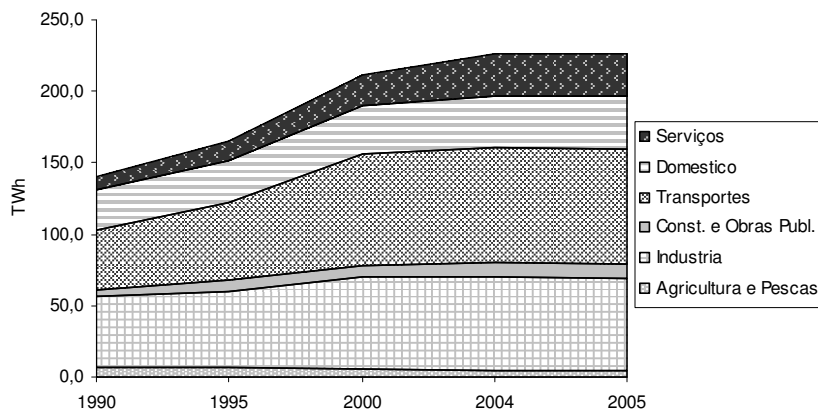


Figura 10 – Consumo de energia final por sector de actividade. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)

Como a figura acima demonstra, é o sector dos transportes que lidera o consumo de energia por sector, tendo apresentado, de 1990 a 2005, uma taxa de crescimento de 89%, aproximadamente 37,8 TWh. Apesar de representar o sector com maior consumo, não é de desprezar os aumentos verificados nos sectores de serviços (222%, cerca de 20,4 TWh) e de construção e obras públicas (136%, 6,2 TWh).

Como consequência desta evolução, a estrutura sectorial do consumo de energia alterou-se substancialmente, mantendo-se a liderança do sector dos transportes, Figura 11.

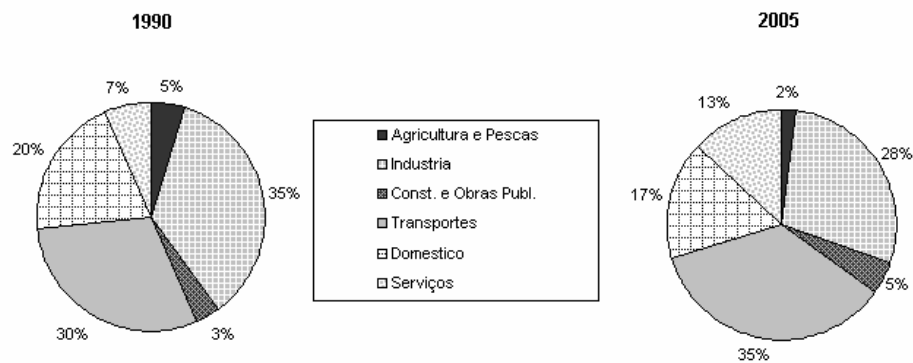


Figura 11 – Contribuição dos sectores de actividade no consumo de energia final. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)

Como em 1990, era o sector industrial que representava o maior consumidor de energia, seguindo-se o sector dos transportes e, em 2005, esta ordem inverteu-se, pode-se concluir que o gasto de energia realizado com o transporte de pessoas e mercadorias é superior ao realizado com o fabrico de produtos.

Analisando as perspectivas até 2015, para os principais sectores consumidores de energia (indústria, transportes, doméstico e serviços), Figura 12, podemos observar que se mantém a tendência para um contínuo crescimento do consumo de energia.

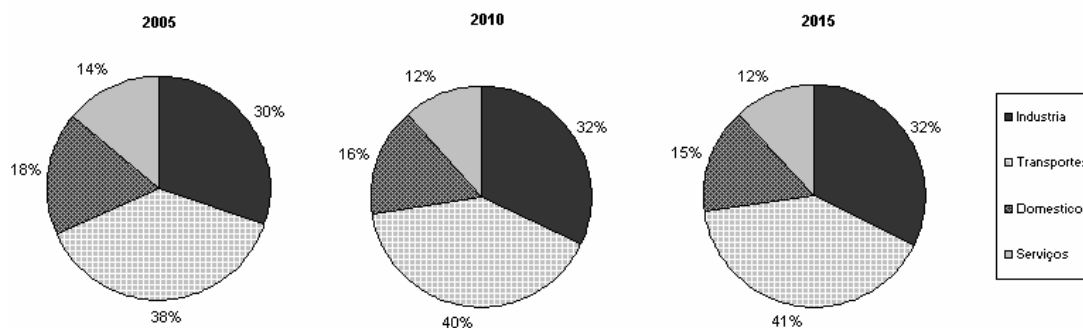


Figura 12 – Contribuição dos sectores industria, doméstico, transportes e serviços no consumo de energia final. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)

Em 2005, o consumo destes sectores era de 211,4 TWh/ano. As perspectivas para 2010 e 2015 apontam para um aumento de 12% e 6%, face a 2005, ou seja, o consumo estimado é de 236,6 TWh/ano e de 250,1 TWh/ano, respectivamente.

III.2.2. EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA POR TIPO DE COMBUSTÍVEL

Em Portugal, o consumo final de energia depende maioritariamente de combustíveis de origem fóssil, principalmente os derivados de petróleo (GPL, gasolinas, petróleos, jets, gasóleo, fuelóleo, coque de petróleo, lubrificantes, asfaltos, parafinas, solventes e propileno), os quais invariavelmente representaram cerca de 60% do consumo final de energia no período de 1990 a 2005. A taxa de crescimento média anual do petróleo para o mesmo período foi de 3,4%.

Relativamente ao gás natural, a sua introdução em Portugal iniciou-se em 1997 e desde esta data tem atingido taxas de penetração bastante consideráveis na produção de electricidade, principalmente no sector residencial e na indústria, confirmando as expectativas do projecto. A sua taxa média de crescimento anual foi de 30,9% até 2005.

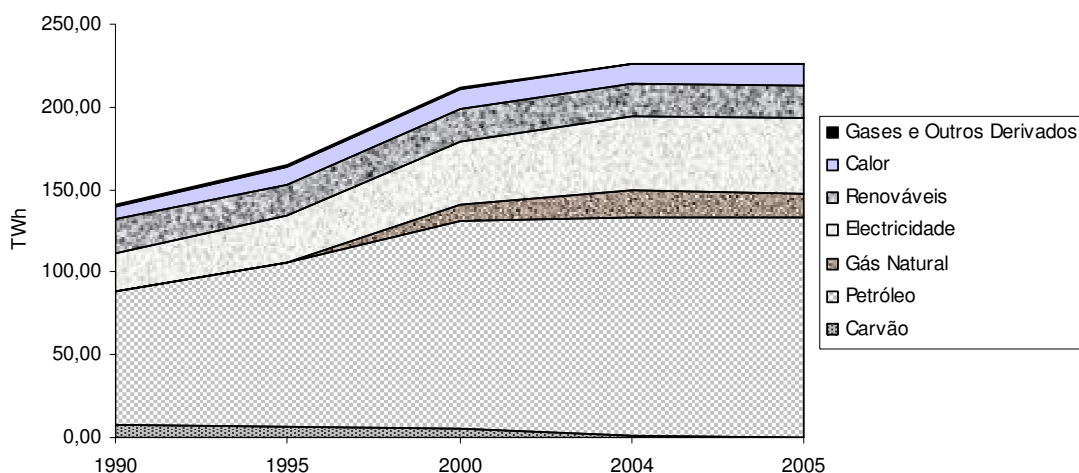


Figura 13 – Consumo de energia final por forma de energia. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)

Dos restantes combustíveis utilizados para o consumo final de energia, podemos observar, Figura 13, que os gases e outros derivados (gás de cidade, gás de coque e gás de alto forno) deixaram de ser utilizados desde 2002, apresentando uma taxa média de decréscimo anual de 8,4%.

Além disso, a utilização do carvão (hulha, coque, antracite estrangeira e nacional) começou a diminuir drasticamente desde 2000 (consumo de cerca de 5,89 TWh), em virtude da utilização de outras fontes de energia, sendo essencialmente utilizado como fonte primária para a produção de energia eléctrica. Por exemplo, em 2001, o consumo de carvão diminuiu para metade da quantidade consumida em 2000, em 2002 para metade do valor de 2001 e em 2004 para metade do valor de 2002. Em 2005, o decréscimo face a 2004 foi de cerca de 185%, isto é, 0,19 TWh. Assim, a taxa média de decréscimo anual do carvão, desde 1990 a 2005, foi de 15,7%, embora a mesma taxa no período de 1990 a 2000 fosse de 1,9%, mas de 2000 a 2005, o decréscimo foi acentuado tendo uma taxa média de decréscimo anual na ordem dos 31,8%.

No mesmo período, o consumo final de electricidade (hidroelectricidade, eólica, geotérmica e termoelétrica) apresentou uma taxa média de crescimento anual de 4,6% e a do calor foi de cerca de 4,1%. Relativamente às fontes de energia renováveis, que incluem unicamente lenhas e resíduos vegetais, apresentaram uma taxa média de decréscimo anual de cerca de 0,1%, embora de 2000 a 2005, a mesma taxa apresentava valores de crescimento na ordem dos 0,9%.

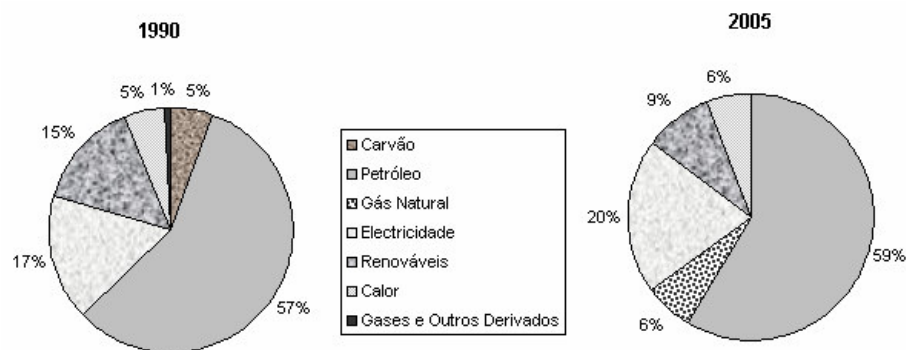


Figura 14 – Contribuição de tipo de combustíveis para o consumo final de energia. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL017)

A Figura 14 mostra-nos a alteração do contributo de cada combustível no consumo final de energia de 1990 para 2005. Assim, podemos observar que o petróleo continua a sua liderança, tendo aumentado a sua contribuição em cerca de 2%. Já o carvão e os gases e outros derivados deixaram de ter qualquer expressão na sua contribuição.

III.2.3. COMPARAÇÃO COM OS PAÍSES DA COMUNIDADE EUROPEIA

O estudo apresentado neste capítulo refere-se ao período de 1990 a 2004, onde a Comunidade Europeia apresentou uma dependência energética total de cerca de 50%, tendo-se vindo a agravar desde 1990 (Tabela 23). Tal reflecte um aumento médio anual de cerca de seis pontos percentuais. Portugal apresentou valores acima dos 80%, mas ao contrário da Comunidade Europeia, a sua dependência energética foi decrescendo.

Tabela 23 – Dependência Energética (%).
(European Communities, URL018)

(%)	1990	1997	2004
EU-25	44,6	45,1	50,5
EU-15	47,4	47,7	52,9
Portugal	86,7	86,8	83,6

Em 2004, foram cinco os países que apresentavam dependências energéticas superiores às de Portugal: Irlanda (86,5%), Itália (84,5%), Luxemburgo (98,2%), Chipre (94,6%) e Malta (100%). Só a Dinamarca e a Noruega é que produziram mais energia do que a que consumiram, exportando a restante. A dependência energética de cerca de catorze países situava-se abaixo dos 60%. (European Communities, URL018)

Para a avaliação e comparação da eficiência energética das economias e respectivos processos produtivos de cada país, devemos ter em conta a intensidade energética de cada um deles. Este parâmetro mede o consumo de energia final por unidade de Produto Interno Bruto, isto é, a proporção de unidades energéticas consumidas relativamente ao PIB.

Tabela 24 – Intensidade Energética. (European Communities, URL018)

(kgep/1000 euro'95)	1995	2000	2004
EU-25	227	207	204
EU-15	204	189	187
Portugal	225	227	239

Em 2004, Portugal apresentava uma maior ineficiência no consumo de energia final face aos restantes países da EU-15, excepto à Finlândia (274 kgep/1000€) e à Grécia (240kgep/1000€). A intensidade energética de Portugal ascende a mais do dobro do valor apresentado pela Dinamarca (120 kgep/1000€), detentora da melhor prática europeia. Todos os novos dez países da EU-25 apresentavam valores superiores aos de Portugal.

Ao analisarmos a evolução deste indicador, Figura 15, verifica-se que Portugal, Itália e Malta apresentaram uma clara divergência face à evolução ocorrida nos restantes países da EU-25, tendo sido os únicos em que a Intensidade Energética se agravou.

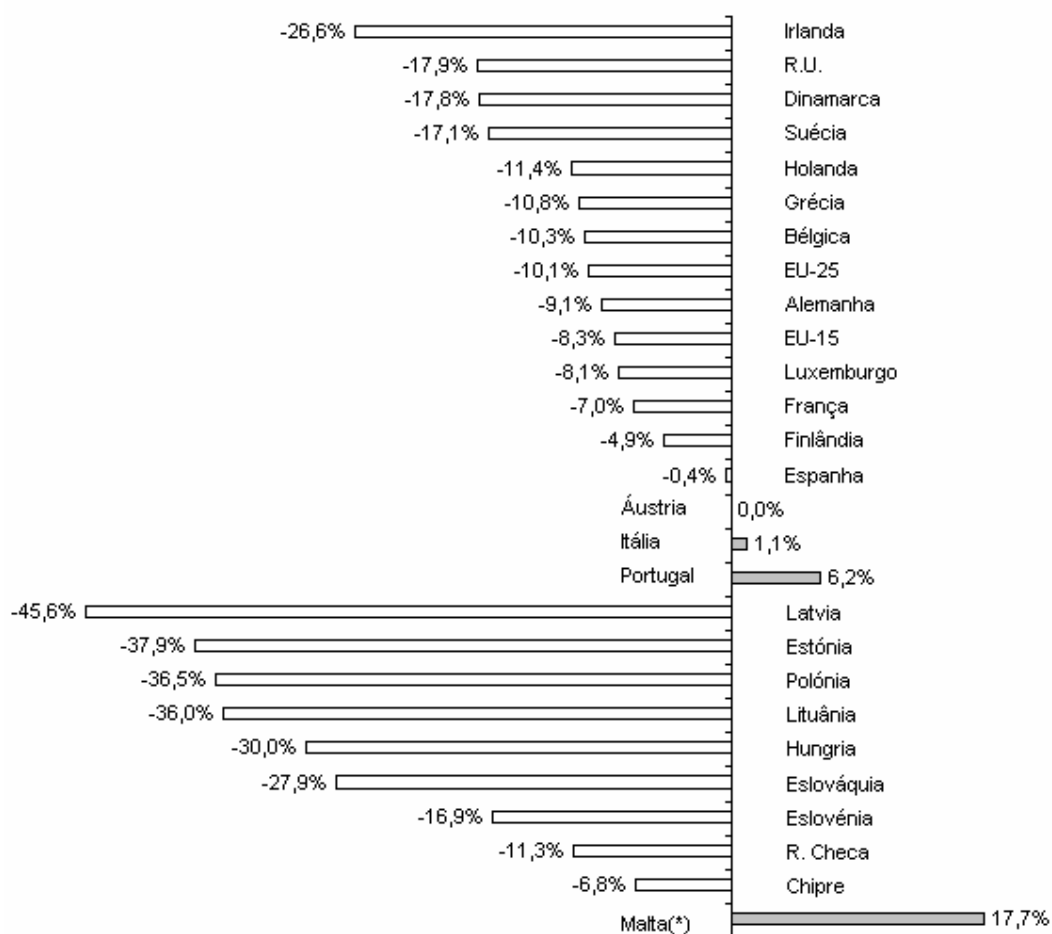


Figura 15 – Variação percentual da Intensidade Energética na EU-25, 1995-2004. (Gráfico construído a partir dos dados publicados pela European Communities, URL018)

(*) A variação da intensidade energética de Malta foi baseada nos valores de 2000-2004.

Comparação de Consumos de Energia por Sector de Actividade

No período em estudo, verificou-se um aumento de 12,6% do consumo de energia final na EU-25. De notar que, no espaço europeu dos quinze o aumento foi de 18%. Portugal teve um aumento de cerca de 9,8%, sendo o seu contributo para a União Europeia de aproximadamente 2%.

Tabela 25 – Consumo de Energia Final, por Sector. (European Communities, URL018)

(Mtep)	Total		Indústria		Transportes		Outros	
	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004
EU-25	1.014	1.142	333	319	272	350	409	473
EU-15	859	1.014	265	280	253	322	341	412
Portugal	11,2	20,1	4,1	7,2	3,7	7,3	3,3	5,6

No início dos anos noventa, o sector que mais contribuiu para o consumo de energia final da EU-25 foi o sector da agricultura, doméstico e terciário, identificado na Tabela 25 como “Outros”. O seu contributo foi de 40%, seguindo-se o sector industrial com 33% e por último o sector dos transportes com 27%. Contudo, em catorze anos o cenário alterou-se: a liderança continuou com o sector “Outros”, mas o sector dos transportes ultrapassou a contribuição do sector industrial em 3%, como se pode observar na Figura 16.

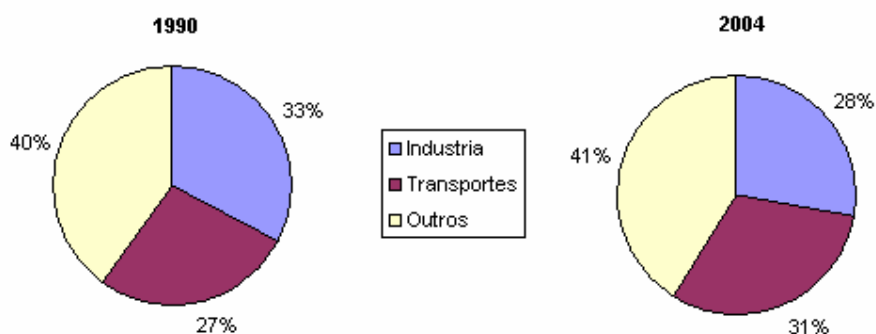


Figura 16 – Contribuição dos sectores industrial, transportes e outros para o consumo de energia final da EU-25. (European Communities, URL018)

Assim, de 1990 a 2004, na EU-25, verificou-se uma diminuição do consumo de energia final no sector industrial de aproximadamente 4,2%, um aumento de 28,7% no sector dos transportes e um aumento de 15,6% no sector “Outros”.

A diminuição do consumo industrial deveu-se essencialmente ao contributo dos últimos dez países a entrar para a Comunidade, uma vez que no espaço europeu dos Quinze, a variação do consumo deste sector foi um aumento de 5,7%. No mesmo espaço europeu, o sector dos transportes aumentou 27,3% e o sector “Outros” aumentou 20,8%.

Portugal aumentou o seu consumo de energia final em 71,4%, 97,3% e 69,7%, no sector industrial, transportes e “Outros”, respectivamente. O seu contributo para o consumo de energia final da EU-25, em 2004, foi de 2,3% para o sector industrial, de 2,1% para os transportes e de 1,2% para o sector “Outros”. (European Communities, URL018)

Comparação dos Consumos de Energia por Tipo de Combustível

A dependência energética de Portugal relativamente ao carvão, petróleo e gás natural é bastante elevada, sendo quase o dobro da dependência da EU-25 no consumo de carvão e gás natural. Portugal viu decrescer a sua dependência relativamente ao carvão e ao petróleo, devendo-se principalmente à introdução de gás natural no País (Tabela 26).

Tabela 26 – Dependência energética de vários tipos de combustíveis. (European Communities, URL018)

(%)	Carvão			Petróleo			Gás Natural		
	1990	1997	2004	1990	1997	2004	1990	1997	2004
EU-25	22,9	31,0	49,9	80,9	76,1	80,2	47,5	45,5	54,5
EU-15	42,0	56,9	76,6	79,3	74,6	79,2	41,4	41,0	51,0
Portugal	108,1	103,8	95,2	101,2	100,7	97,8	-	113,8	100,1

Nota: Os valores superiores a 100% indicam que, no ano de referência, havia armazenamento do combustível.

Relativamente à Europa dos 25, esta aumentou a sua dependência energética em carvão e gás natural em virtude do ligeiro decréscimo da dependência do petróleo.

Em 2004, dezassete dos Estados Membros apresentavam uma dependência energética do carvão acima dos 95%, enquanto que a dependência da Estónia, do Chipre, do Reino Unido e da Alemanha era inferior a 70%. Os países exportadores de carvão eram unicamente a República Checa e a Polónia. Portugal diminuiu em cerca de 12% a sua dependência face ao carvão.

Como se pode comprovar pela Tabela 26, a maior dependência energética verifica-se no consumo de petróleo e dos seus derivados. Vinte e um dos Estado Membros apresentam uma dependência energética deste combustível acima dos 90% e treze destes Países acima dos 95%, onde se inclui Portugal. A mesma tendência nacional do consumo de

carvão também se verifica no consumo de petróleo, exactamente pela mesma razão, ou seja, a introdução de gás natural no País.

O aumento da dependência energética do gás natural na EU-25 atribui-se essencialmente à EU-15, em particular aos grandes mercados de gás natural da Alemanha, Itália e França para onde são importadas grandes quantidades de gás natural, e à Holanda que diminuiu em 9,5% o seu rácio de exportação. A Holanda e a Dinamarca são os únicos Países exportadores, enquanto que catorze dos Estados Membros apresentam dependências energéticas superiores a 90%, onde uma vez mais se inclui Portugal. (European Communities, URL018)

Comparação da Utilização Racional de Energia

O consumo de energia total per capita aumentou 7,6% na EU-25, atingindo 3,82 tep/capita em 2004, enquanto que na EU-15 o aumento foi de 10,5%. Em 2004, cerca de metade dos países da EU-25 apresentavam valores mais ou menos 20% acima da média europeia. Contudo, existiam países como o Luxemburgo e a Finlândia que apresentavam valores acima dos da média europeia em cerca de 89%. Portugal, com um consumo de energia total de 2,5tep/capita, correspondia a um valor 35% abaixo da média europeia. Os valores mais baixos da Comunidade Europeia foram apresentados pela Látvia e Malta com 1,98 e 2,22 tep/capita, respectivamente. (European Communities, URL018)

Tabela 27 – Consumo de energia total e de energia eléctrica per capita. (European Communities, URL018)

	Consumo de energia per capita			Consumo de energia eléctrica per capita		
	(tep/capita)			(kWh/capita)		
	1990	1997	2004	1990	1997	2004
EU-25	3,55	3,62	3,82	4.678	5.093	5.800
EU-15	3,63	3,77	4,01	4.986	5.513	6.279
Portugal	1,7	2,06	2,50	2.373	3.172	4.264

Note-se que a variação percentual do consumo de energia per capita entre 1990 e 1997, na EU-25, era de 1,9% enquanto que, de 1997 a 2004, foi de 5,4%. Na EU-15 passou de 3,9% para 6,4%, enquanto que em Portugal se manteve na ordem dos 21%.

Relativamente ao consumo de electricidade per capita, verificou-se um aumento na ordem dos 24% na EU-25, sendo a taxa média de crescimento anual de 1,55% para os sectores doméstico e serviços.

Em 2004, a média da EU-25 foi de 5.800 kWh por pessoa, mas a Finlândia, a Suécia e o Luxemburgo tiveram valores significativamente superiores, mais do dobro da média europeia. Pelo contrário, com uma taxa média de crescimento anual na ordem dos 3,5%, destacam-se a Espanha, Irlanda, Chipre, Malta e Portugal, que em 2004 ainda estavam abaixo da média europeia. Contudo, apesar de Portugal apresentar valores abaixo dos da EU-25, o aumento de 1990 a 2004 foi bastante superior, cerca de 80%.

Por outro lado, Látvia e Lituânia experimentaram um decréscimo médio anual de mais de 2%, apresentando valores de cerca de 40% abaixo da média europeia.

Em conclusão e comparativamente com a Comunidade Europeia, Portugal apresenta valores mais baixos de consumo de energia per capita, mas a taxa de crescimento destes parâmetros é bastante superior aos da Comunidade Europeia.

III.3. PRODUÇÃO DE ENERGIA EM PORTUGAL

Em 2005, Portugal importou cerca de 87,2% da energia primária que consumiu. Define-se energia primária como a energia que é extraída de fontes naturais não renováveis (no curto prazo), como por exemplo, o carvão, a linhite, o petróleo bruto, o gás natural e o urânio, e de fontes de energia renováveis, tais como a energia eólica, a energia solar e a energia geotérmica. São estas as fontes de energia que produzem a energia final, como por exemplo, a electricidade, a gasolina e o gasóleo.

Os restantes 12,3% de energia primária consumida basearam-se essencialmente na produção de energia eléctrica e térmica através de fontes de energia renováveis. De facto, o nível de autonomia energética de Portugal, sendo definido como o rácio da produção doméstica de energia pelo consumo de energia primária ($\text{Consumo de energia primária} = \text{Produção de energia primária} + \text{Importações} - \text{Exportações} + \text{Variações de Stocks}$), é um dos mais reduzidos da EU-15.

Em Portugal, não existe produção de energia por via nuclear, assim como na maioria dos Países da Comunidade Europeia dos 15, excepto na Bélgica, Alemanha, Espanha, França, Holanda e Reino Unido. Dos novos países aderentes à Comunidade Europeia, destacam-se a República Checa, a Lituânia, a Hungria, a Eslováquia e a Eslovénia com produção nuclear.

A produção nacional de energia é obtida essencialmente através de centrais térmicas e hidroeléctricas. Através da Tabela 28, podemos verificar que embora a produção doméstica nacional tenha vindo a aumentar ao longo dos anos (cerca de 7%, de 1990 a 2005), a nossa dependência energética também tem aumentado (cerca de 5,6% no mesmo período), o que nos leva a concluir que ocorreu um aumento do consumo de energia primária.

Tabela 28 – Produção doméstica de energia primária. (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017)

(GWh)		1990	1995	2000	2004	2005
Carvão (Antracite Nacional)		1.340	0	0	0	0
Fontes Renováveis	Hidroelectricidade (*)	9.302	8.454	11.715	10.147	5.118
	Eólica e Geotérmica (*)	5	58	248	903	1.847
	Lenhas e Resíduos Vegetais	21.621	20.491	20.698	22.240	22.309
	Resíduos Sólidos Urbanos (RSU)	0	0,0	2.026	2.200	2.407
	Licores Sulfitivos	5.480	7.538	8.645	8.504	8.583
	Biogás	0	0,0	16	22	125
Produção Doméstica Total		37.748	36.541	43.349	44.015	40.389
Prod. Dom. Total / Cons. En. Primária		18,4%	15,3%	14,7%	14,3%	12,8%

(*) Para produção de electricidade.

Até 1994, a produção nacional de energia primária restringia-se ao uso do carvão e das fontes de energia renováveis. Posteriormente, Portugal deixou de produzir carvão e a produção de energia primária ficou confinada às fontes de energia renováveis. Por exemplo, em 2005, cerca de 73% da produção total de electricidade por via renovável (hidroelectricidade, eólica e geotérmica) devia-se à componente hídrica, o que nos leva a concluir que a autonomia eléctrica nacional é extremamente dependente da produção de energia hídrica, por sua vez dependente dos níveis de pluviosidade.

III.3.1. PRODUÇÃO NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA

A produção de electricidade deve-se essencialmente à produção por via hídrica (cerca de 140 centrais de produção de electricidade, essencialmente concentradas na zona Norte, com potências instaladas de pouco menos de 1 MW até 630 MW – Alto do Lindoso) e térmica (recorrendo essencialmente a quatro combustíveis fósseis: carvão, gás natural, fuelóleo e, com menos expressão, a biomassa). Em 2005, a produção líquida de electricidade ascendeu a 41.689 GWh, sendo cerca de 74,1% proveniente de centrais térmicas (Figura 17).

Mas, nos últimos anos tem-se assistido a um aumento considerável da produção de energia eléctrica por via eólica, cenário que se deverá manter na próxima década, assim como o aumento do contributo da energia fotovoltaica, embora, estas duas fontes no seu conjunto tenham um impacto relativamente reduzido no balanço energético nacional.

A electricidade produzida por via geotérmica é relevante na Região Autónoma dos Açores, esperando-se a sua expansão para os próximos anos.

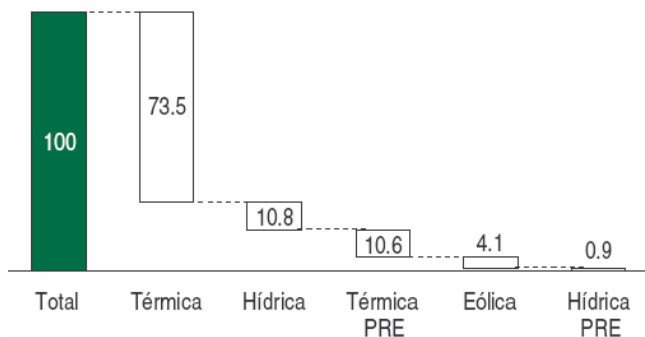


Figura 17 – Produção de electricidade em Portugal, 2005, (%). (Grupo Banco Espírito Santo, 2006)

Ao longo do tempo, também a potência instalada para produção de electricidade tem vindo a aumentar, como se pode constatar pela análise da Figura 18. Até 1985, a potência hídrica era superior à térmica, invertendo-se as posições a partir dessa data.

Desde 1992, verificou-se também um crescimento rápido da produção em regime especial, em particular da cogeração, mas incluindo também a energia mini-hídrica, a eólica, a geotérmica e a fotovoltaica.

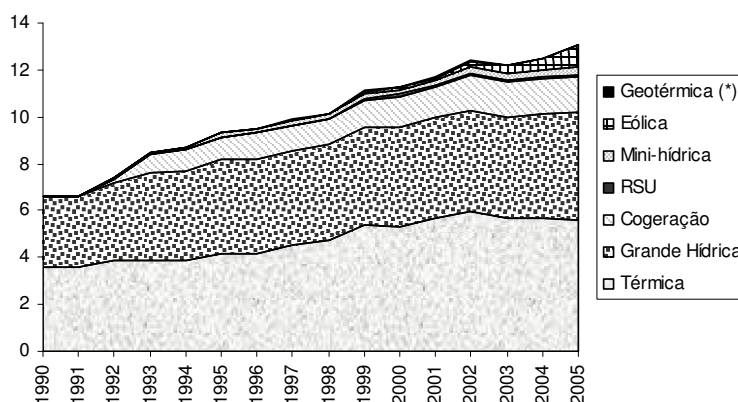


Figura 18 – Potência Instalada no Sistema Eléctrico Nacional (inclui Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores). (ERSE, URL019)

(*) Unicamente na Região Autónoma dos Açores.

Em 2005, a potência instalada total no território continental era de 13,1 GW, tendo sofrido um aumento de quase 100% desde 1990. Já nas Regiões Autónomas o cenário idêntico, mas com muito menos dimensão: na Madeira a potência instalada sofreu um aumento de cerca de 33%, e nos Açores manteve-se praticamente constante de 1997 a 2003.

III.3.2. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR TIPO DE FONTES DE ENERGIA

Embora os consumos de energia tenham vindo a aumentar, também a produção de energia eléctrica tem aumentado, em consequência do aumento da potência instalada. De 1990 a 2004, a produção de energia eléctrica aumentou 64%, notando-se um decréscimo da utilização do fuelóleo devido à introdução e utilização do gás natural para a produção eléctrica, como se pode observar na Tabela 29.

Tabela 29 – Produção de energia eléctrica no território continental. (ERSE, URL019)

(TWh)	1990	1995	2000	2004 [†]
Sistema Eléctrico Público	25,7	28,3	36,0	32,4
Fuelóleo	8,5	7,5	5,0	2,4
Carvão	8,7	13,3	14,6	14,9
Gás Natural			6,0	6,3
Albufeira	5,5	3,8	5,7	3,0
Fio de Água	2,9	3,7	4,6	5,9
Sistema Eléctrico Não Vinculado	0,8	0,4	0,6	3,9
Hídrica	0,8	0,4	0,6	0,4
Térmica				3,5
Produtores em Regime Especial	-	3,6	5,9	7,2
Cogeração		3,3	4,7	5,1
RSU			0,5	0,5
Mini-hídrica		0,3	0,6	0,8
Eólica			0,2	0,8
Total	26,5	32,4	42,6	43,5

Os combustíveis fósseis utilizados para a produção de energia eléctrica são a hulha e antracite estrangeira, a antracite nacional (até 1997. A partir desta data, deixou de haver extracção em Portugal), o fuelóleo, o gasóleo e, a partir de 1997, o gás natural. Em termos de aproveitamento de fontes de energia renováveis, as que têm maior relevância no balanço energético português são a energia hídrica e a eólica. Na figura seguinte podemos observar a evolução da energia eléctrica produzida por tipo de combustível.

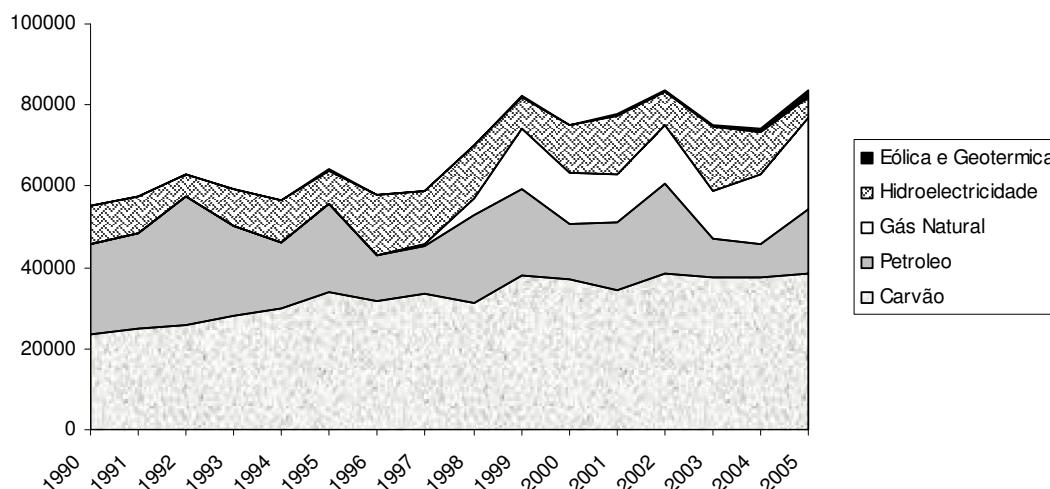


Figura 19 – Energia Eléctrica produzida por tipo de combustível (Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, URL017)

Constata-se que o carvão é um dos principais combustíveis utilizados na produção de electricidade, seguindo-se o petróleo e posteriormente a energia hídrica, a qual depende dos níveis de pluviosidade anual. A produção através da energia eólica e geotérmica é insignificante quando comparada com as outras fontes de energia, mas o seu aproveitamento começa a tomar dimensões interessantes.

Produção de Energia Eléctrica a partir de Fontes de Energia Renováveis

Como anteriormente já foi mencionado, a fonte renovável com maior impacto na produção de electricidade é a energia hídrica, mas o seu aproveitamento depende do grau de hidraulicidade anual. Segundo a Directiva 2001/77/CE, em 1997, atribuiu-se ao índice de produtividade hidráulica (IPH) o valor de 1, sendo os IPH's dos anos posteriores equiparados ao ano base, para que possamos comparar de igual forma o impacto da produção hídrica na produção de electricidade por via renovável.

Independentemente do grau de produtibilidade hidráulica de 2010, Portugal terá de cumprir as metas indicativas da Directiva 2001/77/CE, as quais se referem ao impacto da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no consumo bruto de electricidade (produção bruta + saldo importador). Em resumo, em 2010, o contributo das renováveis para o consumo bruto de electricidade terá de ser de 39%.

No ano móvel de Outubro de 2006 a Setembro de 2007, com uma produção de electricidade por via renovável de cerca de 19.900 GWh, o contributo das renováveis foi de 38,4% para o consumo bruto de electricidade, considerando a produção hídrica corrigida (se não considerarmos o contributo da hídrica, as outras fontes renováveis tiveram um impacto de 11,5%). Para a produção anual, a energia hídrica contribuiu com aproximadamente 69%, a eólica com 20%, a biomassa com cogeração 8% e a biomassa sem cogeração e o aproveitamento de resíduos sólidos urbanos com 1% individualmente.

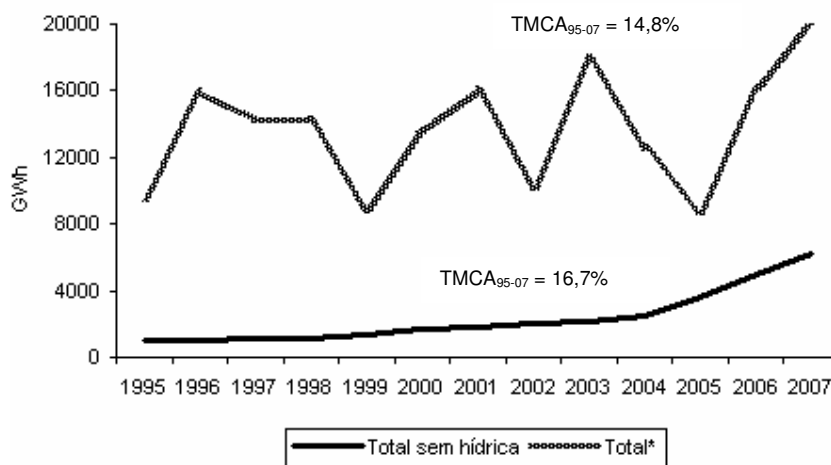


Figura 20 – Produção de electricidade por fontes de energia renováveis em Portugal Continental, 1995-2007. (DGEG, 2007)

(*) Total não corrigido

Pela análise da Figura 20, podemos observar que, até 1998, a electricidade produzida anualmente por via renovável sem hídrica foi praticamente constante (entre os 1.000 GWh e 1.200 GWh), com uma taxa média de crescimento anual (TMCA) de cerca de 4%.

Contudo, a partir de 1999 a produção anual foi aumentando consideravelmente, por exemplo, em 1999, a produção foi de 1.345 GWh e em 2007 foi de 6.161 GWh, sendo a taxa média de crescimento anual 21%. De 2004 para 2005, ocorreu o maior crescimento de produção por via renovável sem hídrica, cerca de 45%.

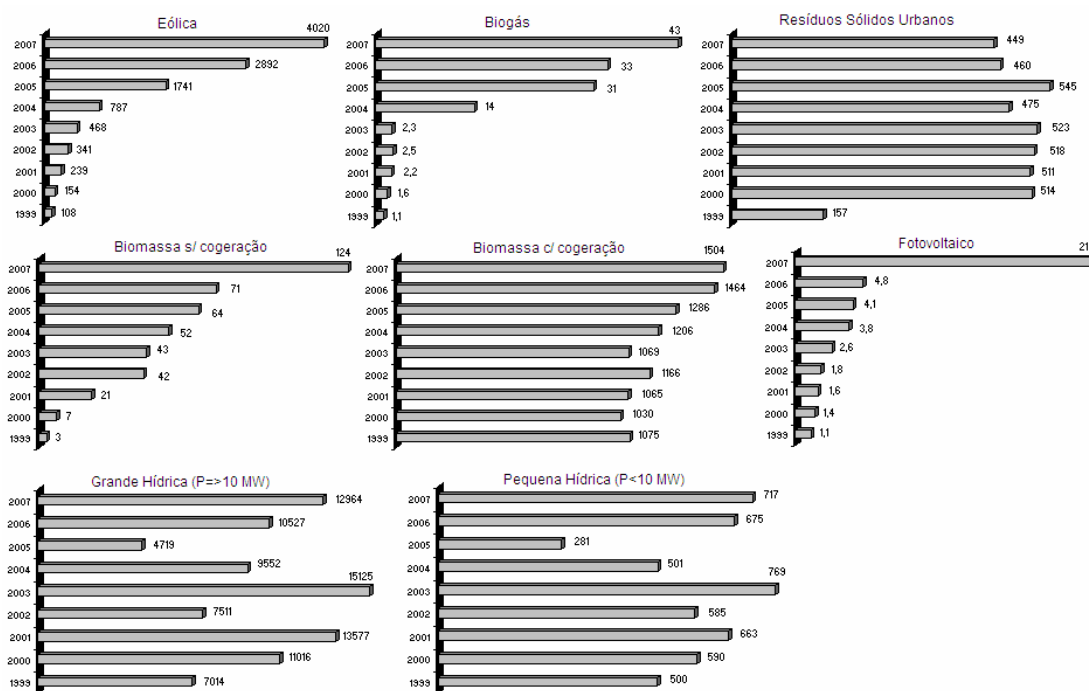


Figura 21 – Produção de electricidade, em GWh, por cada tipo de fontes de energia renováveis e Portugal Continental, 1999-2007. (DGEG, 2007)

As fontes renováveis contempladas para a produção nacional, apresentaram uma evolução significativa no que diz respeito à electricidade produzida, desde 1999 até Setembro de 2007. Pela análise da Figura 21, podemos confirmar que de facto a produção por via hídrica é inconstante dependendo do grau de hidraulicidade anual, verificando que 2002, 2004 e 2005 foram anos com o menor grau de hidraulicidade desde 1999.

O aproveitamento da energia eólica foi o que mais evoluiu desde 1999, com especial desenvolvimento desde 2004. A produção em 2007 foi superior à de 1999 em cerca de 3.912 GWh. Também o aproveitamento da biomassa para produção de electricidade, sem cogeração, sofreu um aumento considerável (em 2007, a produção foi superior à de 1999 em 121 GWh). Já o aproveitamento desta fonte através da cogeração manteve-se

praticamente constante no período considerado, sendo a sua produção média anual de aproximadamente 1.207 GWh.

Com menos impacto no total da electricidade produzida por via renovável, mas com taxas de crescimento consideráveis, encontramos o biogás, os resíduos sólidos urbanos e a energia fotovoltaica. Note-se que o aproveitamento da energia fotovoltaica cresceu consideravelmente em 2007 devido à entrada em produção da Central Fotovoltaica de Serpa, com injeção na Rede Eléctrica Nacional desde Janeiro de 2007.

III.3.3. CENTRAIS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A PARTIR DO APROVEITAMENTO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

A evolução da potência instalada em centrais de produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis manteve-se praticamente constante até 2003: 4.650 MW instalados em 2001 até 5.000 MW instalados em 2003, Figura 22. Mas, a partir de 2003 até Setembro de 2007, ocorreu um acréscimo considerável na potência instalada, mais 2.368 MW instalados que em 2003, o que corresponde a um aumento de 47%, com uma taxa média de crescimento anual de 10,2%.

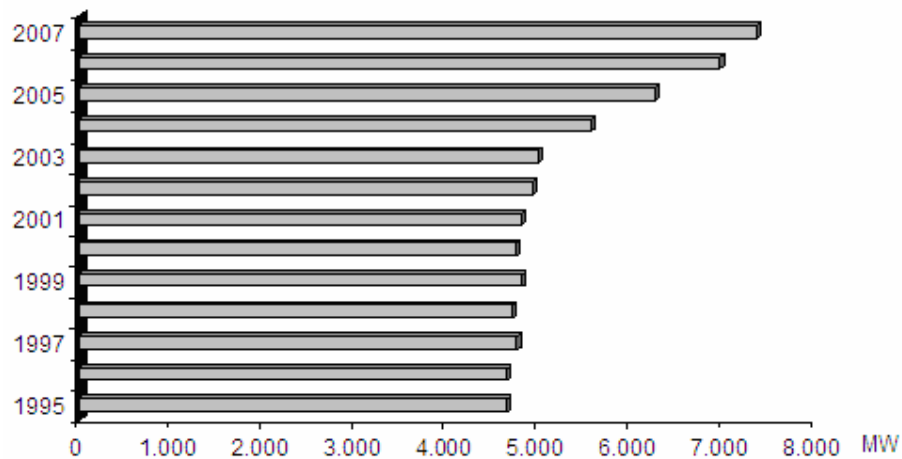


Figura 22 – Potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis em Portugal Continental, 1995-2007. (DGEG, 2007)

Os maiores aumentos de potência verificaram-se no aproveitamento da energia eólica e da fotovoltaica. Em 1995, a potência instalada total para o aproveitamento da energia

eólica era de 8,28 MW, enquanto que em 2007 era de 2.065 MW, o que corresponde a uma taxa média de crescimento anual de 61,8%. Por sua vez, para a energia fotovoltaica esta taxa foi de 23,9% de 1995 (0,34 MW instalados) a 2006 (3,4 MW instalados), mas em 2007 foram instalados mais 11,1 MW em centrais fotovoltaicas – Central de Serpa.

As centrais hídricas também sofreram um aumento da potência instalada, mas pouco relevante. De 1995 a 2007, as taxas médias de crescimento anual para as grandes centrais (potência instalada superior a 10 MW) e para as pequenas centrais (potência instalada menor ou igual a 10 MW) foram de 1% e 1,5%, respectivamente. Em 2007, a potência instalada nas grandes centrais era de 4.515 MW e nas pequenas centrais era de 290 MW.

Relativamente à biomassa existem dois tipos de aproveitamento: centrais de cogeração com queima de biomassa, que desde 1995 têm mantido praticamente constante a sua potência instalada, e as centrais de produção única e exclusiva de electricidade. Estas últimas tinham uma potência instalada de 8 MW em 2000, mas em 2004 houve um aumento para 12 MW e em 2006 a potência instalada era de 24 MW.

Com menos impacto, o aproveitamento do biogás também aumentou no período considerado, sendo a sua potência instalada a nível nacional de 11 MW em Setembro de 2007.

Já a instalação de centrais para aproveitamento de resíduos sólidos urbanos não sofreu qualquer aumento em termos de potência instalada, mantendo-se nos 88 MW.

Centrais Hidroeléctricas

Devido aos crescentes consumos de energia que a 2ª Guerra Mundial veio potenciar, Portugal teve de traçar um plano de construção de grandes centrais hídricas, e em finais de 1944 foi aprovada a lei de electrificação nacional, tendo sido constituídas nos anos seguintes quatro empresas que corporizariam a rede eléctrica nacional:

- Hidroeléctrica do Zêzere (1945) – para construção dos aproveitamentos do Zêzere. O primeiro foi Castelo de Bode, em funcionamento desde 1951, seguindo-se Cabril (1954) e Bouçã (1955);

- Hidroeléctrica do Cávado (1945) – para construção dos aproveitamentos dos rios Cávado e Rabagão. O primeiro foi Venda Nova / Vila Nova (1951), seguindo-se Salamonde (1953), Caniçada (1954), Paradela / Vila Nova (1956) e Alto Rabagão (1964);
- Hidroeléctrica do Douro (1953) – para construção das centrais do Douro: Miranda (1960), Picote (1958) e Bemposta (1964) no Douro Fronteiriço e no Douro Nacional: Tabuaço (1965);
- Companhia Nacional de Electricidade (1947) – para a construção da rede de transporte e distribuição.

Após a criação destas empresas, a electricidade tornou-se mais barata e em vez de ser um luxo, passou a ser uma necessidade para os consumidores finais. No entanto, a capacidade hidráulica não se tinha esgotado, pelo que estas quatro empresas fundiram-se e originaram a Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE), a qual construiu, de 1969 a 1975, as centrais do Carrapatelo (1971), Vilarinho das Furnas (1972), Valeira (1976), Régua (1973) e Fratel (1974).

Actualmente, a CPE é a principal empresa de produção de energia hidroeléctrica, a qual pertence ao Grupo EDP. Possui uma capacidade instalada de 3.903 MW referentes aos aproveitamentos hidroeléctricos. O seu parque electroprodutor hidrográfico é constituído por vinte e cinco centrais, nove a fio-de-água e dezasseis de albufeira, estando quatro destas equipadas com bombagem. (EDP, URL026)

Em termos de localização, estes aproveitamentos situam-se principalmente no Norte e Centro do País onde correm os rios com maiores potencialidades energéticas. Situam-se em zonas montanhosas e bastante pluviosas, como são os casos das bacias hidrográficas do Lima, Cávado, Mondego e Zêzere, ou então nos rios de maior caudal, como o Douro e o Tejo.

As centrais hidroeléctricas, por uma questão de organização e optimização da exploração, encontram-se agrupadas em três grandes centros de produção: o centro de

Produção Cávado-Lima, o Centro de Produção Douro e o Centro de Produção Tejo-Mondego.

O centro de Produção Cávado-Lima, engloba os aproveitamentos hidroeléctricos das bacias hidrográficas do Cávado e do Lima, sendo o primeiro a entrar em serviço o de Venda Nova/Vila Nova, situado no rio Rabagão, afluente do rio Cávado, onde actualmente se encontra em construção o reforço de potência. Posteriormente, por ordem cronológica de entrada em serviço, seguiram-se Salamonde, Caniçada e Vila Nova/Paradela.

No rio Rabagão construiu-se o aproveitamento do Alto Rabagão, o primeiro a ser projectado com o objectivo principal de regularização interanual e a ser dotado com equipamento de bombagem. Finalmente construiu-se a central de Vilarinho das Furnas, no rio Homem, na bacia superior do Cávado, a qual permite transferir as aflúncias para o aproveitamento do Alto Rabagão.

Encontra-se ainda em construção o aproveitamento de Vila Nova/Venda Nova (Venda Nova II).

Além disso, na bacia do rio Lima foram construídos os aproveitamentos hidroeléctricos do Alto Lindoso e do Touvedo, embora, desde 1992, estivesse em serviço um pequeno aproveitamento hidroeléctrico.

No seu conjunto, estas centrais representam uma potência instalada de 1.093 MW com a seguinte repartição: Cávado – 441 MW e Lima – 652 MW, distribuída por 15 grupos geradores (Cávado - 12; Lima – 3) e uma produtividade média anual de 2.484 GWh (Cávado – 1.483 GWh; Lima – 1.001 GWh). (EDP, URL026)

Tabela 30 – Centro de Produção Cavado-Lima. (EDP, URL026)

Central Hidroeléctrica	Potência Instalada (MW)	N.º de Grupos Geradores	Produtibilidade Média Anual (GWh)
Cávado	441	12	1.482,4
Lima	652	3	1.000,6
Total	1.093	15	2.484,0

O Centro de Produção Douro engloba os aproveitamentos da bacia hidrográfica do Douro, incluindo o troço que serve de fronteira com Espanha, denominado Douro Internacional, e o restante, até à foz, com uma extensão de cerca de 213km designado por Douro Nacional. (EDP, URL026)

O sistema do Douro Internacional iniciou-se com a construção do aproveitamento de Picote, seguindo-se o de Miranda e Bemposta. Já o sistema do Douro Nacional iniciou-se com a construção do aproveitamento de Carrapatelo, em 1964, seguindo-se Vilar-Tabuaço no rio Távora, continuando com os da Régua, Valeira, Pocinho e Crestuma-Lever, e concluiu-se com o do Torrão no rio Tâmega.

Com uma potência instalada de 1.926 MW, distribuída por vinte e nove grupos geradores, com uma produtividade média anual de 5.817 GWh, o Centro de Produção Douro é responsável por alguns dos mais importantes aproveitamentos do sistema hidroeléctrico.

Por fim, o Centro de Produção Tejo-Mondego engloba os aproveitamentos hidroeléctricos das bacias hidrográficas do Tejo e Mondego, sendo o último empreendimento a entrar em serviço o do Caldeirão, no rio Caldeirão, em 1994.

Anteriormente, estavam em funcionamento os aproveitamentos de Castelo de Bode, Cabril e Bouçã, no rio Zêzere, do Fratel no rio Tejo, da Aguireira e Raiva no rio Mondego e de Pracana no rio Ocreza, afluente do rio Tejo.

O conjunto de centrais hidroeléctricas, neste grupo electroprodutor, representa uma potência instalada de 884 MW com a seguinte repartição: Tejo – 484 MW e Mondego – 400 MW, distribuída por 19 grupos geradores (Tejo – 13; Mondego – 6) e uma produtividade média anual de 1580 GWh (Tejo – 1276 GWh; Mondego – 304 GWh). (EDP, URL026)

Tabela 31 – Centro de Produção Tejo e Centro de Produção Mondego. (EDP, URL026)

Central Hidroeléctrica	Potência Instalada (MW)	N.º de Grupos Geradores	Produtibilidade Média Anual (GWh)
Tejo	484	13	1.276,2
Mondego	400	6	303,5
Total	884	19	1.579,7

Podemos verificar pela análise da Figura 23 que, em 2005, a potência instalada total em centrais hidroeléctricas representavam 39% da potência total instalada no País. Já no final de 2006, a potência instalada hidroeléctrica representava 36% da potência instalada no parque electroprodutor do sistema eléctrico nacional.

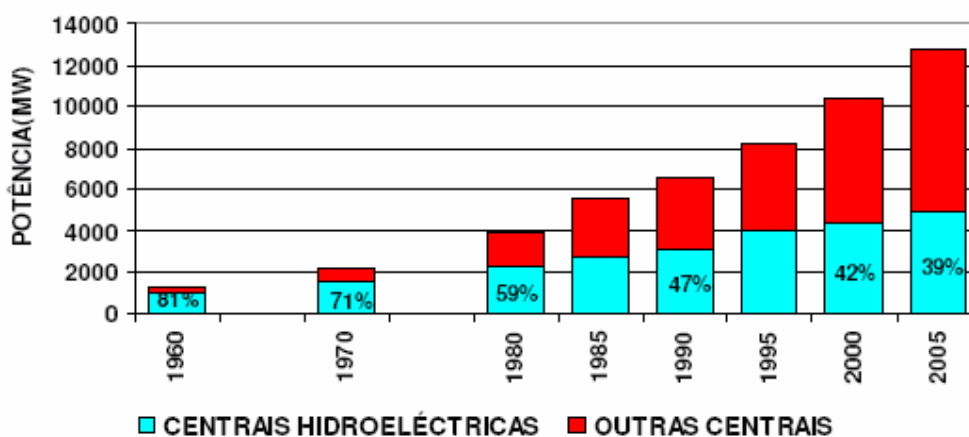


Figura 23 – Evolução da potência instalada hidroeléctrica, em Portugal Continental. (Leitão, 2005)

Relativamente às centrais mini-hídricas, em 2005, a sua produção representava 0,5% da produção bruta de electricidade, com uma potência total instalada de 281 MW, estando essencialmente concentradas na zona Norte do País, destacando-se o distrito de Viseu com 70 MW instalados, seguindo-se Braga com 39 MW.

Já em 2007, a potência instalada era de 307 MW (taxa média de crescimento anual de 13 MW ao ano, desde 2005), concentrando-se essencialmente em centrais com potências menores que 5 MW.

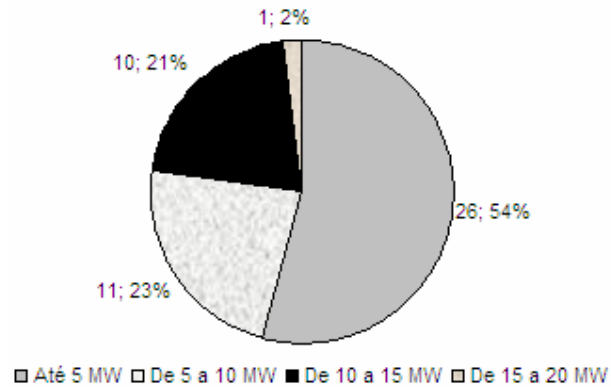


Figura 24 – Repartição por potência das centrais mini-hídricas existentes em Portugal Continental. (REN, 2007)

Na Madeira, existem dez centrais hidroeléctricas, com uma potência total instalada de 50,72 MW: Ribeira da Janela (3,2 MW), Fajã da Nogueira (2,4 MW), Calheta I (4,75 MW), Calheta II (7,3 MW), Serra d'Água (4,8 MW), Lombo do Brasil (0,15 MW), Fajã dos Padres (1,7 MW), Alegria (0,72 MW), Santa Quitéria (1,7 MW) e Socorridos (24 MW).

Existem doze centrais hidroeléctricas nos Açores: sete em São Miguel, três na Terceira, uma no Faial e uma nas Flores, com capacidades instaladas que variam dos 94 kW aos 1.480 kW. (EDP, URL026)

Aproveitamento da Energia Solar Fotovoltaica

O início do desenvolvimento da utilização da energia solar através de sistemas fotovoltaicos ocorreu no ano de 1954 associado única e exclusivamente à exploração espacial, mantendo-se nesta área durante cerca de 20 anos. Mas, devido à crise do petróleo em 1973, surgiu a necessidade de aproveitar este tipo de energia para outras aplicações.

Em Portugal, a primeira aplicação de demonstração ocorreu em 1988, numa localidade do Algarve, em Vale da Rosa. Em 1994, foi efectuada a primeira ligação de integração na rede eléctrica, nomeadamente, no edifício administrativo da EDP em Setúbal.

Desde essa altura, as instalações de painéis fotovoltaicos para produção de electricidade resumia-se a pequenas unidades autónomas. Em 2005, esta fonte energética

representava 0,01% da energia eléctrica produzida em Portugal, concentrando-se maioritariamente no segmento doméstico e serviços. Mas em 28 de Março de 2007, foi inaugurada a maior central do Mundo, a Central Fotovoltaica de Serpa, cuja potência instalada ascendia aos 11 MW, ocupando uma área de 60 hectares devido aos seus 52 mil painéis instalados.

O investimento nesta central ascendeu aos 75 milhões de euros, prevendo-se que a sua produção iria alimentar oito mil habitações, ou seja, cerca de 20 GWh/ano, poupando a emissão de 30 mil toneladas de gases com efeito de estufa, se comparado com a mesma produção a partir de combustíveis fósseis.

Para além desta central, está a ser construída uma outra, a Central Fotovoltaica da Amareleja (Moura). Esta central terá uma potência instalada de 64 MW, estando previsto um investimento global de cerca de 400 milhões de euros, mas permitirá o fornecimento de electricidade a 60 mil pessoas.

Até final de 2007, os maiores constrangimentos ao uso de sistemas fotovoltaicos em Portugal estavam ligados aos altos níveis de investimento inicial necessário (cerca de 12,5€/Wp) e longos períodos de tempo de retorno de investimento (TRI). Além disso, não existiam normas ou legislação para a qualidade deste tipo de sistemas e existiam falta de fortes incentivos comerciais. (ADENE/INETI, 2001)

Mas, em 02 de Novembro de 2007, foi publicado o Decreto-Lei 363/2007, o qual vem incentivar a utilização de unidades de microprodução através de fontes de energia renováveis, principalmente a fotovoltaica. Este novo decreto estipulou a criação de um Sistema de Registo de Microprodução, um regime simplificado de facturação e dois regimes de remuneração: o regime geral (cujo preço de venda da electricidade produzida é igual ao preço de compra da mesma à Rede Nacional) e o regime bonificado. Como consequência, actualmente estão abertos 10 MW de potência a instalar para unidades de microprodução, com uma potência individual de 3,68 kW, o que corresponde a cerca de 2.717 unidades.

O regime de candidatura será bastante simples (ao abrigo do Programa Governamental "Simplex") e o regime de remuneração bonificado, até serem instalados os primeiros 10 MW, terá um preço de venda da electricidade produzida de 650 €/MWh, durante o ano da

instalação e por mais um período de 5 anos. Posteriormente e durante 10 anos, o preço bonificado decrescerá 5% por cada 10 MW adicionais instalados.

O Governo Português espera que este novo Decreto-Lei venha a fomentar largamente a instalação de unidades de microprodução por todo o País.

Centrais Eólicas

Foi em 1988, na ilha de Porto Santo, que foi instalado o primeiro parque eólico de Portugal, formado por 8 aerogeradores de 30 kW. Desde esta data, o aproveitamento da energia eólica foi crescendo, tendo sido o que mais evoluiu nos últimos anos quando comparado com as outras fontes de energia renováveis, atingindo, em 2005, cerca de 3,8% da energia eléctrica produzida em Portugal. No mesmo ano, a produção eólica quase que duplicou face a 2004: 816 GWh para 1.773 GWh.

Com uma potência instalada nacional de 2.065 MW, em 2007, o aproveitamento da energia eólica traduziu-se numa produção anual de electricidade de 4.020 GWh, (ano móvel Out/06 a Set/07), representando 20,3% da produção total de electricidade por via renovável (em 1999, o seu peso era irrelevante, cerca de 1,2%). Em termos do seu impacto no consumo bruto de electricidade (produção bruta + saldo importador) notou-se uma grande evolução desde 1999, onde a energia eólica contribuía com 0,3%, enquanto que em 2007, o seu peso no consumo bruto era de 7,5%.

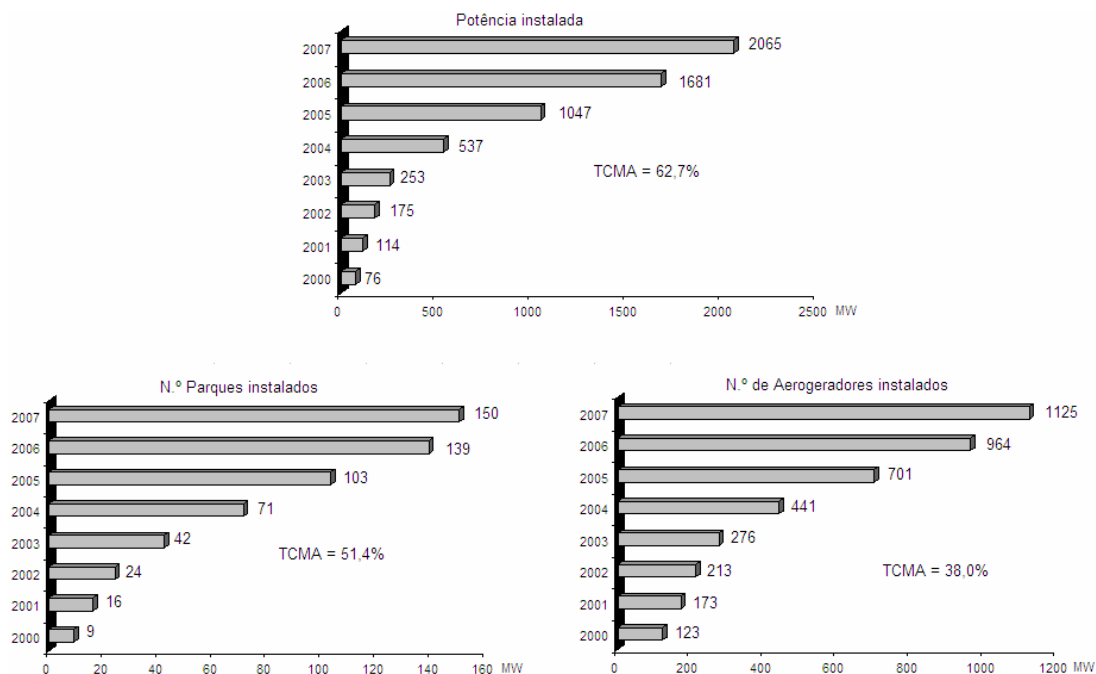


Figura 25 – Evolução da potência instalada (MW), do número de parques instalados e do número de aerogeradores instalados em Portugal Continental, desde 2000 a Setembro de 2007. (DGEG, 2007)

A taxa de média crescimento anual da potência instalada em centrais eólicas, de 2000 a 2007, foi de 62,7%, esperando-se atingir até final de 2008 uma potência instalada de 2.800 MW. Relativamente ao n.º de parques instalados e ao respectivo n.º de aerogeradores existentes, as suas taxas médias de crescimento anual, para o mesmo período foram de 51,4% e 38,0%, respectivamente. (Figura 25)

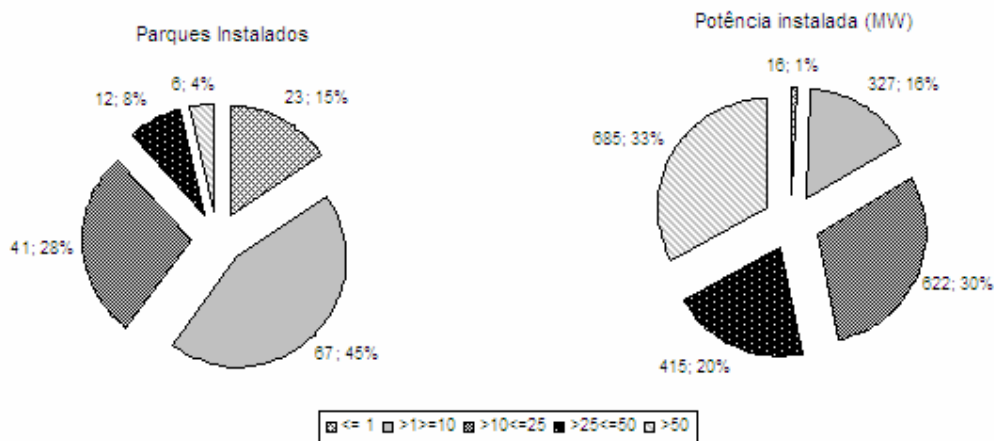


Figura 26 – Caracterização dos parques eólicos por potência instalada em Portugal Continental. (DGEG, 2007)

Verificamos ainda que 63% da potência instalada se concentra em parques com potências superiores a 25 MW e que só 1% (16 MW) se reflecte em parques com potências inferiores a 1 MW, o que se traduz em 12% de parques com potências instaladas acima dos 25 MW e em 15% com potências inferiores a 1 MW, Figura 26.



Figura 27 – Mapa da distribuição da potência eólica instalada e respectiva produção de electricidade por distritos, em Setembro/07. (DGEG, 2007)

Como seria de esperar a maioria dos parques eólicos situam-se em zonas costeiras e em zonas montanhosas devido às condições de vento mais constantes e regulares, sendo os

distritos de Viseu, Coimbra, Castelo Branco, Lisboa, Vila Real, Santarém, Braga e Leiria os que têm maior potência instalada a nível nacional.

Na Região Autónoma da Madeira, existem cerca de 13,05 MW instalados e ligados à rede eléctrica (um parque em Porto Santo – Cabeço do Carvalho, com 1,11 MW – e os restantes 6 parques na ilha da Madeira), enquanto que nos Açores, a potência instalada é aproximadamente metade, 7,05 MW, distribuídos pelas ilhas de Santa Maria (Figueiral – 0,9 MW), São Jorge (Pico da Urze, 1,15 MW), Faial (Lomba dos Frades, 1,98 MW), Pico (Terras do Canto, 1,8 MW), Graciosa (Serra Branca, 0,8 MW) e Flores (Boca da Vereda, 0,6 MW).

No anexo VI podemos encontrar uma descrição de todos os parques eólicos existentes em Portugal, incluindo a sua caracterização, ou seja, o distrito onde se encontram instalados, a sua potência, o número de aerogeradores que os constituem e o ano em que foram ligados à rede eléctrica.

Centrais de Queima de Biomassa

Em Portugal, a floresta cobre 38% de todo o território, mas em termos energéticos não é verdadeiramente rentabilizada. É bastante difícil quantificar o verdadeiro potencial energético da biomassa, uma vez que a maioria das florestas se encontram ao “abandono”. Os valores apontam para 2,2 milhões de toneladas por ano de biomassa florestal que pode ser aproveitada para a produção de energia.

Para além do abandono, existem outros factores que impedem um aproveitamento sustentável deste recurso, como por exemplo:

- a falta de equipamentos para uma recolha apropriada;
- a falta de estrutura do sector;
- o tratamento fiscal adequado (a lenha está sujeita a uma taxa de IVA de 21%, enquanto que o gás natural é sujeito a 5%);
- o receio dos proprietários e industriais do sector;

- a grande agressividade do mercado de outros combustíveis, como o do gás.

Mas, não é só a biomassa florestal que representa um potencial energético por explorar. Também a biomassa produzida no sector agrícola, como os resíduos da vinha, da indústria do vinho, as podas dos olivais e das árvores de fruto, o bagaço da azeitona, etc., representam um potencial por explorar.

Contudo, existem alguns projectos implementados em Portugal onde se faz o aproveitamento energético desta fonte (para além do uso doméstico dos resíduos florestais para aquecimento ambiente), como a Central de Resíduos Florestais de Mortágua e o aquecimento através de biomassa das escolas do concelho de Vila Real (aquecimento de 540 salas de aula através da queima de briquetes).

A Central de Resíduos Florestais de Mortágua entrou em funcionamento em 1999, com o objectivo de servir cerca 35 mil habitantes em 29 concelhos da região num raio máximo de 60 quilómetros, os quais representam 27% da área florestada do País, e que produzem anualmente cerca de 480 mil toneladas de resíduos.

A Central foi construída pelo Grupo EDP, com uma potência instalada de 9 MW, sendo projectada para produzir anualmente cerca de 63 GWh de energia eléctrica, com uma carga horária de laboração de 7.800 h/ano. As previsões apontavam para que a Central queimasse cerca de 109 mil toneladas por ano de resíduos florestais (peso verde), o que representava cerca de 10% do total de resíduos gerados anualmente na região.

Com uma disponibilidade próxima dos 90%, a Central teria um rendimento bruto de 26,5%, consumindo 8,7 ton/hora de resíduos florestais para gerar a energia produzida.

O funcionamento da Central apontava para cerca de vinte novos postos de trabalho directos. Considerando todos os trabalhos adicionais que ela implica, como sejam a recolha, processamento e transporte dos resíduos florestais, os estudos iniciais apontavam para cerca de quatrocentos novos postos de trabalho a criar indirectamente. (Portal das Energias Renováveis, URL024)

Em 2005, o aproveitamento da biomassa representava 3,7% da energia eléctrica produzida em Portugal. No entanto, existe bastante potencial por explorar. Em Janeiro de 2006, o Governo Português lançou 15 concursos para atribuição de capacidade de injeção de potência nas redes do sistema eléctrico para energia eléctrica produzida em centrais termoeléctricas a biomassa florestal, que ascenderam a 100 MW.

Tabela 32 – Centro de Produção Tejo e Centro de Produção Mondego. (EDP, URL026)

Distritos	MW
Vila Real (concelho de Alijó)	11
Vila Real (concelho de Valpaços)	11
Castelo Branco (concelho da Covilhã)	10
Castelo Branco (concelho da Sertã)	10
Portalegre	10
Viana do Castelo e Braga	10
Viseu e Guarda	10
Santarém	6
Viana do Castelo e Braga	5
Viseu	5
Beja e Faro	3
Castelo Branco e Coimbra	3
Bragança	2
Castelo Branco e Guarda	2
Vila Real	2
Total	100

Centrais de Queima de Resíduos Sólidos Urbanos

Em Portugal existem duas centrais de valorização energética dos resíduos sólidos urbanos, estando localizadas uma a Norte do País, a Lipor, e a outra em Lisboa, a Valorsul.

A Lipor – Serviço Intermunicipalizado de Tratamento de Lixos da Região Porto, situa-se em Ermesinde, tendo sido criada em 1982. É responsável pela gestão, tratamento e

valorização de resíduos sólidos urbanos produzidos por 8 municípios, nomeadamente, Espinho, Gondomar, Maia, Matosinhos, Porto, Póvoa do Varzim, Valongo e Vila do Conde. (Lipor, URL027)

Estes municípios englobam uma população de cerca de 1um milhão de habitantes, o que se traduz em cerca de 6% do território nacional, com uma produção anual de 480 mil toneladas de resíduos.

A estratégia utilizada para o tratamento deste tipo de resíduos denomina-se Via Múltipla, constituída por três fases: a Reciclagem Multimaterial, o Processo de Compostagem e a Valorização Energética.

A Reciclagem Multimaterial desenvolve-se no Centro de Triagem Lipor, em Baguim do Monte, e engloba os processos de recuperação, remoção, separação e acondicionamento das várias fracções de resíduos com capacidade de reciclagem. Por sua vez, o Processo de Compostagem passa pela recolha e tratamento da fracção orgânica dos resíduos, com o objectivo de produção de fertilizantes.

A Valorização Energética decorre na Central de Valorização Energética Lipor II, na Maia, desde Março de 2000. Só os resíduos que não podem ser valorizados através da reciclagem e da compostagem é que têm como destino final a valorização energética. Esta central funciona contínua e automaticamente com uma capacidade de 25 MWh, o que possibilita o fornecimento de energia eléctrica a 150 mil habitantes.

Os resíduos utilizados para a valorização energética são provenientes da recolha selectiva – ecopontos, ecocentros e recolha porta-a-porta, da recolha indiferenciada e de centrais de compostagem.

Os rejeitados e resíduos que não possam ser valorizados através da Via Múltipla são encaminhados para aterro sanitário. (Lipor, URL027)

Por sua vez, a Valorsul situa-se em S. João da Talha, sendo responsável pelo tratamento e valorização dos resíduos sólidos urbanos produzidos pelos municípios da Amadora, Lisboa, Loures, Odivelas e Vila Franca de Xira. (Valorsul, URL028)

A área ocupada por estes cinco municípios corresponde a cerca de 1% da área total de Portugal, mas são aí produzidos aproximadamente 750 mil toneladas por ano, o que representa um sexto de todos os resíduos sólidos urbanos produzidos no País.

O tipo de tratamento que utiliza denomina-se Sistema de Gestão Integrada de Resíduos Sólidos Urbanos, dando resposta a três tipos de recolha: a recolha indiferenciada, a selectiva com materiais recicláveis e a selectiva de matéria orgânica.

Os resíduos recolhidos indiferenciadamente são encaminhados para a Central de Tratamento de Resíduos Sólidos Urbanos produzindo energia eléctrica através da sua valorização energética. Como subprodutos deste processo resultam os gases emitidos durante a combustão, os quais são libertados para a atmosfera após o seu devido tratamento, os sólidos residuais, que são encaminhados para uma estação de inertização onde são tratados e posteriormente encaminhados para o aterro sanitário, e, por fim, as escórias que após tratamento na Instalação de Tratamento e Valorização de Escórias têm como destino final a construção civil (inertes) e a indústria recicladora (metais ferrosos e não ferrosos).

Os resíduos recicláveis recolhidos selectivamente, como por exemplo, o cartão, o papel, o vidro e as embalagens, são encaminhados e tratados no Centro de Triagem e Ecocentro tendo também como destino final a indústria recicladora.

Por sua vez, a matéria orgânica recolhida selectivamente é levada para a Estação de Tratamento e Valorização Orgânica onde, após tratamento, tem como destino final a valorização energética para produção de electricidade e a agricultura (composto).

Durante o ano de 2003, a Valorsul recolheu mais de 760 mil toneladas de resíduos, dos quais 290 mil toneladas foram valorizadas energeticamente produzindo aproximadamente 342 GWh de energia eléctrica. Foram então entregues à R.E.N. 296 GWh e os restantes foram utilizados para auto-consumo. Já em 2005, a produção mensal de electricidade foi de 10 GWh e 35 GWh. (Valorsul, URL028)

Centrais Geotérmicas

A energia geotérmica é extraída das profundezas da Terra, aparecendo sob a forma de calor, o qual é trazido para perto da superfície por termas condutoras e por intrusão na crosta terrestre do magma fundido originado em grandes profundidades. A água na superfície é aquecida formando um recurso hidrotérmico natural, originando água quente e vapor.

Hoje em dia, o uso desta energia em muitos lugares do mundo é económico. Os recursos hidrotérmicos são extraídos através de furos existentes e são tratados por tecnologias de conversão para gerarem electricidade ou para produzirem água quente para o uso directo. Mas, só uma pequena parte dos recursos geotérmicos do mundo estão a ser devidamente explorados.

O aproveitamento da energia geotérmica através de centrais de produção de electricidade não produz grandes impactos no meio ambiente. A nova geração de centrais geotérmicas emitem somente cerca de 136 g de dióxido de carbono por MWh de electricidade gerada, e em relação às emissões de óxidos de azoto estas são muito mais baixas em centrais geotérmicas do que em centrais de combustíveis fósseis.

Existem indicadores de que no continente português existem recursos geotérmicos de baixa temperatura, embora toda a exploração geotérmica esteja concentrada nas Ilhas dos Açores.

Até hoje, foram identificadas cerca de 12 áreas com potencial geotérmico para a produção de energia eléctrica no Arquipélago dos Açores:

Tabela 33 – Potencial Geotérmico nos Açores, para a produção de energia eléctrica. (Câmara Municipal de Ribeira Grande, URL025)

Ilha	Área	Produção
Faial	Flamengos	7.5 MW
Pico	Madalena	5 MW
	Capitão	5 MW
	Lages	5 MW
Graciosa	Guadeloupe	5 MW
Terceira	Pico Alto	15 MW
	St. Barbara	2.5 MW
	Praia Vitória	15 MW
São Miguel	Mosteiros	5 MW
	Ribeira Quente	10 MW
	Furnas	80 MW
	Ribeira Grande	80 MW
Total		235 MW

De 1978 a 1980, cinco furos foram abertos na Ribeira Grande, com fluido a uma temperatura que variava entre 225°C e 235°C sendo o líquido dominante o cloreto de sódio (NaCl, 8 g/L).

Em 1980, foi construída uma estação piloto produtora de electricidade com cerca de 3MW, da marca Mitsubishi, no flanco inferior do Vulcão Água de Pau. Era alimentada pelos fluidos dum furo explorado, mas depois da taxa de fluxo ter nivelado, a produção desceu para os 0,6 MW de potência.

Em 1986 e 1987, foi criado um consórcio Luso/Americano com a finalidade de perfurar Cachaco-Lombadas, uma área geotermal imediatamente adjacente à Ribeira Grande. Após o primeiro furo executado com sucesso, CL-1, o consórcio foi fechado para dar lugar a uma firma totalmente portuguesa, a SOGEO, que perfurou mais três furos e instalou, em duas fases, uma central eléctrica capaz de produzir entre 10 MW e 13 MW.

Em Maio de 1994, foram construídas duas centrais de 2,6 MW, sendo alimentadas por dois furos, o CL-1 e CL-2, os quais produziram cerca de 4,9 MWh. O CL-2, o melhor

destes dois furos libertava 152 ton/h de fluido com 39 ton/h de fluxo de vapor e um calor de 1300 kJ/kg. Verificou-se que a produção, em 1996, foi de 44 GWh, o que representava cerca de 20% da electricidade total da ilha e 11 % de todos os Açores.

Já a central geotérmica do Pico Vermelho, com uma potência nominal de 3 MW produziu cerca de 74 GWh em 121 mil horas de funcionamento de 1980 a 2001, produzindo actualmente cerca de 7 GWh por ano. (Câmara Municipal de Ribeira Grande, URL025)

Centrais de aproveitamento da Energia dos Oceanos

Portugal tem condições bastante favoráveis para o aproveitamento desta fonte energia, sendo um dos países pioneiros ao seu aproveitamento.

A primeira central foi construída em 1998 e localiza-se na ilha do Pico, nos Açores, tendo uma potência instalada de 400 kW, seguindo-se a central que se localiza a 5 km da costa junto à Póvoa do Varzim, cuja potência instalada é de 2,25 MW com uma produção anual de 7 GWh de electricidade.

Outras centrais estão previstas, algumas delas off-shore, sendo o objectivo do Governo Português ter 525 MW instalados entre 2010 e 2015.

Aproveitamento da Energia Solar Térmica

Embora Portugal tenha uma disponibilidade solar superior à maioria dos países da Comunidade Europeia, a utilização de colectores solares térmicos para aquecimento de água é pouco significativa, embora a tecnologia existente se encontre ao mesmo nível da Comunidade Europeia, existindo mesmo alguns equipamentos inovadores.

O panorama de aproveitamento desta fonte renovável vivido desde os anos 80 não tem sido muito feliz. Associado à falta de formação por parte dos instaladores e projectistas de equipamento solar, encontra-se também o facto da não certificação dos equipamentos, por entidades credenciadas para o efeito, assim como a falta de manutenção dos equipamentos instalados (a maioria deles pouco fiáveis).

Como tal, não existem dados concretos da quantidade de metros quadrados de painéis solares operacionais instalados em Portugal. Contudo, em 2005 existiam cerca de 319.000 m² de painéis instalados, sendo a maioria destinado ao uso doméstico.

Apesar da desacreditação do mercado solar térmico já foram tomadas algumas medidas no sentido de contrariar ou minimizar esta tendência. Existe um laboratório acreditado pelo Instituto Português da Qualidade, para a certificação do equipamento solar, o LECS, pelo INETI, o qual realiza ensaios para determinação do rendimento de colectores, assim como ensaios de penetração de chuva no seu interior. Além disso, o INETI e outras entidades acreditadas têm vindo a realizar sessões de formação quer de instaladores, quer de projectistas de equipamento solar térmico.

Outra iniciativa, meramente informativa, é o desenvolvimento de um directório na Internet, onde se poderá encontrar informação relativamente à energia solar térmica (<http://www.aguaquentesolar.com>).

Mas, o futuro próximo aponta para um desenvolvimento acentuado do mercado, uma vez que, ao abrigo dos actuais RCCTE e RSECE, existe a obrigatoriedade de instalação de painéis solares térmicos nas novas construções e nas remodelações das já existentes, sempre que possível. Além disso, a certificação energética dos edifícios, obrigatória numa transacção comercial de um imóvel, a partir de 2009, valoriza os imóveis que utilizem esta forma de aproveitamento da energia solar.

III.3.4. COMPARAÇÃO COM OS PAÍSES DA COMUNIDADE EUROPEIA

O estudo apresentado neste sub-capítulo diz respeito ao período de 1990 a 2004. Neste período a produção de energia primária nos 15 Estados Membros sofreu um aumento de 4,9%, enquanto que na Europa dos 25 aumentou cerca de 0,6%. Portugal seguiu a mesma tendência da maioria dos Países da Comunidade Europeia e aumentou consideravelmente a sua produção de energia primária, aproximadamente 39% no mesmo período. (Tabela 34)

Tabela 34 – Produção de Energia Primária.
(European Communities, URL018)

(TWh)	1990	1997	2004
EU-25	10.197	10.683	10.259
EU-15	8.217	8.810	8.622
Portugal	33	35	45

Comparativamente com os outros Estados Membros da União Europeia dos 15, Portugal assumiu o terceiro lugar no ranking dos países que aumentaram a sua produção no mesmo período, sendo o primeiro lugar assumido pela Dinamarca (em 2004, a sua produção foi de 359 TWh, o que representava um aumento de 207,9% face a 1990) e o segundo pelo Luxemburgo (com uma produção de 849 TWh em 2004, representando um aumento de 55,3% face a 1990). Só a Espanha, a Alemanha e a Irlanda é que decresceram a sua produção no mesmo período. (European Communities, URL018)

Relativamente à participação dos combustíveis utilizados na produção de energia primária da EU-25, registou-se uma alteração ao longo do tempo. Em 1990, o carvão tomava o primeiro lugar, seguindo-se a energia nuclear, o gás natural, o petróleo, a linhite e por fim as fontes de energia renováveis. Em 2004, o perfil de consumo já era diferente, sendo o primeiro lugar ocupado pela energia nuclear, seguindo-se o gás natural (estes dois combustíveis representavam em conjunto 51% da energia primária total produzida), o petróleo, o carvão, as fontes de energia renováveis (cujo aumento da participação no total da energia primária foi de 58%, desde 1990) e por fim a linhite. (European Communities, URL018)

No mesmo período, a capacidade instalada em centrais de produção de energia eléctrica na União Europeia aumentou cerca de 25%. Portugal aumentou quase o triplo da Comunidade Europeia, aproximadamente 72%, registando-se os maiores aumentos em centrais térmicas e no aproveitamento de outras fontes de energia renováveis para além da hídrica. Assim, em 2004, o contributo de Portugal para a EU-15 era de 2% para a potência instalada total em centrais de produção de energia eléctrica (2,1% na potência instalada total térmica, 4% na hídrica e 1,7% em centrais de aproveitamento de outras fontes de energia renováveis).

Tabela 35 – Capacidade instalada em centrais produtoras de energia eléctrica. (European Communities, URL018)

(GW)	Total		Centrais Térmicas		Centrais Nucleares		Centrais Hidroeléctricas		Outras Centrais	
	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004
EU-25	571,5	706,4	329,3	407,7	123,6	133,0	116,1	131,4	2,5	34,2
EU-15	499,7	625,8	274,5	348,8	114,7	121,7	109,5	121,1	1,0	34,2
Portugal	7,4	12,7	4,1	7,3	-	-	3,3	4,9	0,002	0,6

A nível europeu, a potência instalada aumentou em todos os tipos de centrais, tendo-se registado um aumento de 78 GW nas centrais térmicas, verificando-se a substituição das centrais de turbina a gás pelas de ciclo combinado. O aproveitamento nuclear aumentou cerca de 8%, representando em 2004 aproximadamente 19% de toda a potência instalada a nível europeu. Também o aproveitamento hídrico registou a mesma participação, tendo aumentado desde 1990, cerca de 13%. Contudo, o mais notável verificou-se no aumento da potência instalada em centrais de aproveitamento de outras fontes de energia renováveis: 2 GW em 1990 e 34 GW em 2004. Tal deve-se essencialmente ao desenvolvimento da implementação de centrais eólicas.

Portugal foi o país da EU-15 onde se registou o maior aumento da potência instalada total, aproximadamente 72%. Só três países registaram aumentos superiores a 50%: Portugal, Espanha (60%) e Irlanda (53%). Abaixo da média da EU-15, situaram-se a Holanda, a França, a Bélgica e o Reino Unido. A Suécia decresceu a sua potência instalada em 1,6% desde 1990. (European Communities, URL018)

Relativamente à quantidade de energia produzida, Portugal apresentou um aumento percentual superior ao Comunidade Europeia, isto é, aproximadamente 58,4%, enquanto que na EU-15 o aumento foi de 30,5% e na EU-25 cerca de 28,2%. Em 2004, a Alemanha foi o maior produtor de todos os vinte e cinco países, com 600 TWh de produção anual, sendo 28% deste valor de origem nuclear. A Alemanha e a França, no seu conjunto, representam 37% de toda a energia produzida na EU-25, com 62% de origem nuclear. (European Communities, URL018)

Tabela 36 – Energia produzida. (European Communities, URL018)

(TWh)	Total		Hidroeléctricas		Térmicas		Nuclear		Outras Renováveis	
	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004
EU-25	2.459,6	3.152,1	1.386,5	1.729,5	780,2	986,1	271,7	303,9	21,2	132,7
EU-15	2.143,1	2.796,3	1.142,9	1.468,2	720,2	910,2	259,0	287,8	21,0	130,0
Portugal	28,4	44,9	18,5	32,3	-	-	9,2	9,9	0,7	2,7

Portugal aumentou ligeiramente o seu contributo na quantidade de energia produzida na EU-15, ou seja, passou de 1,3% em 1990 para 1,6% em 2004. A nível nacional, a produção de electricidade por via renovável, excepto a hídrica (2004 foi um ano seco em Portugal), aumentou mais de 300%. Este cenário foi vivido por todos os países da Comunidade Europeia.

Produção de Energia a partir de Fontes de Energia Renováveis

O aumento no contributo do consumo de energia, a partir da electricidade produzida por fontes de energia renováveis, na Comunidade Europeia dos 25, aumentou cerca de 58%. Em Portugal, esse aumento foi inferior situando-se nos 45%, devendo-se essencialmente ao aumento do aproveitamento da energia solar, geotérmica e principalmente eólica.

Relativamente ao contributo das renováveis para a energia total produzida, podemos verificar na Tabela 37, que em Portugal estas fontes representam cerca de 15% do total da energia produzida, enquanto que na Comunidade Europeia este valor desce para os 6%. O forte contributo verificado em Portugal deve-se ao peso das centrais hídricas na produção nacional de energia eléctrica.

Tabela 37 – Electricidade produzida a partir fontes de energia renováveis e o seu contributo no total de energia produzida. (European Communities, URL018)

(TWh)	Renováveis		Hidroeléctricas		Biomassa		Outras		Contributo (%)	
	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004
EU-25	802,7	1.269,7	271,7	303,8	491,3	836,4	39,6	129,5	4,4	6,3
EU-15	748,8	1.142,3	259,0	287,8	451,2	727,5	38,6	127,0	4,9	6,4
Portugal	31,3	45,3	9,2	9,9	22,0	33,5	0,2	2,0	15,9	14,9

Para a produção desta energia verificou-se que Portugal aumentou a sua capacidade instalada em cerca de 71%, enquanto que a Comunidade Europeia aumentou aproximadamente 47%. A maior subida verificou-se na potência eólica instalada, praticamente em todos os países da Comunidade. Contudo, em 2004, a potência hídrica representava a nível europeu cerca de 73%, enquanto que a eólica somente 19%.

A Alemanha e a Espanha contabilizam conjuntamente 74% da total capacidade eólica instalada na EU-25, cerca de 34 GW. Já a Finlândia e a Suécia representam 43% da potência europeia instalada em centrais de queima de madeira e relativamente à energia fotovoltaica, é a Alemanha que estabelece a liderança na Comunidade, representando 82% de toda a potência instalada. O Reino Unido e a Itália são líderes na instalação de centrais de biogás (38% do total comunitário) e de centrais geotérmicas (98%), respectivamente. De notar que Itália utiliza tecnologia idêntica à existente em Portugal para o aproveitamento da energia geotérmica, mas Portugal não tem este aproveitamento bem explorado.

Tabela 38 – Potência instalada em centrais de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis. (European Communities, URL018)

(MW)	Total		Hídrica		Eólica		Biomassa		Outras	
	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004	1990	2004
EU-25	122.820	179.723	117.573	131.440	483	33.352	2.962	7.765	1.802	6.956
EU-15	114.735	169.029	109.512	121.068	483	33.494	2.962	7.563	1.778	6.904
Portugal	3.346	5.722	3.344	4.852	1	553	-	224	1	93

III.4. SÍNTESE CONCLUSIVA

Tal como referido no capítulo anterior, as emissões de GEE estão intimamente associadas à produção e consumo de energia por via fóssil. Este capítulo apresenta o estudo do sector energético em Portugal.

Em termos de política energética, só em 2001 é que foi definido um programa com o objectivo da melhoria da eficiência energética e do aumento da utilização de fontes de energia renováveis – Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Endógenas, sendo apoiado financeiramente pela medida MAPE – Medida de Apoio ao Potencial Energético e Racionalização de Consumos. Na tabela seguinte, destacam-se os principais objectivos de instalação até 2010:

Tabela 39 – Objectivos de instalação do Programa E4, até 2010.

Tipo de Centrais	Potência a instalar até 2010 (MW)
Eólicas	3.000
Mini-hídricas	500
Biomassa	100
Biogás	50
Solar Fotovoltaico	50
Energia das Ondas	50
Resíduos Sólidos Urbanos	130
Hídricas	5.000
Gás Natural	2.800
Carvão	1.870
Fuelóleo	1.500
Cogeração	1.700

Ao abrigo da Directiva Comunitária 2001/77/CE, Portugal emitiu o relatório “Metas Indicativas relativas à Produção de Electricidade a partir de Fontes de Energia Renováveis”, onde definia as metas nacionais para os dez anos seguintes. Neste relatório assumiu-se que pelo menos 39% do consumo bruto de electricidade em 2010 seria de origem renovável. Como o consumo bruto previsto era de 62 TWh, os 39% representariam uma produção de 24,2 TWh de origem renovável, implicando um aumento

de cerca de 89% da potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis, face a 2002, sendo as mais implementadas as centrais eólicas e fotovoltaicas, o que equivalia a cerca de 9.000 MW instalados. Em termos de produção de electricidade o aumento previsto seria de 62%, totalizando 27.000 GWh. Relativamente às metas estipuladas podemos observar na tabela seguinte o objectivo a atingir por fonte renovável.

Tabela 40 – Metas a atingir em 2010, ao abrigo da Directiva Comunitária 2001/77/CE.

Aproveitamento	Meta para 2010
Solar térmico	Instalação de 1.000 m ²
Eólicas	Instalação de 2.600 MW
Solar Fotovoltaico	Aumento de 400 MW
Energia das Ondas	Instalação de 20 MW
Hídricas	Instalação de 914 MW
Eficiência Energética dos Edifícios	Redução de 650 mil ton/ano de CO ₂ e

Em termos de instrumentos de incentivo, aplicou-se a diferenciação de remuneração consoante o tipo de tecnologia e regime de exploração utilizado e o apoio ao investimento neste tipo de projectos. Como consequência destes incentivos, os pedidos de licenciamento aumentaram cerca de 600 MW/ano e os prazos de construção reduziram de 4 para 2 anos.

No final de 2003, foi publicado o primeiro relatório de avaliação das metas propostas, sendo os posteriores emitidos com uma periodicidade de 2 anos.

Em 2007, foi publicado o terceiro relatório, onde se concluiu que a electricidade produzida em 2005 superava em 4,6% o valor inicialmente previsto e em 1,8% para 2006. Relativamente à potência instalada, a discrepância foi de 10,4% em 2005 e, em 2006 estava prevista uma discrepância de 30,4% acima dos valores estimados no relatório de definição das metas a atingir, devendo-se essencialmente ao aproveitamento da energia eólica. Em conclusão, as metas definidas inicialmente apontavam para um aumento de potência na ordem dos 89% face aos valores de 2002. Este terceiro relatório apontava para um aumento na ordem dos 115,7%, perspectivando a instalação de mais de 10.000 MW de fontes de energia renováveis, o que supera a meta dos 39% (Directiva Comunitária 2001/77/CE).

Ainda em 2007, o Governo Português aumentou a meta dos 39% para os 45%. Para que tal seja possível, a taxa de incorporação de biocombustíveis nos combustíveis para o transporte rodoviário deverá aumentar de 5,75% para 10% e a substituição do carvão utilizado nas centrais de Sines e do Pego deverá ser substituído em 5% a 10% até 2010.

Relativamente ao consumo nacional de energia, tem-se assistido a um cenário próprio de economias em fase de modernização, ou seja, a taxa média de procura de energia é consideravelmente superior à taxa de crescimento do PIB. O estudo apresentado referente ao consumo de energia tem por base o período de 1990 – 2005.

Comparativamente com a EU-15, a taxa média de crescimento da procura de energia nacional é bastante superior, 3,2%, enquanto que a da Comunidade se situa nos 1%. A responsabilidade por tão elevada taxa deve-se essencialmente ao sector dos transportes (com aumentos de 88% no período considerado) e ao sector residencial e serviços.

Com uma taxa nacional de consumo de energia por habitante, em 2004, de 20,8 kWh/capita, a dependência energética de Portugal é superior a 80%, enquanto que a da Comunidade Europeia é de 50%. Portugal apresenta também uma das maiores taxas de ineficiência no consumo de energia de toda a EU-25, sendo só ultrapassado pela Grécia e Finlândia.

O consumo nacional médio anual de energia primária, no período considerado, foi de 262 TWh, representando um aumento de mais de 50% desde 1990. Contudo, a maioria da energia consumida é proveniente das importações, que aumentaram cerca de 51% desde 1990, enquanto que a produção doméstica, a qual representa cerca de 16% do consumo nacional, aumentou cerca de 7% no mesmo período.

Se considerarmos os consumos de energia por sector de actividade, verificamos que se têm alterado ao longo do tempo. Em 1990, a liderança era assumida pela indústria, mas, em 2005, foi ultrapassada pelo sector dos transportes, o que nos leva a concluir que actualmente o gasto de energia realizado com o transporte de pessoas e mercadorias é superior ao realizado com o fabrico de produtos.

Para os combustíveis utilizados na produção de energia, podemos verificar que, em Portugal, a maioria são de origem fóssil, representando cerca de 60% do consumo final de energia. Contudo, assistiu-se a um decréscimo da utilização do carvão e do petróleo devido à introdução do gás natural, desde 1997, tendo atingido uma taxa de penetração na ordem dos 31%.

Relativamente à produção nacional de electricidade, verificou-se que, de 1990 a 2004, aumentou cerca de 64%, sendo utilizados como combustíveis fósseis a hulha e antracite estrangeira, a antracite nacional (até 1997), o fuelóleo, o gasóleo e o gás natural.

A fonte de energia renovável que mais contribui para a produção de electricidade é a energia hídrica, embora o seu aproveitamento dependa largamente do grau de hidraulicidade anual. Por exemplo, em 2006 – 2007, a energia hídrica contribuiu com cerca de 69% para a produção anual por via renovável, enquanto que a eólica contribuiu com 20%, a biomassa com cogeração 8%, a biomassa sem cogeração com 1%, assim como o aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos.

Contudo, nos últimos anos tem-se assistido a um maior aproveitamento da energia eólica e fotovoltaica. Por exemplo, no período em estudo, a produção por via renovável sem o contributo da energia hídrica aumentou cerca de 21% ao ano. De 2004 para 2005, aumentou cerca de 45%.

Em termos gerais, de 2003 a 2007, o aumento registado na potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis foi de 47%, com uma taxa média de crescimento anual de cerca de 10%. Para a energia eólica essa taxa assume o valor de 62%, para a fotovoltaica é de 24%, para as grandes hídricas ($P > 10$ MW) é 1% e para as pequenas centrais hídricas ($P \leq 10$ MW) é 1,5%.

Tal como Portugal aumentou a sua produção de energia primária, também a EU-25 seguiu a mesma tendência, embora a uma escala inferior, cerca de 5%, enquanto que o aumento nacional foi de 39%, de 1990 a 2004. Portugal registou também um aumento de quase o triplo do da Comunidade Europeia no que diz respeito à potência instalada (72% em Portugal e 25% na Comunidade Europeia). Portugal contribui assim com 2% para o total da electricidade produzida a nível europeu.

IV. BALANÇO GLOBAL DAS EMISSÕES DE GASES COM EFEITO ESTUFA NO SECTOR ENERGÉTICO PORTUGUÊS

Portugal assumiu, perante a Comunidade Europeia e no seguimento do cumprimento do Protocolo de Quioto que 39% do seu consumo bruto de energia eléctrica seria de origem renovável, em 2010. Isto é, ter uma produção de electricidade de origem renovável de 24,2 TWh, uma vez que o consumo bruto de energia eléctrica previsto, para 2010, é de 64 TWh, considerando as perdas e consumos próprios do sector de produção de energia eléctrica.

Este capítulo pretende estabelecer uma relação entre a quantidade de energia produzida e consumida com a quantidade de CO₂ libertada.

Desta forma, será analisada a produção de electricidade e os combustíveis fósseis utilizados, desde 1990 a 2005, permitindo a quantificação das emissões de CO₂e neste período.

Além disso, apresenta-se também o estudo do retorno do investimento energético e de emissões de CO₂e associado à produção de electricidade por via fotovoltaica e eólica. Para as centrais eólicas apresenta-se ainda o estudo económico e para as centrais hídricas a abordagem apresentada reflecte unicamente o retorno de emissões de CO₂e.

IV.1.PRODUÇÃO DE ENERGIA VS. EMISSÃO DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA

Analisando os balanços energéticos publicados pela DGGE, constatamos que, de 1990 a 2005, foram produzidos 1.139 TWh eléctricos, dos quais 186 TWh de origem renovável (considerando a electricidade produzida por centrais hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaicas e geotérmicas e através da cogeração utilizando combustíveis como lenha e resíduos vegetais, RSU e biogás só em 2005), o que se reflecte em 16% da produção nacional durante estes quinze anos. Os restantes 953 TWh foram produzidos através da queima de combustíveis de origem fóssil (hulha e antracite estrangeira, antracite nacional até 1997, GPL, gasóleo, fuelóleo e gás natural), em centrais termoeléctricas e em centrais de cogeração associadas à produção industrial. (Direcção Geral de Energia e Geologia do Ministério da Economia, URL016)

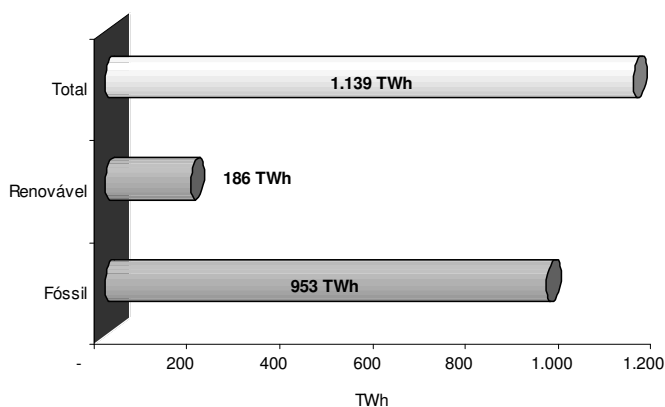


Figura 28 – Energia eléctrica produzida de 1990 a 2005. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL016)

Os combustíveis fósseis utilizados na produção de electricidade a partir de centrais termoeléctricas resumem-se essencialmente a cinco principais: a hulha e antracite estrangeira, a antracite nacional, o gasóleo, o fuelóleo e o gás natural desde 1997. Na cogeração é ainda utilizado o GPL. Podemos observar na Figura 29, que a partir de 1997, a hulha nacional deixou de ser utilizada na produção de electricidade.

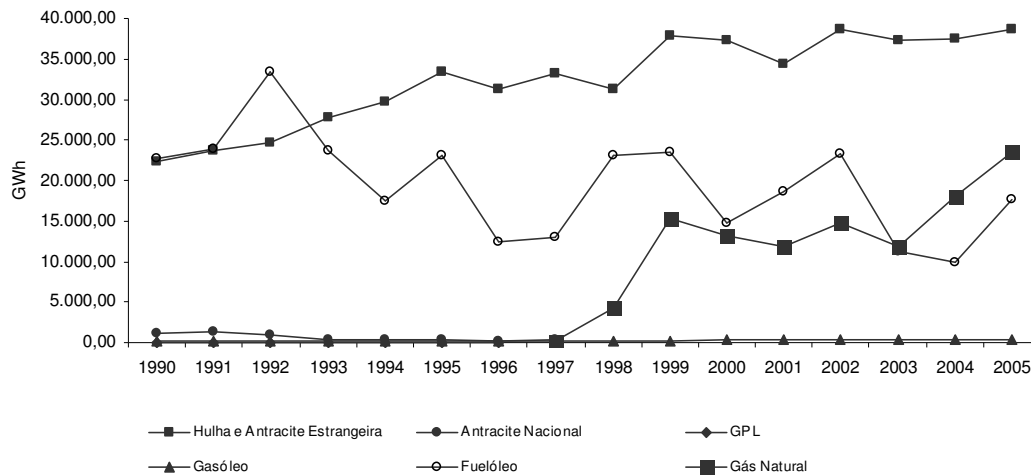


Figura 29 – Energia produzida por tipo de combustível. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL016)

Destes cinco principais combustíveis, destacam-se a hulha e antracite estrangeira, o fuelóleo e o gás natural como os combustíveis que através da sua queima mais produziram electricidade. Por exemplo, de 1990 a 2005, a queima da hulha e antracite estrangeira aumentou a produção de electricidade numa média anual de 4% (em 1990 a produção foi de 22 TWh e em 2005 foi de 38.6 TWh). Pelo contrário, a electricidade produzida pela queima do fuelóleo decresceu no mesmo período cerca de 5 TWh.

Por sua vez, o gás natural, desde 1997 aquando a sua introdução no País, tem assumido uma posição cada vez mais relevante na produção de electricidade. Por exemplo, de 1997 para 1998 foram produzidos mais 4 TWh e de 1998 para 1999 o aumento de produção foi de 11 TWh. A partir de 1999, a taxa média de crescimento anual foi de 11%.

Utilizando os factores de conversão, publicados pela DGGE e apresentados na Tabela 41, podemos construir a Tabela 42, onde observamos a quantidade de combustível totalmente queimado (com oxidação completa) para a produção da electricidade apresentada na Figura 29.

Tabela 41 – Factores de conversão. (DGGE, URL016)

	Factor de conversão (tep/ton)	Factor de conversão (GWh/ton)
GPL	1,1300	0,0131
Gasóleo	1,0350	0,0120
Fuelóleo	0,9600	0,0112
Hulha importada	0,6038	0,0077(*)
Antracite importada	0,7000	
Antracite Nacional	0,4100	0,0048
Gás Natural (tep/10 ³ Nm ³)	0,9000	0,0105

(*) Valor baseado na média aritmética dos factores de conversão da hulha importada e da antracite importada.

Tal como esperado, podemos constatar que o combustível mais utilizado para a produção de electricidade foi a hulha e antracite estrangeira, o fuelóleo e o gás natural. A quantidade de hulha e antracite estrangeira quase duplicou de 1990 a 2005, enquanto que, pelo contrário, o fuelóleo diminuiu a quantidade queimada em cerca de 500 kton. Já o gás natural aumentou cerca de 84 vezes a quantidade queimada anualmente desde 1997 a 2005.

Tabela 42 – Quantidade de combustível queimado e completamente oxidado utilizado para produção de energia eléctrica. (DGGE, URL016)

Quantidade (kton)	Hulha e Antracite Estrangeira (a)	Antracite Nacional (b)	TOTAL DE CARVÃO (c) = (a) + (b)	GPL (d)	Gasóleo (e)	Fuelóleo (f)	TOTAL DE PETRÓLEO (g) = (d) + (e) + (f)	GÁS NATURAL [Nm³]
1990	2.887	259	3.146		22	2.036	2.059	
1991	3.072	2780	3.352		21	2.133	2.154	
1992	3.190	207	3.397		23	2.986	3.009	
1993	3.591	73	3.663	5	21	2.123	2.148	
1994	3.828	74	3.902	5	21	1.562	1.588	
1995	4.328	94	4.421	5	20	2.062	2.087	
1996	4.047	43	4.090	6	21	1.117	1.144	
1997	4.287	99	4.386	2	18	1.166	1.185	26.764
1998	4.040		4.040	2	20	2.075	2.097	409.659
1999	4.893		4.893	4	15	2.103	2.123	1.456.551
2000	4.818		4.818		27	1.313	1.341	1.266.260
2001	4.430		4.430		27	1.662	1.690	1.126.284
2002	4.995		4.995		27	2.095	2.123	1.405.474
2003	4.825		4.825		27	1.002	1.029	1.132.993
2004	4.850		4.850		27	879	906	1.734.752
2005	4.989		4.989		27	1.579	1.606	2.248.448
TOTAL	67.071	1.127	68.198	29	365	27.892	28.287	10.807.186

Para calcular a quantidade de combustível necessária para a produção de um GWh de energia eléctrica, é necessário dividir a quantidade de combustível utilizado na queima do processo de produção pela quantidade total de energia produzida durante os quinze anos em estudo, construindo-se a seguinte relação:

Tabela 43 – Quantidade de combustível queimado e completamente oxidado necessária para a produção de 1 GWh de electricidade.

Para a produção de 1 GWh de energia eléctrica foram necessárias:	
Toneladas	Combustível
129	Hulha e Antracite Estrangeira
210	Antracite Nacional
76	GPL
83	Gasóleo
90	Fuelóleo
96 [Nm ³]	Gás Natural

Nota-se que os combustíveis com maior poder calorífico são o GPL, o gasóleo e o fuelóleo. É ainda importante notar que o combustível mais utilizado para a produção de energia eléctrica, a hulha e antracite estrangeira, possui um poder calorífico relativamente baixo quando comparado com os outros combustíveis.

De forma a analisar a quantidade de CO₂e emitida através da queima destes combustíveis, aplicou-se o seguinte esquema de cálculo:

1. Conversão da quantidade de energia produzida em GWh, Figura 29, diferenciado por tipo de combustível, em TJ, utilizando-se o factor de conversão: 1 GWh = 3,6 TJ;
2. Tendo em conta os factores de emissão por tipo de combustível publicados pela Portaria n.º 121 / 2005 de 31 de Janeiro, e apresentados na Tabela 44, calculou-se a quantidade de emissões de CO₂e libertadas na produção de electricidade.

Tabela 44 – Factores de emissão CO₂e
(Portaria n.º 121/2005 de 31/01)

	tonCO ₂ e/TJ
Gás Natural	63,1
Gasóleo	74,1
Fuelóleo	77,4
GPL	63,1
Antracite	98,3

Constata-se que, de 1990 a 2005, foram emitidas cerca de 299 milhões de toneladas de CO₂e, o que implica uma média anual de cerca de 20 milhões de toneladas de CO₂e, para uma produção média anual de electricidade na ordem dos 63,5 TWh. Na Tabela 45 e Figura 30, apresentam-se os resultados desta conversão de electricidade produzida em toneladas de CO₂e emitidas, por tipo de combustível, durante os quinze anos em estudo.

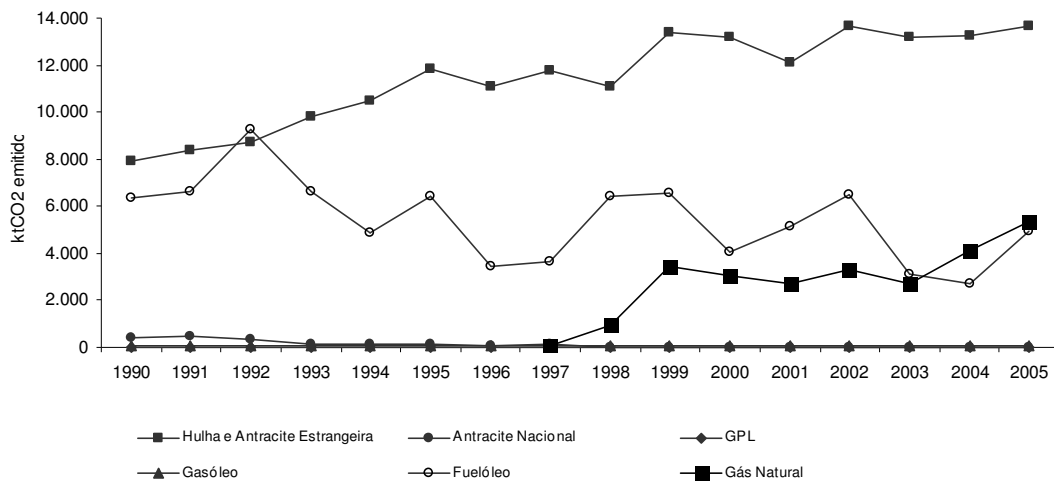


Figura 30 – Quantidade de CO₂e emitida por tipo de combustível. (Gráfico construído a partir dos dados dos Balanços Energéticos publicados pela DGGE, URL09)

Tabela 45 – Emissões de CO₂e libertadas durante a queima dos combustíveis utilizados para a produção de energia eléctrica.

(kton CO ₂ emitido)	Hulha e Antracite Estrangeira	Antracite Nacional	GPL	Gasóleo	Fuelóleo	Gas Natural	TOTAL
1990	7.905	436		72	6.333		14.747
1991	8.412	472		67	6.635		15.586
1992	8.735	348		73	9.288		18.445
1993	9.832	123	14	66	6.602		16.637
1994	10.482	124	16	69	4.857		15.548
1995	11.850	158	14	65	6.415		18.501
1996	11.080	73	18	67	3.475		14.713
1997	11.738	167	6	56	3.625	64	15.656
1998	11.061		6	65	6.453	974	18.559
1999	13.396		13	49	6.540	3.463	23.461
2000	13.193			87	4.085	3.010	20.375
2001	12.130			87	5.171	2.677	20.066
2002	13.675			87	6.517	3.341	23.621
2003	13.212			87	3.115	2.693	19.108
2004	13.280			87	2.733	4.124	20.224
2005	13.660			87	4.910	5.345	24.003
TOTAL	183.642	1.902	87	1.173	86.756	25.691	299.252

IV.2. PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE POR VIA RENOVÁVELS VS. EMISSÃO DE GEE

A produção de energia eléctrica a partir do aproveitamento das fontes de energia renováveis é um processo que numa primeira análise parece não ser poluente. Contudo, existe libertação de emissões gasosas poluentes associadas ao processo de produção/construção dos equipamentos utilizados para a respectiva conversão de energia, assim como na sua instalação, manutenção e desactivação.

Todo o ciclo de vida dos equipamentos / centrais “renováveis” deverá ser profundamente estudado, não só em termos de energia consumida / energia produzida e de emissões gasosas libertadas / evitadas, mas também qual o destino final dos equipamentos após o seu tempo de vida útil.

Em Portugal, os principais produtores de energia eléctrica a partir do aproveitamento das fontes de energia renováveis são essencialmente as centrais hidroeléctricas e os parques eólicos (mais recentemente e com menor impacto no total da energia produzida), como se pode observar nos valores apresentados na Tabela 29.

Seguidamente será apresentado o balanço energético, e conseqüentemente, o balanço de CO₂e libertado / não emitido durante o ciclo de vida das eólicas e fotovoltaicas. Apresenta-se ainda uma abordagem económica para as centrais eólicas.

Para as centrais hidroeléctricas apresenta-se o balanço de emissões de CO₂e uma vez que o consumo de energia para a construção de uma central é um valor que difere consideravelmente de barragem para barragem, dependendo do seu tamanho e tecnologia aplicada. Recomenda-se o seu estudo em trabalhos futuros.

Além disso, e tendo em conta que nos próximos anos se irá assistir a um aumento das centrais de microprodução, devido ao Decreto-Lei n.º 363/2007 de 02 de Novembro, apresenta-se também o estudo económico, energético e de emissões de CO₂e para este tipo de centrais, considerando uma central fotovoltaica e uma híbrida (fotovoltaica + eólica).

ENERGIA HÍDRICA

O estudo do ciclo de vida energético de uma central hidroelétrica é algo bastante complexo, uma vez que são bastantes os equipamentos utilizados, assim como a mão-de-obra e o tipo de materiais. Como tal, seria um estudo bastante interessante de efectuar, mas implicaria um acompanhamento da instalação desde a fase de projecto.

Contudo, estudos recentes apontam para uma emissão de 10g CO₂e por cada kWh produzido em barragens hidroelétricas, sendo 70% deste valor associado ao período de construção. (URL020)

A Tabela 46 apresenta o balanço de emissões de CO₂e para a produção de electricidade ocorrida nas centrais hidroelétricas desde 2000 a 2007 (Figura 21), e estimada para 2012 de acordo com a Tabela 10. Para o cálculo apresentado, considerou-se a produção total das pequenas (P <10 MW) e grandes (P ≥ 10 MW) centrais produtoras.

Tabela 46 – Balanço de emissões de CO₂e para a produção hidroelétrica em Portugal, de 2000 a 2012.

	Produção (GWh)	CO ₂ e evitado (ton)	Emissões de CO ₂ e (ton)	TRE _{CO₂e} (anos)
2000	11.606	3.133.620	116.060	0,04
2001	14.240	3.844.800	142.400	
2002	8.096	2.185.920	80.960	
2003	15.894	4.291.380	158.940	
2004	10.053	2.714.310	100.530	
2005	5.000	1.350.000	50.000	
2006	11.202	3.024.540	112.020	
2007	13.681	3.693.870	136.810	
2008	15.781	4.260.870	157.810	
2009	16.303	4.401.810	163.030	
2010	16.423	4.434.210	164.230	
2011	16.704	4.510.080	167.040	
2012	16.754	4.523.580	167.540	
TOTAL	171.737	46.368.990	1.717.370	0,04

Verifica-se assim que o tempo de retorno das emissões de CO₂e (TRE_{CO₂e}) na produção de electricidade por via hídrica, é de cerca de 0,04 anos, ou seja, cerca de 13 dias.

ENERGIA FOTOVOLTAICA

Embora a principal função de um painel fotovoltaico seja a produção de energia eléctrica através do aproveitamento da energia solar, sem emissão de gases poluentes, a sua própria produção e instalação implicam a utilização de combustíveis fósseis, os quais por natureza são poluentes.

Se definirmos o tempo de retorno energético (TRE_{PV}) de um painel fotovoltaico como a relação entre a energia utilizada durante o ciclo de vida do painel (E_{input}), o qual engloba a energia gasta durante a sua produção, instalação, operação e desmantelamento, e a energia produzida pelo mesmo painel ($E_{produzida}$), obtemos a seguinte equação:

$$TRE_{PV} = E_{input} / E_{produzida} \quad (1)$$

O TRE_{PV} é um factor que poderá ser utilizado para a comparação directa entre os diferentes tipos de equipamentos utilizados na conversão de energias renováveis, mas é preciso ter em conta que são diversos os factores que a influenciam, tais como:

- o tipo de tecnologia utilizado na produção das células fotovoltaicas;
- o encapsulamento do painel;
- o tipo de sustentação durante a sua instalação;
- o seu tamanho versus a sua eficiência;
- o tipo de instalação (autónoma ou com apoio);
- o rendimento do módulo determinado pela irradiação solar incidente.

Existem outros factores indirectamente relacionados com o próprio módulo que influenciam determinantemente o valor do TRE_{PV} , ou seja, a eficiência na conversão da energia solar em energia eléctrica e a energia gasta na produção de materiais complementares utilizados na construção do próprio painel, como por exemplo, o vidro e o alumínio. (URL021)

Estima-se que a energia necessária para a produção de uma célula fotovoltaica, em silício com cerca de 0,3 mm de espessura, é de cerca de 132 kWh/m². Para o seu encapsulamento, são necessários 57 kWh/m², englobando o material e o processo e por fim considera-se que se gasta cerca de 46 kWh/m² nos consumos gerais associados ao

seu fabrico. Ou seja, no total, o processo de produção de um módulo fotovoltaico consome aproximadamente 235 kWh/m². (URL021)

Caso se considere o consumo de energia ocorrido durante a instalação do módulo (englobando a energia consumida na produção das estruturas de apoio e no seu transporte), durante a sua manutenção e durante o seu desmantelamento, podemos considerar que um módulo fotovoltaico consome durante o seu tempo de vida útil cerca de 600 kWh/m². (URL021)

Relativamente à energia produzida pelo módulo no seu tempo de vida útil, (o qual se estima entre 25 a 30 anos), esta depende das condições climatéricas do local onde o módulo está instalado, nomeadamente, a radiação solar e a temperatura, e das características técnicas do módulo.

De forma a calcularmos, de 2000 a 2012, o TRE_{PV} e o TRE_{mCO₂} (tempo de retorno de emissões de CO₂e), cujos resultados se apresentam na Tabela 47, iremos ter em conta alguns factores, nomeadamente:

- a) Consideraremos que 1,38 m² de painel fotovoltaico tem uma potência de 175 Wp e que este produz electricidade durante 4h por dia, em média. Tendo em conta este pressuposto, poderemos estimar que 1 m² de painel produz cerca de 255,5 kWh/ano (175 Wp x 4 h x 365 dias = 255,5 kWh/ano).
- b) Teremos em conta os valores de produção apresentados na Figura 21 (de 1999 a 2007) e na Tabela 10 (previsão de produção de 2008 a 2012)

Exemplificando para o ano de 2000, onde a produção de electricidade foi de 1,4 GWh, poderemos estimar que foram necessários 7.562 m² de painéis fotovoltaicos. Sendo a energia “consumida” por cada m² de 600 kWh, a energia que estes painéis consumiram foi de 4,5 GWh, o que aponta para um TRE_{PV} de 3,2 anos.

Claro que, em outros climas o TRE_{PV} poderá atingir outros valores, como por exemplo, em Londres, onde o TRE_{PV} poderá ultrapassar os 4 anos. Em sistemas isolados, isto é,

quando os sistemas não estão ligados à rede e são necessários sistemas de acumulação da energia produzida, como baterias, este valor é superior pois tem de contemplar a energia gasta na produção das baterias. Em geral, considera-se que o TRE_{PV} de um módulo fotovoltaico se situa entre 2 a 6 anos. (URL021)

Relativamente à emissão de CO_2e , estudos comprovam que, em média, são evitados entre 270 g (Cenário Baixo - CB) e 1.050 g (Cenário Alto - CA) de CO_2e por kWh produzido, dependendo do tipo de combustível fóssil substituído. Além disso, considera-se que um metro quadrado de módulo fotovoltaico instalado emite 400 kg de CO_2e durante o seu tempo de vida útil.

Assim, retomando o exemplo de 2000, ao serem produzidos 1,4 GWh de electricidade, não foram emitidas entre 378 ton (CB) e 1.470 ton (CA) de CO_2e para a atmosfera. Mas, se considerarmos que os 7.562 m² de módulos instalados emitiram 3.025 ton de CO_2e , o TRE_{CO_2} será na ordem dos 2 (CA) a 8 anos (CB). (URL021)

Usando o mesmo raciocínio para os restantes anos (Tabela 47), chega-se à conclusão que a taxa de retorno energético das instalações em Portugal se situa nos 3 anos, enquanto que o tempo de retorno de emissões de CO_2e se situa entre os 2 e 8 anos.

Tabela 47 – Tempo de retorno energético (TRE_{PV}) e de emissões de CO₂e (TRE_{mCO2}) do parque fotovoltaico nacional.

	Produção de Energia (GWh/ano)	Aumento de Produção Anual (GWh)	Painéis instalados (m ²)	Painéis instalados anualmente (m ²)	Energia Consumida (GWh)	TRE (anos)	CO ₂ e Evitado (CB) (ton)	CO ₂ e Evitado (CA) (ton)	CO ₂ e Libertado (ton)	TRE _{mCO2e} (CB) (anos)	TRE _{mCO2e} (CA) (anos)
2000	1,4		7.562		4,5	3,2	378	1.470	3.025	8,0	2,1
2001	1,6	0,2	8.642	1.080	0,6		432	1.680	3.457		
2002	1,8	0,2	9.722	1.080	0,6		486	1.890	3.889		
2003	2,6	0,8	14.043	4.321	2,6		702	2.730	5.617		
2004	3,8	1,2	20.524	6.481	3,9		1.026	3.990	8.210		
2005	4,1	0,3	22.145	1.620	1,0		1.107	4.305	8.858		
2006	4,8	0,7	25.926	3.781	2,3		1.296	5.040	10.370		
2007	21,0	16,2	113.425	87.499	52,5		5.670	22.050	45.370		
2008	125,0	104,0	675.147	561.722	337,0		33.750	131.250	270.059		
2009	139,0	14,0	750.763	75.616	45,4		37.530	145.950	300.305		
2010	140,0	1,0	756.164	5.401	3,2		37.800	147.000	302.466		
2011	140,0	-	756.164	-	-		37.800	147.000	302.466		
2012	140,0	-	756.164	-	-		37.800	147.000	302.466		
TOTAL	725,1	138,6	3.916.392	748.603	453,7	195.777	761.355	1.566.556			

ENERGIA EÓLICA

Nos últimos anos assistiu-se a um crescimento contínuo da instalação de aerogeradores para aproveitamento da energia eólica, sendo o potencial explorável a nível mundial de cerca de 59 GW. Em Portugal, estima-se que o potencial é de 3.140 MW, representando uma produção de electricidade anual de 7.065 GWh.

No final de Setembro de 2007, a produção de energia eólica representava em Portugal cerca de 8% do total da produção de electricidade, enquanto na Alemanha e na Dinamarca representava 6 e 23%, respectivamente.

Assim, Portugal segue a mesma tendência da Europa, estando previsto um aumento anual significativo da potência instalada, sendo o valor estimado para 2012 de 2.970 MW, de acordo com os dados apresentados na Tabela 9, correspondendo a uma produção de 6.680 GWh/ano .

Tendo em conta a abordagem económica que deve seguir a instalação de um parque eólico, podemos concluir que existem duas perspectivas diferentes: a macroeconómica e a microeconómica. A perspectiva macroeconómica é utilizada pelas autoridades governamentais tendo como objectivo o planeamento energético do país, onde se comparam os custos anuais da energia produzida pelas diferentes fontes de energia. Esta abordagem é feita a nível internacional e não inclui factores sociais ou influências governamentais, como a taxa de inflação, as taxas de dióxido de carbono ou qualquer outro tipo de taxas. A perspectiva microeconómica é utilizada pelos investidores privados ou distribuidores de energia eléctrica e considera, entre outros factores, os efeitos dos sistemas de taxas aplicados por cada país. Tal implica uma viabilidade dos sistemas eólicos diferente consoante o país. (URL022)

Essencialmente são sete os parâmetros que influenciam a viabilidade económica de cada instalação:

- o custo total do investimento, que engloba praticamente os custos de fabrico, projecto e infra-estruturas;
- o custo de operação e manutenção (O&M);

- o valor percentual da operabilidade do sistema;
- o tempo de vida do equipamento;
- o valor médio da velocidade do vento no local da instalação;
- o período de amortização;
- e a taxa de actualização.

Estudos realizados por fabricantes europeus determinaram que o custo total do investimento ronda os 0,8 M€/kW ou 0,3 M€/m² (relativamente à área varrida pelas pás), dos quais 0,2 a 0,3 M€/kW são atribuídos aos custos de projecto e infra-estruturas.

Os custos associados à operação e manutenção dos sistemas englobam os custos com serviços, consumíveis, reparação, seguro, administração, aluguer do local e outros factores associados a esta área de intervenção. Estudos efectuados por alemães e dinamarqueses apontam para um custo de cerca de 0,01 €/kWh (para geradores entre 450 kW e 500 kW), dos quais cerca de metade se atribui ao seguro. (URL021)

Relativamente ao tempo de vida útil dos aerogeradores estima-se em cerca de vinte anos, mas tem de se ter em conta que algumas peças deverão ser substituídas ou renovadas regularmente.

Para investimentos privados deve-se utilizar como período de amortização real o tempo de amortização do empréstimo. É preciso ter em conta que normalmente existe financiamento governamental para investimentos em projectos de aproveitamento de fontes de energia renováveis para a produção de energia eléctrica. Por exemplo, em Portugal, existe a MAPE, a qual financia, de uma forma reembolsável, até 40% das despesas elegíveis, entendendo-se como elegíveis as despesas associadas à aquisição e instalação de materiais e equipamentos essenciais à realização do projecto, incluindo assistência técnica durante a fase de montagem, testes e ensaios. São consideradas não elegíveis a aquisição de equipamentos em estado de uso, de veículos automóveis e outro material de transporte, os juros durante a construção, os fundos de maneo e os custos internos da empresa. Este incentivo pode ser substituído pelo pagamento da totalidade dos juros e encargos de empréstimo bancário.

Na tabela seguinte apresenta-se o estudo dos custos associados à implementação de um parque eólico, tendo por base que os custos de investimento são no mínimo 700 €/kW e

no máximo 1.200 €/kW, os custos de operação e manutenção localizam-se entre os 4 e os 12 €/MWh, sendo os custos de produção 1,05 M€/MW. Calculam-se assim duas perspectivas de custos, mínimo e máximo, utilizando o valor mínimo e máximo dos custos de investimento e dos custos de operação e manutenção (Tabela 49).

Se tivermos em consideração que são emitidas 7 ton/GW de CO₂e durante o processo de construção de um parque eólico, e que cada kWh produzido evita a emissão de 0,27 kg CO₂e podemos verificar que, no período em estudo, foram evitadas cerca de 11.372 mil toneladas de CO₂e, sendo emitidas aproximadamente 25 toneladas. Conclui-se assim que o saldo de emissões é bastante positivo, tendo sido evitadas cerca de 444 vezes as emissões libertadas para a construção do parque eólico nacional, no período em estudo.

Tabela 48 – Balanço de emissões de CO₂e no parque eólico nacional, de 2000 a 2012.

	Energia Produzida (GWh)	Potência inst. / ano (MW)	Emissão de CO ₂ e (kg)	CO ₂ e evitado (ton)
2000	154	-	-	44.660
2001	239	38	266	69.310
2002	341	61	427	98.890
2003	468	78	546	135.720
2004	787	284	1.988	228.230
2005	1.741	510	3.570	504.890
2006	2.892	634	4.438	838.680
2007	4.020	384	2.688	1.165.800
2008	3.628	500	3.500	1.052.120
2009	4.866	600	4.200	1.411.140
2010	6.490	530	3.710	1.882.100
2011	6.769	20	140	1.963.010
2012	6.820	20	140	1.977.800
TOTAL	39.215	3.659	25.613	11.372.350

Em conclusão, estudos confirmam que o tempo de retorno do investimento realizado num parque de cerca de 10 MW (parque eólico de média dimensão), num local de características de vento na ordem dos 7,0 m/s, rondará os 9 a 12 anos, sendo o tempo de retorno energético (TRE) na ordem dos 0,5 anos.

Tabela 49 – Custos associados à implementação do parque eólico nacional.

	Potência Instalada (MW)	Potência Instalada por Ano (MW)	Energia Produzida (GWh)	Invest. Necessário Mínimo (M€)	Invest. Necessário Máximo (M€)	O&M Mínimo (M€)	O&M Máximo (M€)	Produção (M€)	Custos Totais Mínimos (M€)	Custos Totais Máximos (M€)
2000	76		154			1	2			
2001	114	38	239	27	46	1	3	40	28	48
2002	175	61	341	43	73	1	4	64	44	77
2003	253	78	468	55	94	2	6	82	56	99
2004	537	284	787	199	3401	3	9	298	202	350
2005	1.047	510	1.741	357	612	7	21	536	364	633
2006	1.681	634	2.892	444	761	12	35	666	455	796
2007	2.065	384	4.020	269	461	16	48	403	285	509
2008	2.565	500	5.483	350	600	22	66	525	372	666
2009	3.165	600	6.721	420	720	27	81	630	447	801
2010	3.695	530	8.345	371	636	33	100	557	404	736
2011	3.715	20	8.624	14	24	31	104	21	48	127
2012	3.735	20	8.675	14	24	35	104	21	49	128

MICROPRODUÇÃO (DL 363/2007)

O Decreto-Lei n.º 363/2007, publicado no Diário da República n.º 211 de 02 de Novembro, tem como objectivo influenciar e incentivar a produção de electricidade através de pequenas unidades de microprodução de electricidade. Ou seja, até então, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 68/2002 de 25 de Março, o qual regulava a microprodução de electricidade em baixa tensão, toda a electricidade que fosse produzida nestas pequenas unidades produtoras deveria ser consumida no próprio local da instalação sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros ou à rede eléctrica pública. Contudo, o sucesso deste Decreto-Lei ficou aquém das expectativas e passados cinco anos, o número de sistemas de microprodução licenciados e a funcionar não têm qualquer expressão.

Assim, o Decreto-Lei n.º 363/2007 vem dar novo alento à microprodução em baixa tensão, criando:

- Sistema de Registo de Micro-produção (SRM) – Renováveis na Hora, ao abrigo do Programa de Simplificação Administrativa e Legislativa – SIMPLEX. Este SRM permitirá o fácil acesso ao processo de licenciamento das centrais de microprodução através de um portal on-line;
- Regime simplificado de facturação – na factura de consumo mensal de electricidade o comercializador (ex.º EDP Distribuição) fará o acerto mensal da produção da central e do consumo do ponto de baixa tensão onde está instalada a central;
- Dois regimes de remuneração:
 - Regime Geral (para a generalidade das instalações, onde o preço de compra da electricidade produzida é igual ao preço de venda da electricidade consumida no ponto de baixa tensão);
 - Regime Bonificado (que utilizem fontes de energia renováveis, aplicando-se a produtores individuais e a condomínios).

Para a aplicação do regime bonificado, a central de microprodução só pode ter uma potência de ligação de 3,68 kW, sendo ainda obrigatória a instalação de pelo menos 2 m² de painéis solares térmicos, excepto para os condomínios cuja obrigatoriedade passa pela realização de uma auditoria energética e pela implementação das suas medidas cujo período de retorno seja inferior a dois anos.

Relativamente à tarifa de compra de electricidade dentro do regime bonificado, esta difere consoante o tipo de fonte de energia renovável a aplicar para a produção de electricidade. Assim, sendo a tarifa única bonificada de 650,00 €/MWh para os primeiros 10 MW registados, as centrais cujo aproveitamento seja a energia fotovoltaica terão uma remuneração, no ano de implementação da central e durante os cinco anos seguintes, de 100%, enquanto que a energia eólica terá uma remuneração de 70% (455,00 €/MWh). Por cada 10 MW adicionais, a tarifa será reduzida sucessivamente em 5%.

Após os cinco anos e durante mais dez anos, a tarifa única será igual à tarifa aplicável no dia 01 de Janeiro desse mesmo ano. Após os quinze anos, a tarifa única será igual à tarifa do regime geral.

Em termos de potência disponível a nível nacional, em 2008, será de 10 MW, sendo aumentada anual e sucessivamente em 20%.

Seguidamente, apresenta-se o estudo do retorno do investimento económico, energético e de emissões de CO₂e para uma central de microprodução com aproveitamento de energia fotovoltaica e para uma central que aproveite quer a energia fotovoltaica quer a eólica.

➤ Central de Microprodução Fotovoltaica

Por questões técnicas, não é possível instalar uma central com painéis fotovoltaicos com uma potência de 3,68 kW, devido à potência do inversor (potência de 3,3 kW). Assim, uma central de microprodução fotovoltaica terá uma potência de 3,3 kW, sendo constituída, por exemplo, por 20 painéis de 175 Wp. Uma central com estas características ronda um investimento na ordem dos 22.000 €.

Os pressupostos utilizados para a construção da Tabela 51, são:

- a) O painel utilizado para a simulação é um painel fotovoltaico da marca Schüco®, cujas características principais se apresentam na tabela seguinte.

Tabela 50 – Especificações técnicas do painel fotovoltaico. (URL023)

Painel Fotovoltaico Schüco (Ref.ª S 175-SP-3)	
Dimensões (mm)	1.658 x 834 x 46
Peso (Kg)	19,5
Variação de produção (%)	0% a (+5%)
Potência Nominal Máxima (Wp)	175
Eficiência (%)	12,7%

- b) Produção anual média de 4.718 kWh (simulação através do programa Solterm 5.0, para Lisboa). Este valor é o valor mínimo de produção assegurada pelo programa de simulação;
- c) Aumento de 3% ao ano, acima do valor da inflação, do valor da tarifa de venda de energia no Sistema Eléctrico Público;
- d) Não se considera o decréscimo de rendimento ao longo do tempo de vida útil do equipamento, pois também não se considera a variação de produção assegurada pelo fabricante;
- e) Não se aplica o aumento da inflação durante os vinte e cinco anos, não afectando assim o preço da tarifa única quando a central fica abrangida pelo regime geral (a partir do ano 15) nem o valor do investimento;
- f) Instalação anual de 5 MW em centrais de microprodução, ou seja, a tarifa única decrescerá 5% de dois em dois anos;
- g) Preço de compra de energia eléctrica, em 2007, de 130 €/MWh em Baixa Tensão.

Nestas condições, podemos verificar que a recuperação do investimento dar-se-á em cerca de 8 anos, com um proveito de aproximadamente 29.000 € no final do tempo de vida útil do equipamento, o que se traduz num proveito anual de cerca de 1.150 €, sendo a taxa de rentabilidade de 5% ao ano.

Tabela 51 – Simulação da produção e mais-valias económicas da central de microprodução fotovoltaica, ao abrigo do DL 363/2007.

Anos	Produção (kWh)	Preço (€)	Proveito Anual (€)	Proveito acumulado (€)
1	4.718	0,650	3.067	3.067
2	4.718	0,650	3.067	6.133
3	4.718	0,650	3.067	9.200
4	4.718	0,650	3.067	12.267
5	4.718	0,650	3.067	15.334
6	4.718	0,587	2.768	18.101
7	4.718	0,557	2.629	20.731
8	4.718	0,557	2.629	23.360
9	4.718	0,529	2.498	25.858
10	4.246	0,529	2.248	28.106
11	4.246	0,503	2.136	30.241
12	4.246	0,503	2.136	32.377
13	4.246	0,478	2.029	34.406
14	4.246	0,478	2.029	36.435
15	4.246	0,454	1.927	38.362
16	4.246	0,312	1.323	39.685
17	4.246	0,330	1.402	41.087
18	4.246	0,350	1.486	42.574
19	4.246	0,371	1.576	44.149
20	3.774	0,393	1.485	45.634
21	3.774	0,417	1.574	47.208
22	3.774	0,442	1.668	48.876
23	3.774	0,468	1.768	50.644
24	3.774	0,497	1.874	52.518
25	3.774	0,526	1.987	54.505

Em termos de TRE_{PV} e TRE_{mCO_2e} , conseguimos tempos de três anos e meio para o retorno energético e de dois a nove anos para o retorno das emissões de CO_2e .

Tabela 52 – Tempo de retorno energético (TRE_{PV}) e de emissões de CO₂e (TRE_{mCO₂e}) de uma central de microprodução fotovoltaica (DL 363/2007).

Anos	Produção Energia (kWh)	Painéis (m2)	Energia consumida (kWh)	TRE _{PV} (anos)	CO ₂ e evitado (CB) (kg)	CO ₂ e evitado (CA) (kg)	CO ₂ e libertado (kg)	TRE _{mCO₂e} (CB) (anos)	TRE _{mCO₂e} (CA) (anos)
1	4.718	28	16.593	3,5	1.274	4.954	11.062	8,7	2,2
2	4.718				1.274	4.954			
3	4.718				1.274	4.954			
4	4.718				1.274	4.954			
5	4.718				1.274	4.954			
6	4.718				1.274	4.954			
7	4.718				1.274	4.954			
8	4.718				1.274	4.954			
9	4.718				1.274	4.954			
10	4.718				1.274	4.954			
11	4.718				1.274	4.954			
12	4.718				1.274	4.954			
13	4.718				1.274	4.954			
14	4.718				1.274	4.954			
15	4.718				1.274	4.954			
16	4.718				1.274	4.954			
17	4.718				1.274	4.954			
18	4.718				1.274	4.954			
19	4.718				1.274	4.954			
20	4.718				1.274	4.954			
21	4.718				1.274	4.954			
22	4.718				1.274	4.954			
23	4.718				1.274	4.954			
24	4.718				1.274	4.954			
25	4.718				1.274	4.954			
TOTAL	117.950				31.847	123.848			

➤ Central de Microprodução Híbrida (fotovoltaico + eólico)

O Decreto-Lei 363/2007 permite a microprodução combinada de energia eléctrica, utilizando duas ou mais fontes de energia renováveis, sendo a remuneração calculada como a média ponderada das percentagens individuais aplicáveis. Assim, e numa tentativa de aproveitar a potência de ligação máxima permitida para o regime bonificado, 3,68 kW, irá apresentar-se o estudo para uma central de microprodução híbrida: fotovoltaico e eólico.

Os pressupostos utilizados são:

- a) Uma central de microprodução combinada de 3,6 kW, constituída por sete painéis fotovoltaicos, da marca Schüco[®], Tabela 50, perfazendo uma potência de 1,1 kWp e uma torre eólica, da marca Proven[®], perfazendo uma potência de 2,5 kWp.

Tabela 53 – Especificações técnicas da torre eólica. (WS Energia, 2007)

Aerogerador PROVEN[®]	
Dimensões torre (m)	6,5
Peso torre (kg)	241
N.º de pás	3
Diâmetro pás (m)	3,5
Ruído	40 dB (com 5 m/s)
	60 dB (com 20 m/s)

- b) Produção anual média do aerogerador de 3.650 kWh (para uma velocidade média do vento na ordem dos 4 m/s);
- c) Produção anual média da central fotovoltaica de 2.214 kWh (simulação através do programa Solterm 5.0, para Lisboa). Este valor é o valor mínimo de produção assegurada pelo programa de simulação;
- d) Os pressupostos c, d, e, f e g da simulação anterior para a microprodução fotovoltaica.

Tabela 54 – Simulação da produção e mais-valias económicas da central de microprodução híbrida (eólico + fotovoltaico), ao abrigo do DL 363/2007.

Anos	Produção Eólica (kWh)	Preço "Eólico" (€)	Produção "PV" (kWh)	Preço "PV" (€)	Total Produção (kWh)	Preço Venda (€)	Proveito (€)	Proveito acumulado (€)
1	3.650	0,455	1.507	0,650	5.157	0,512	2.638	2.638
2	3.650	0,455	1.507	0,650	5.157	0,512	2.638	5.276
3	3.650	0,455	1.507	0,650	5.157	0,512	2.638	7.914
4	3.650	0,455	1.507	0,650	5.157	0,512	2.638	10.552
5	3.650	0,455	1.507	0,650	5.157	0,512	2.638	13.190
6	3.650	0,411	1.507	0,587	5.157	0,462	2.381	15.571
7	3.650	0,390	1.507	0,557	5.157	0,439	2.262	17.833
8	3.650	0,390	1.507	0,557	5.157	0,439	2.262	20.095
9	3.650	0,371	1.507	0,529	5.157	0,417	2.149	22.244
10	3.650	0,371	1.507	0,529	5.157	0,417	2.149	24.392
11	3.650	0,352	1.507	0,503	5.157	0,396	2.041	26.434
12	3.650	0,352	1.507	0,503	5.157	0,396	2.041	28.475
13	3.650	0,334	1.507	0,478	5.157	0,376	1.939	30.414
14	3.650	0,334	1.507	0,478	5.157	0,376	1.939	32.353
15	3.650	0,318	1.507	0,454	5.157	0,357	1.842	34.195
16	3.650	0,203	1.507	0,203	5.157	0,203	1.044	35.240
17	3.650	0,209	1.507	0,209	5.157	0,209	1.076	36.316
18	3.650	0,215	1.507	0,215	5.157	0,215	1.108	37.424
19	3.650	0,221	1.507	0,221	5.157	0,221	1.141	38.565
20	3.650	0,228	1.507	0,228	5.157	0,228	1.176	39.741
21	3.650	0,235	1.507	0,235	5.157	0,235	1.211	40.952
22	3.650	0,242	1.507	0,242	5.157	0,242	1.247	42.199
23	3.650	0,249	1.507	0,249	5.157	0,249	1.285	43.483
24	3.650	0,257	1.507	0,257	5.157	0,257	1.323	44.806
25	3.650	0,264	1.507	0,264	5.157	0,264	1.363	46.169

Considerando um investimento na ordem dos 27.500 € para a construção da central de microprodução híbrida, podemos verificar, Tabela 54, que o retorno do investimento rondará os doze anos, tendo um proveito no final dos vinte e cinco anos de cerca de 19.000€, o que representa uma taxa de rentabilidade anual de cerca de 3%.

Relativamente ao balanço energético da central híbrida, podemos afirmar que são necessários 5.808 kWh de energia para a construção da central fotovoltaica (área total de $9,68 \text{ m}^2 \times 600 \text{ kWh}$), resultando num TRE_{PV} de quatro anos. Estudos comprovam que o $TRE_{eólica}$ é de meio ano, pelo que podemos considerar que a central de microprodução híbrida fotovoltaico + eólico tem um tempo de retorno energético na ordem dos quatro anos e meio.

Relativamente ao balanço de emissões de CO_2e , podemos observar na Tabela 55, que o tempo de retorno das emissões do CO_2e roda os 1,5 anos a 3 anos.

Tabela 55 – Balanço das emissões de CO₂e numa central de microprodução híbrida (eólico + fotovoltaico), ao abrigo do DL 363/2007.

Anos	Produção Eólica (kWh)	Emissões CO ₂ e "Eólico" (kg)	CO ₂ e evitado "Eólico" (kg)	Produção "PV" (kWh)	Emissões CO ₂ e "PV" (kg)	CO ₂ e evitado "PV" (CB) (kg)	CO ₂ e evitado "PV"(CA) (kg)	Total CO ₂ e evitado (CB) (kg)	Total CO ₂ e evitado (CA) (kg)	TRE _m CO ₂ e (CB) (anos)	TRE _m CO ₂ e (CA) (anos)
1	3.650	0,02	986	1.507	3.872	407	1.582	1.392	2.568	2,8	1,5
2	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
3	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
4	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
5	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
6	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
7	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
8	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
9	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
10	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
11	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
12	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
13	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
14	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
15	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
16	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
17	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
18	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
19	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
20	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
21	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
22	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
23	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
24	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
25	3.650		986	1.507		407	1.582	1.392	2.568		
TOTAL	91.250	0,02	24.638	37.675	3.872	10.172	39.559	34.810	64.196		

IV.3. SÍNTESE CONCLUSIVA

Nos dois capítulos anteriores foram abordados temas isolados mas que se encontravam intimamente relacionados, ou seja, a produção e consumo de energia com a emissão de GEE.

Este capítulo surge com o objectivo de interligar os dois anteriores, quantificando as emissões de GEE associadas à produção de energia eléctrica.

O estudo das emissões de CO₂e devido à queima de combustíveis fósseis, como a hulha e antracite estrangeira, a antracite nacional (que deixou de ser utilizada na produção de energia eléctrica desde 1997), o GPL, o gasóleo, o fuelóleo e o gás natural, aplica-se ao espaço temporal de 1990 a 2005.

Neste período foram produzidos 1.139 TWh eléctricos, dos quais 186 TWh de origem renovável (o que representa 16% da produção total) e 953 TWh de origem fóssil. Dos combustíveis fósseis utilizados, os que mais se destacam pela maior produção de electricidade são a hulha e antracite estrangeira, o fuelóleo e o gás natural. Tal produção deve-se à elevada quantidade de combustível queimado, uma vez que existem outros combustíveis fósseis com maior poder calorífico. Por exemplo, para a produção de 1 GWh eléctrico são necessárias 129 toneladas de hulha e antracite estrangeira, enquanto que para a mesma produção são necessárias 76 toneladas de GPL. Relativamente às emissões de CO₂e, a antracite é o combustível mais poluente, sendo o GPL e o gás natural os menos poluentes.

Desta forma, conclui-se que, para a produção dos 953 TWh eléctricos foram emitidas 299 milhões de toneladas de CO₂e, isto é, uma média anual de cerca de 20 milhões de toneladas para uma produção média anual de 63,5 TWh eléctricos.

Relativamente à produção de electricidade por fontes de energia renováveis, o presente capítulo focou essencialmente o estudo de centrais hídricas (devido ao seu significativo contributo para a produção de energia eléctrica a nível nacional), de centrais eólicas (tendo em conta o crescente grau de implantação nos últimos anos) e de centrais

fotovoltaicas (uma vez que se estima que nos próximos anos serão fortemente bonificadas).

A abordagem centrou-se essencialmente no ponto de vista do ciclo de vida dos equipamentos utilizados para o aproveitamento da fonte renovável em causa. Ou seja, efectuou-se o estudo entre a energia consumida para a implementação da central e a energia por si produzida, entre as emissões de CO₂e emitidas na sua implantação e funcionamento e as emissões evitadas ao longo do seu tempo de vida útil e em termos económicos estudou-se o tempo do retorno do investimento.

Para as centrais hídricas só se efectuou o balanço das emissões de CO₂e, chegando-se à conclusão que o tempo de retorno é insignificante, cerca de 13 dias de produção. Relativamente ao estudo energético e económico deste tipo de centrais recomenda-se vivamente o acompanhamento e levantamento dos dados desde a fase de projecto, uma vez que estes estudos tomam uma dimensão bastante complexa devido à diversidade de equipamentos, materiais e mão-de-obra utilizados na sua implantação.

Para a energia fotovoltaica, o estudo apresentado aponta para um retorno do investimento energético na ordem dos 3 anos, embora possa diferir consoante o local da instalação (devido à radiação solar incidente), pelo que se pode generalizar e apontar para um retorno na ordem dos 2 a 6 anos. Já o retorno das emissões de CO₂e estima-se em 2 a 8 anos, dependendo da produção da central.

Relativamente à energia eólica, o tempo de retorno do investimento de um parque médio de cerca de 10 MW, localizado num local onde a velocidade do vento ronda os 7 m/s, rondará os 9 a 12 anos, sendo o tempo de retorno energético de meio ano e o de emissões de CO₂e não é relevante.

Devido à publicação de um novo incentivo financeiro para a produção de electricidade por via renovável a partir de centrais de microprodução (DL 363/2007), efectuou-se os estudos anteriores para dois tipos de microcentrais: fotovoltaica (pois este aproveitamento é o mais bonificado) e híbrida, composta por painéis fotovoltaicos e um aerogerador (devido a um melhor aproveitamento da potência máxima permitida pelo Decreto-Lei, 3,68 kW).

Concluimos assim que, para a central de microprodução fotovoltaica, o tempo de retorno do investimento é de 8 anos (para um investimento de cerca de 22.000€), sendo o tempo de retorno energético de 3,5 anos e o de retorno de emissões de CO₂e na ordem dos 2 a 8 anos. Como a central tem um tempo de vida útil de 25 anos, justifica-se o seu investimento.

Para a central híbrida (eólica + fotovoltaica) o investimento é superior, cerca de 27.500€, atingindo o retorno por volta do décimo segundo ano, com um tempo de retorno energético de 4,5 anos e um retorno de emissões a ocorrer entre 1,5 e 3 anos.

V. CONCLUSÕES

A emissão de gases com efeito de estufa, o consumo e produção de energia a partir de combustíveis fósseis e o aproveitamento das fontes de energia renováveis são temas da actualidade que ocupam um lugar de destaque nas agendas de política mundial, devido principalmente às suas consequências nas alterações climáticas. O aumento da temperatura terrestre e da água do mar, a subida do nível médio dos oceanos, as alterações na ocorrência e intensidade da precipitação e das secas, o aumento da actividade ciclónica e consequentemente a afectação da saúde pública são alguns dos fenómenos consequentes das alterações climáticas que actualmente podemos presenciar.

A nível nacional, as consequências previstas das alterações climáticas apontam para o aumento da temperatura entre 4°C e 7°C, o decréscimo e a alteração da distribuição da precipitação mensal e a perda de território entre 25 e 110 cm devido à subida do nível médio da água do mar.

Intimamente relacionados, estes temas não devem ser dissociados: o consumo e produção de energia através de combustíveis fósseis libertam gases com efeito de estufa, provocando as alterações climáticas. Por sua vez, o aproveitamento das fontes de energia renováveis minimizam essas emissões e aumentam o tempo de utilização de recursos fósseis.

Com o objectivo de caracterizar e relacionar estes três temas, a presente dissertação apresenta o estudo isolado das emissões de gases com efeito de estufa e alterações climáticas (Capítulo II) e o estudo do sector energético nacional (Capítulo III), interrelacionando-os no Capítulo IV.

Relativamente à emissão de gases com efeito de estufa, a nível internacional, foram tomadas acções e medidas com o objectivo da sua minimização, das quais se destacam a Declaração sobre o Meio Ambiente Humano, devido à atribuição de responsabilidade pelos danos causados no ambiente devido à exploração de recursos, o Relatório de Brundtland, o qual definiu o conceito de desenvolvimento sustentável e o Protocolo de Quioto, que quantificou e determinou a quantidade de emissões que cada País deverá

cumprir, no período de 2010 – 2012, com a finalidade de promover o desenvolvimento sustentável. Para que a nível internacional, todos os Países trabalhassem com as mesmas metodologias e definições, foi constituído o Painel Intergovernamental sobre as Alterações Climáticas, o qual também recolhe e sistematiza a informação publicada à escala mundial.

Ao abrigo do Protocolo de Quioto, o qual tem por base o ano de 1990, a União Europeia tem de reduzir 8% das suas emissões de gases com efeito de estufa. Portugal deverá conter o aumento em 27%.

Na sequência do compromisso assumido, foi criada a Comissão para as Alterações Climáticas, tendo como objectivo definir e acompanhar a estratégia nacional relativa à emissão de gases com efeito de estufa. No último relatório publicado (PNAC 2006), a Comissão estima um aumento das emissões de gases com efeito de estufa na ordem dos 47%, para o período de cumprimento do Protocolo de Quioto, devido a um aumento de 68% no consumo de energia primária, sendo os transportes e o sector residencial e serviços os que mais irão agravar o consumo. Se tal se verificar, Portugal ultrapassa a meta assumida no Protocolo de Quioto em 20%, implicando o fracasso do compromisso comunitário e devolvendo a cada País a responsabilidade estipulada no Protocolo.

Já em 2005, o aumento nacional de emissões de gases com efeito de estufa ultrapassava em 40% os valores registados em 1990, sendo o sector energético o que mais contribuiu.

A nível comunitário, Portugal representa cerca de 2% quer em termos de emissões de gases com efeito de estufa, quer em termos de produção de electricidade, registando o quarto valor mais baixo de emissões de gases com efeito de estufa por habitante, cerca de 7,8 ton CO₂e/capita.

Face a este cenário previsto de não cumprimento do Protocolo de Quioto, Portugal deverá reforçar as medidas actualmente em vigor e aplicar novas medidas e políticas de forma a não colocar em risco as metas comunitárias. A aplicação do conceito poluidor – pagador começa a tornar-se cada vez mais relevante, devendo abranger todos os sectores de actividade, incluindo o doméstico. Não faz sentido que se prejudique o ambiente em prol de um aumento imediato da qualidade de vida, sem que tal seja

penalizado, uma vez que qualquer intervenção que prejudique o ambiente terá consequências negativas na saúde pública e qualidade de vida, imediatamente ou no futuro.

Relativamente ao sector energético nacional, em 2001, Portugal adoptou a Directiva Comunitária 2001/77/CE, a qual promove a electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis. Assumiu assim que, pelo menos 39% do seu consumo bruto de electricidade, em 2010, seria de origem renovável. Com um consumo bruto previsto de 62 TWh eléctricos, o objectivo seria uma produção por via renovável de 24,2 TWh. Para o seu cumprimento, Portugal deverá aumentar em 89% a potência instalada em centrais de aproveitamento de fontes de energia renováveis, face a 2002. As perspectivas apontam para um reforço do aproveitamento hídrico, a continuação do desenvolvimento do aproveitamento eólico e uma maior aposta no aproveitamento fotovoltaico.

No final de 2007, a avaliação das perspectivas assumidas no relatório “Metas Indicativas relativas à produção de electricidade por Fontes de Energia Renováveis”, publicado em 2001, concluiu que os valores reais de produção de electricidade e de potência instalada ultrapassavam em cerca de 27% o expectável, perspectivando a instalação de mais de 10.000 MW, o que ultrapassava a meta dos 39% (implicava o aumento de potência instalada por via renovável de cerca de 9.000 MW). Com estes resultados, o Governo Português aumentou a meta de 39% para 45%.

Contudo, é necessário ter em conta que o consumo nacional de energia tem vindo a aumentar ao longo do tempo, devido ao facto de Portugal se encontrar economicamente em fase de modernização. Com uma taxa média de crescimento da procura de energia de 3,2%, superior em 2,2% à da Comunidade Europeia, a dependência energética de Portugal é superior a 80%, apresentando uma das maiores taxas de ineficiência no consumo de energia a nível europeu, sendo os sectores dos transportes, residencial e serviços os principais responsáveis. Em 2005, o consumo de energia nacional realizado com o transporte de pessoas e mercadorias era superior ao realizado com o fabrico de produtos.

Torna-se urgente e necessário rever as políticas energéticas e de planeamento da utilização dos transportes, passando também pela utilização de combustíveis provenientes de fontes de energia renováveis, como por exemplo, os biocombustíveis.

De 1990 a 2005, foram emitidos 1.139 TWh eléctricos, dos quais 186 TWh de origem renovável (cerca de 16%) e 953 TWh de origem fóssil. Tal produção representou a emissão de 299 milhões de toneladas de gases com efeito de estufa, o que corresponde a uma média anual de 20 milhões de toneladas de gases com efeito de estufa para uma produção de 63,5 TWh eléctricos.

Dentro da perspectiva do aumento da produção de electricidade por via renovável, a presente dissertação apresenta o balanço energético e de emissões de gases com efeito de estufa numa central de produção de electricidade através do aproveitamento da energia fotovoltaica e eólica. Para uma central hídrica efectuou-se unicamente o balanço de emissões de gases com efeito de estufa, uma vez que o estudo energético destas centrais dependem largamente da sua dimensão, equipamentos e materiais utilizados, assim como da mão-de-obra associada, pelo que se recomenda vivamente o estudo aprofundado desta matéria, acompanhando o projecto desde a sua fase de concepção até à sua entrada em funcionamento.

Estas três fontes de energia renováveis foram seleccionadas pois a energia hídrica é a fonte que mais contribui para a produção nacional de electricidade, cerca de 69% do total produzido por via renovável, a energia eólica é a que tem sido mais implementada em Portugal e na Europa nos últimos anos (de 2003 a 2007, a taxa nacional de crescimento foi de 62% ao ano) e a energia fotovoltaica terá um desenvolvimento acentuado nos próximos anos devido às directrizes governamentais, passando também pelo incentivo bonificado do seu aproveitamento em centrais de microprodução (D.L. n.º 363/2007).

Concluiu-se então que, o tempo de retorno de emissões de gases com efeito de estufa para uma central hídrica se situa nos 13 dias, enquanto que para uma central fotovoltaica pode ir dos 2 aos 8 anos e para uma central eólica este tempo não tem qualquer expressão.

Relativamente ao tempo de retorno energético, para uma central fotovoltaica estima-se em 2 a 6 anos, enquanto que para uma central eólica este valor assume 1,5 anos (para um parque 10 MW implantado num local com ventos de 7 m/s).

Aplicando o mesmo estudo às centrais de microprodução fotovoltaica (com uma potência de 3,3 kW) e híbrida (com 1,1 kW de potência fotovoltaica e 2,5 kW de potência eólica), tendo por base o Decreto-Lei n.º 363/2007, verificamos que em termos de investimento é mais rentável investir numa unidade de produção fotovoltaica, sendo o tempo de retorno do investimento de 8 anos, enquanto que para a central híbrida o retorno dar-se-á ao fim de 12 anos. Relativamente ao retorno energético, a central fotovoltaica apresenta valores mais interessantes, cerca de 3,5 anos, enquanto que a híbrida aponta para os 4,5 anos. O retorno das emissões de gases com efeito de estufa para a central fotovoltaica será de 2 a 8 anos, enquanto que para a híbrida será entre os 1,5 e 3 anos.

Do ponto de vista económico e energético, é mais interessante investir numa central de microprodução fotovoltaica do que numa central híbrida. Contudo, é preciso ter em conta que a taxa anual de rentabilidade é na ordem dos 5%.

Como recomendação final, tendo por base que o investimento em novas centrais de produção de electricidade não é suficiente para o cumprimento das metas que Portugal assumiu perante o Protocolo de Quioto, as directrizes futuras deverão passar pela melhoria da eficiência energética do País, educando e impulsionando a utilização racional de energia.

VI. REFERÊNCIAS

ADENE / INETI (ed), “Fórum Energias Renováveis em Portugal – Relatório Síntese”, Lisboa, 2001

Buchdahl, Joe, “Global Climate Student Guide”, 1999

Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, “Protocolo de Quioto de 11-12-1997”, 1997

Comissão para as Alterações Climáticas, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas, Versão 2001”, 2002

Comissão das Alterações Climáticas, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas, Medidas Adicionais, Relatório Síntese para Discussão Pública”, 2003

Comissão das Comunidades Europeias, “Relatório da Comunidade Europeia sobre a quantidade atribuída (nos termos do n.º 1 do artigo 7º da Decisão 280/2004/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à criação de um mecanismo de vigilância das emissões comunitárias de gases com efeito de estufa e de implementação do Protocolo de Quioto)”, COM (2006) 799 final de 15 de Dezembro, 2006

Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, “Relatório – Definição de metas indicativas relativas à produção de electricidade produzida a partir de fontes de energia renovável (2002-2012)”, 2002

Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, “2º Relatório de Avaliação da Realização das Metas Indicativas relativas à Produção de Electricidade a partir de Fontes de Energia Renováveis em Portugal (2004)”, 2005

Direcção Geral de Energia e Geologia, “3º Relatório de Avaliação da Realização das Metas Indicativas relativas à Produção de Electricidade a partir de Fontes de Energia Renováveis em Portugal (2005/2006)”, 2007

Direcção Geral de Energia e Geologia, “renováveis – estatísticas rápidas – Setembro 2007, n.º 31”, 2007

Direcção Geral de Florestas, “BIOMASSA – Energias Renováveis em Portugal – Biomassa – Oportunidades, barreiras e medidas na sua utilização como fonte de energia renovável”, Lisboa, 2004

Grupo Banco Espírito Santo, “As Energias Renováveis em Portugal e Espanha”, 2006

Instituto do Ambiente, “Plano Nacional para as Alterações Climáticas, Síntese – Cenários e Esforço de Redução”, 2003

IPCC (2001). Summary for policymakers. A report of Working Group I of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

IPCC (2004). Intergovernmental Panel on Climate Change, “Revised 1996 IPCC for National Greenhouse Gas Inventories”

Leitão, Rui Manuel, “A Hidroelectricidade na bacia portuguesa do Rio Douro – Situação e Perspectivas de Desenvolvimento”, EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A., 2005

Ministério da Economia (ed), “Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Endógenas”, Lisboa, 2001

Ministério da Economia, “Água Quente Solar para Portugal”, ADENE / DGE / INETI, Lisboa, 2001

Ministérios das Finanças, da Economia e do Planeamento, “Portaria n.º 383/2002 de 10 de Abril de 2002, Regulamento de Execução da Medida de Apoio ao Aproveitamento do Potencial Energético e Racionalização de Consumos (MAPE)”, Diário da República – I Série – B, n.º 84 de 10 de Abril de 2002

Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, “Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro de 2003, relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade e que altera a Directiva 96/61/CE do Conselho (Texto relevante para efeitos do EEE)”, Jornal Oficial n.º L 275 de 25/10/2003 p. 32 – 46, 2003

Rede Eléctrica Nacional, “Portugal, Electricidade e Energias Renováveis”, 2007

Rodrigues, Álvaro, “Parques Eólicos em Portugal, Dezembro de 2006”, Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, 2006

WS Energia – Soluções Energéticas, “Mix Energias Renováveis”, 2007

URL01

<http://www.deb.uminho.pt/EngQuimica/Num04/AT%20Emissao%20Gases.pdf>

URL02

http://www.wmo.int/pages/publications/showcase/documents/WCN31_E.pdf

URL03

http://ipcc-wg1.ucar.edu/wg1/Report/AR4WG1_Print_SPM.pdf

URL04

<http://pt.wikipedia.org/wiki/IPCC>

URL05

<http://www.dhnet.org.br/direitos/sip/onu/doc/estoc72.htm>

(dhnet, Declaração de Estocolmo sobre o Meio Ambiente Humano – 1972)

URL06

<http://200.130.9.7/clima/ingles/negoc/pdf/Cop8/Earth.pdf>

(International Institute for Sustainable Development, “Earth Negotiations Bulletin” – 2002)

URL07

<http://www.ipef.br/silvicultura/200401-COP9-IPEF.pdf>

(Warwick Manfrinato, “Relatório de Participação na Conferência das Partes da Convenção do Clima – COP9 – Milão”, 2004)

URL08

http://www.pinheiropedro.com.br/biblioteca/artigos_publicacoes/temas_ambientais/16_conferencia_mudanca_clima_cop11.php

URL09

http://www.vitaecivilis.org.br/default.asp?site_Acao=MostraPagina&PaginaId=1616&mNoti_Acao=mostraNoticia¬iciald=50

URL010

<http://www.ambienteonline.pt/noticias/detalhes.php?id=2023>

URL011

http://pt.wikipedia.org/wiki/Relat%C3%B3rio_Brundtland

(Wikipédia, Relatório de Brundtland)

URL012

<http://www.p3e-portugal.com/index.asp>

(Programa para a Eficiência Energética em Edifícios, 2003-2005)

URL013

http://europa.eu.int/eur-lex/pri/pt/oj/dat/2001/l_283/l_28320011027pt00330040.pdf,

(Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, Jornal Oficial n.º L 283 de 27/10/2001 p. 33-40, 2001)

URL014

<http://www.poe.min-economia.pt/docs/Programa%20POE%20aprovado%20comissao.pdf>

(Ministério da Economia (ed), Lisboa, 28 de Julho de 2000)

URL015

http://europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/doc/electricity/member_states/pt_2003_report_pt.pdf

(Direcção Geral de Energia do Ministério da Economia, 2003)

URL016

http://www.diramb.gov.pt/data/basedoc/FCH_25929_LN.htm

(Presidência do Conselho de Ministros, Diário da República - I Série – B, n.º 98 de 28 de Abril de 2003, 2003)

URL017

<http://www.dge.pt/main.asp?idtemas=3&idsubtemas=1&ldconteudos=905>

(Direcção Geral de Geologia e Energia do Ministério da Economia, 2004)

URL018

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1073.46587259&_dad=portal&_schema=PORTAL&p_product_code=KS-DK-06-001

(Eurostat - European Communities, “Energy, transport and environment indicators – Data 1990-2004”, Luxemburgo:, 2006)

URL019

[http://www.erse.pt/vpt/entrada/factosenumeros/sectorelectrico/portugalcontinental/producaogenera
tion/potenciainstaladanosistemaelectriconacional/potenciainstaladanosistemaelectriconacional.htm](http://www.erse.pt/vpt/entrada/factosenumeros/sectorelectrico/portugalcontinental/producaogenera
tion/potenciainstaladanosistemaelectriconacional/potenciainstaladanosistemaelectriconacional.htm)

(ERSE, “Potência Instalada no Sistema Eléctrico Nacional” 2007)

URL020

http://www.blocomotiva.net/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=942

(Quercus, “Desvantagens do Plano Nacional de Barragens”, 2008)

URL021

<http://www.ecotopia.com/apollo2/pvepbtne.htm>

(Nieuwlaar, Evert e Alsema, Erik, “Energy Pay-Back Time (EPBT) and CO2 mitigation potential”, 1997)

URL022

<http://power.inescn.pt/claudio/eolica.html>

(Monteiro, Cláudio, “Energia Eólica”, 1996)

URL023

[http://www.schueco.co.uk/ns_cda/index/1,14113,3434342d323039302d312d3132302d3435343339
302d302d535444,00.html](http://www.schueco.co.uk/ns_cda/index/1,14113,3434342d323039302d312d3132302d3435343339
302d302d535444,00.html)

URL024

http://www.energiasrenovaveis.com/html/energias/bio_projectos01.asp

(Portal das Energias Renováveis)

URL025

<http://www.cm-ribeiragrande.pt/Default.aspx?Module=Artigo&ID=121>

(Câmara Municipal de Ribeira Grande)

URL026

[http://www.edp.pt/index.asp?LID=PT&MID=6&OID=5010000&PID=5000000&CID=800806&SESSI
D=n50G01B22d00m05C1H4e7Hr](http://www.edp.pt/index.asp?LID=PT&MID=6&OID=5010000&PID=5000000&CID=800806&SESSI
D=n50G01B22d00m05C1H4e7Hr)

(EDP, “Produção”, 2004)

URL027

http://www.lipor.pt/Paginas/a_lipor/apresentacao.html

(Lipor, "Apresentação da Lipor", 2004)

URL028

<http://www.valorsul.pt/default.asp?SqlPage=content&CpContentId=15051> (Valorsul, "A Valorsul", 2005)

VII. OUTRA BIBLIOGRAFIA

ADIV-IPV, “Perspectives and implementing measures of rational use of energy associated to the available biomass in the region of Viseu”, 2002

Aguiar, Ricardo, “Energias renováveis sensu strictu – Contabilização de emissões relacionadas com sistemas de energias renováveis sensu strictu para o sistema energético português” in *Energia Solar – Revista de Energias Renováveis & Ambiente*, n.º 51, Lisboa, Jul/Dez, pp. 22-30, 2002

Anselmo de Castro, Eduardo, Martins, José Manuel, Ramos, Pedro, Abreu, Diogo, Borrego, Carlos, Miranda, Ana Isabel, Mendes, Degol, Marques, João e Lopes, Myriam, “Oikomatrix – Avaliação do impacto sócio-económico de instrumentos legais para o controlo das emissões de gases com efeito de estufa”, trabalho não publicado, 2002

Brown, Lester R., “Eco-Economia – Construindo uma Economia para a Terra”, Salvador – Bahia – Brasil, 2003

Conselho das Comunidades Europeias, “Resolução do Conselho, de 17 de Setembro de 1974, relativa a uma nova estratégia energética para a Comunidade”, Jornal Oficial n.º C 153 de 09/07/1975, p. 1-2:

[http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31975Y0709\(01\)&model=guichett](http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31975Y0709(01)&model=guichett), 1974

Conselho das Comunidades Europeias, “Resolução do Conselho, de 17 de Dezembro de 1974, relativa ao programa de acção comunitário no domínio da utilização racional de energia”, Jornal Oficial n.º C 153 de 09/07/1975, p. 5:

[http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31975Y0709\(03\)&model=guichett](http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31975Y0709(03)&model=guichett), 1974

Conselho das Comunidades Europeias, “Resolução do Conselho, de 9 de Junho de 1980, relativa às novas linhas de acção da Comunidade em matéria de economia de energia”, Jornal Oficial n.º C 149 de 18/06/1980, p. 3-5:

[http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31980Y0618\(02\)&model=guichett](http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31980Y0618(02)&model=guichett), 1980

Conselho das Comunidades Europeias, “Resolução do Conselho, de 15 de Janeiro de 1985, relativa ao melhoramento dos programas de economia de energia dos Estados-Membros”, Jornal Oficial n.º C 020 de 22/01/1985 p. 1-4:

[http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31985Y0122\(01\)&model=quichett](http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31985Y0122(01)&model=quichett), 1985

Conselho das Comunidades Europeias, “Resolução do Conselho, de 16 de Setembro de 1986, relativa a novos objectivos comunitários de política energética para 1995 e à convergência das políticas dos Estados – Membros”, Jornal Oficial n.º C 241 de 25/09/1986 p. 1-3:

[http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31986Y0925\(01\)&model=quichett](http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=PT&numdoc=31986Y0925(01)&model=quichett), 1986

Conselho de Ministros, “Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23/08/06”, disponível em http://www.planotecnologico.pt/document/PNAC_2006.pdf, 2006

Convenção de Viena para a Protecção da Camada de Ozono, “Protocolo de Montreal relativo às Substâncias que Empobrecem a Camada de Ozono de 16-09-1987”:

http://www.diramb.gov.pt/data/basedoc/TXT_LI_1966_1_0001.htm, 1987

Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, “Declaração sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, Rio de Janeiro, 1992”:

<http://www.militar.com.br/legisl/direitoshumanos/meioambiente.htm>, 1992

Conferência das Nações Unidas Sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, “Agenda 21”:

<http://www.bdt.fat.org.br/publicacoes/politica/agenda21/>, 1992

Comissão das Comunidades Europeias, “COM/1997/599 final: Comunicação da Comissão – Energia para o futuro: fontes de energia renovável – Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Acção Comunitários”:

http://europa.eu.int/comm/energy/library/599fi_pt.pdf, 1997

Comissão Europeia, “Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao conselho, ao Comité Económico e Social e ao Comité das Regiões de 14 de Maio de 1997: A dimensão energética das alterações climáticas”:

http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/library/clima_pt.pdf, 1997

CEEETA, “Environmental rules to be followed for wind energy plants – Joule Thermie Programme Action DIS 600/95/PO”, Julho de 1997

Collares Pereira, M. “Energias Renováveis, a Opção Inadiável”, Sociedades Portuguesa de Energia Solar, Lisboa, 1998

CEEETA (ed), “Renewable Energy Prospects in Portugal – Opportunities for UK companies to invest in renewable energies in Portugal – Final Report”, 1998

Comissão das Comunidades Europeias, “COM/2000/88 final: Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu sobre políticas e medidas da EU para a redução das emissões de gases com efeito de estufa: Rumo a um programa europeu para as alterações climáticas (ECCP) ”, Bruxelas, 08.03.2000: http://europa.eu.int/eur-lex/pt/com/cnc/2000/com2000_088pt01.pdf, 2000

Comissão das Comunidades Europeias, “COM/2000/247 final: Comunicação da Comissão ao Conselho, ao Parlamento Europeu, ao Comité Económico e Social e ao Comité das Regiões – Plano de acção para melhorar a eficiência energética na Comunidade Europeia”, Bruxelas, 26.04.2000: http://europa.eu.int/eur-lex/pt/com/cnc/2000/com2000_0247pt01.pdf, 2000

Comissão da Indústria, do Comércio Externo, da Investigação e da Energia, “Documento de Trabalho sobre a electricidade produzida a partir de fontes de energia renovável e o mercado interno de electricidade”, 2000

Comissão das Comunidades Europeias, “COM/2000/087 final: Livro Verde sobre a transacção de direitos de emissão de gases com efeito de estufa na União Europeia”, 2000

CEEETA (ed), “Estudo do Mercado Potencial para a Aplicação das Tecnologias de Micro-Cogeração em Portugal”, Lisboa:
<http://www.ceeeta.pt/What/Publications/publications.htm>, 2001

COM (2001) 580: Comunicação da Comissão Relativa à aplicação da primeira fase do Programa Europeu para as Alterações Climáticas.

Comissão das Comunidades Europeias, “SEC/2001/502: Documento de trabalho dos Serviços da Comissão: Integração dos aspectos ambientais e do desenvolvimento sustentável nas políticas da energia e dos transportes: relatório de análise de 2001 e aplicação das estratégias”, Bruxelas, 21.03.2001:
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/library/7805-pt.pdf, 2001

Comissão das Comunidades Europeias, “COM/2001/264 final: Desenvolvimento sustentável na Europa para um mundo melhor: Estratégia da União Europeia em favor do desenvolvimento sustentável (Proposta da Comissão ao Conselho Europeu de Gotemburgo)”, Bruxelas, 15.05.2001: http://europa.eu.int/eur-lex/pt/com/cnc/2001/com2001_0264pt01.pdf, 2001

Comissão das Comunidades Europeias, “COM/2001/579 final: Proposta da Decisão do Conselho relativa à aprovação, em nome da Comunidade Europeia, do Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas e ao cumprimento conjunto dos respectivos compromissos”, Bruxelas, 23.10.2001: http://europa.eu.int/eur-lex/pt/com/pdf/2001/pt_act0579/com2001_0579pt01_1.pdf, 2001

Commission of European Communities, “Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council, establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC”, Bruxelas, 23 de Outubro de 2001

Comissão das Comunidades Europeias, “COM/2001/580 final: Comunicação da Comissão relativa à aplicação da primeira fase do Programa Europeu para as Alterações Climáticas”: http://europa.eu.int/eur-lex/pt/com/pdf/2001/com2001_0580pt01.pdf, 2001

Commission of European Communities, “Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council, establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC (Text with EEA relevance)”, Bruxelas, 2001

Comissão das Comunidades Europeias, “Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu – Relatório final sobre o Livro Verde - Para uma estratégia europeia de segurança do aprovisionamento energético”, Bruxelas, 2002

Collares – Pereira, M., “Energias Renováveis: Oportunidades de negócio para o século XXI”, in Meios & Desafios, n.º 3, Lisboa, Março 2003, pp. 4-7, 2003

Decreto-Lei n.º 78/06 de 04 de Abril, “Sistema Nacional de Certificação Energética e da Qualidade do Ar Interior dos Edifícios”, 2006

Decreto-Lei n.º 79/06 de 04 de Abril, “Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios”, 2006

Decreto-Lei n.º 80/06 de 04 de Abril, “Regulamento das Características do Comportamento Térmico dos Edifícios”, 2006

Diário da República n.º 179, I Série B, de 31 de Julho de 2004, Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004: “Aprova o Programa Nacional para as Alterações Climáticas”, 2004

Duarte, Alessandro e Rocha, Cândida, “Avaliação do Potencial de Energias Renováveis em Aveiro”, trabalho não publicado, Universidade de Aveiro, 2002

Estanqueiro, Ana, “Location of wind parks/turbines by region in Continental Portugal (December 2002)”, INETI - DER: <http://www.ineti.pt>, 2002

Estanqueiro, Ana, “Windclimate and energy potencial in Continental Portugal”, INETI - DER: <http://www.ineti.pt>, 2002

EPER- The European Pollutant Emission Register, “Facility Level”: http://www.eper.cec.eu.int/eper/find_facility.asp?i, 2005

Fernandes, Manuel (ed), “Étude de Planification Energetique dans la Région de L’Union du Maghreb Arabe – Estimation des impacts sur l’environnement”, CEEETA, Lisboa, 1997

Fernandes, Manuel (ed), “Project Febioval Feasibility study of a biomass to electricity demonstration plant in Valdecaballeros, Task 3.5 – Socio-economic and environmental impacts”, CEEETA, Janeiro 2001

Komp, Richard, “Reduction of Carbon Dioxide Emissions by Using Photovoltaic Modules in Remote Areas”, <http://www.thesustainablevillage.com/essays/emissions.html>, 2005

Moreira, Hermínio, “Anúncio n.º 56/2001 (2ª Série) de 14 de Maio”, Ministério da Economia: http://min-economia.pt/port/documentos/guia/pag/legislacao/anu56_01_1405html, 2003

Ministério do Ambiente e Ordenamento do Território, “Decreto-Lei N.º 233/2004 de 14-12-2004, Estabelece o regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade Europeia, transpondo para a ordem interna a Directiva n.º 2003/87/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro”, Diário da República - I Série A, n.º 291 de 14 de Dezembro de 2004:
http://www.diramb.gov.pt/data/basedoc/FCH_26918_LN.htm, 2004

Myriam Alexandra, Nunes Lopes, “Alterações Climáticas: avaliação económica no apoio à decisão política”, Universidade de Aveiro – Departamento de Ambiente e Ordenamento, 2004

Marco Galdino, M. Sc., “Perguntas Mais Frequentes sobre Energia Solar”, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB:
<http://www.cresesb.cepel.br/faq-solar.htm#p6>, 2005

Ministério da Economia e Ministério das Cidades do Ordenamento do Território e Ambiente, “Comércio Europeu de Licenças de Emissão – Pedido de Título de Emissão”, Lisboa:
<http://194.65.153.237/index.html>, 2005

Nações Unidas, “United Nations Framework Convention on Climate Change”, Nova York:
<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>, 1992

Organização das Nações Unidas, “Convenção Quadro das Nações Unidas de Nova-Iorque sobre Alterações Climáticas de 09-05-1992”:
<http://www.diramb.gov.pt/data/basedoc/TXT LI 1389 1 0001.htm>, 1992

Ramos, Carlos João Rodrigues Costa, “Sistema de Recuperação da Energia de Deslizamento aplicado ao Aproveitamento da Energia das Ondas Marítimas”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Novembro de 1997:
<http://paginas.fe.up.pt/~cjr/Mestrado/mestrado.html>, 1997

Parlamento Europeu e Conselho da Comunidade Europeia, “Decisão n.º 1230/2003/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que aprova o programa plurianual de acções no domínio da energia: Programa «Energia Inteligente - Europa» (2003-2006),(Texto relevante para efeitos do EEE)”, Jornal Oficial n.º L 176 de 15/07/2003, p. 29-36:
http://www.diramb.gov.pt/data/basedoc/FCH_25560_LC.htm, 2003

Universidade de Virgínia, “O Homem começou a alterar o clima há oito mil anos”, in *Público*, 10 de Dezembro de 2003:
<http://ecosfera.publico.pt/noticias2003/noticia2895.asp>, 2003

Weiss, Werner and Faninger, Gerhard, “Solar Thermal Collector Market in IEA Member Countries”, International Energy Agency, Solar Heating & Cooling Programme, Dezembro 2002

ANEXOS

ANEXO I - Quantificação de CO₂e que cada Parte deverá reduzir até 2012.

Parte	Compromisso de redução ou limitação quantificada de emissões (percentagem do ano base ou período)
Alemanha	92
Austrália	108
Áustria	92
Bélgica	92
Bulgária	92
Canadá	94
Comunidade Económica Europeia	92
Croácia	95
Dinamarca	92
Eslováquia	92
Eslovénia	92
Espanha	92
Estados Unidos da América	93
Estónia	92
Federação Russa	100
Finlândia	92
França	92
Grécia	92
Hungria	94
Irlanda	92
Islândia	110
Itália	92
Japão	94
Letónia	92
Liechtenstein	92
Lituânia	92
Luxemburgo	92
Mónaco	92
Noruega	101
Nova Zelândia	100
Países Baixos	92
Polónia	94
Portugal	92
Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda	92
República Checa	92
Roménia	92
Suécia	92
Suíça	92
Ucrânia	100

ANEXO II – Total das emissões de dióxido de carbono das Partes, para o cumprimento do Protocolo de Quioto.

Parte	Emissões (Gg)	Percentagem
Alemanha	1.012.443	7,4
Austrália	288.965	2,1
Áustria	59.200	0,4
Bélgica	113.405	0,8
Bulgária	82.990	0,6
Canadá	457.441	3,3
Dinamarca	52.100	0,4
Eslováquia	58.278	0,4
Espanha	260.654	1,9
Estados Unidos da América	4.957.022	36,1
Estónia	37.797	0,3
Federação Russa	2.388.720	17,4
Finlândia	53.900	0,4
França	366.536	2,7
Grécia	82.100	0,6
Hungria	71.673	0,5
Irlanda	30.719	0,2
Islândia	2.172	0,0
Itália	428.941	3,1
Japão	1.173.360	8,5
Letónia	22.976	0,2
Liechtenstein	208	0,0
Luxemburgo	11.343	0,1
Mónaco	71	0,0
Noruega	35.533	0,3
Nova Zelândia	25.530	0,2
Países Baixos	167.600	3,0
Polónia	414.930	3,0
Portugal	42.148	0,3
Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do	584.078	4,3
República Checa	169.514	1,2
Roménia	171.103	1,2
Suécia	61.256	0,4
Suíça	43.600	0,3
TOTAL	13.728.306	100,0

ANEXO III – Categorias de Actividades abrangidas pelo Comércio de Licenças de Emissão de GEE (Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, 2003)

ACTIVIDADES
<p><i>Actividades no sector da energia</i></p> <p>Instalações de combustão com uma potência térmica nominal superior a 20MW (com excepção de instalações para resíduos perigosos ou resíduos sólidos urbanos)</p> <p>Refinarias de óleos minerais</p> <p>Fornos de coque</p>
<p><i>Produção e transformação de metais ferrosos</i></p> <p>Instalações de ustulação ou sinterização de minério metálico (incluindo sulfuretos)</p> <p>Instalações para a produção de gusa ou aço (fusão primária ou secundária), incluindo vazamento contínuo, com uma capacidade superior a 2,5 toneladas por hora</p>
<p><i>Indústria mineral</i></p> <p>Instalações de produção de clínquer em fornos rotativos com uma capacidade de produção superior a 500 toneladas por dia ou de cal em fornos rotativos com uma capacidade de produção superior a 50 toneladas por dia, ou noutros tipos de fornos com uma capacidade de produção superior a 50 toneladas por dia</p> <p>Instalações de produção de vidro, incluindo fibra de vidro, com uma capacidade de fusão superior a 20 toneladas por dia</p> <p>Instalações de fabrico de produtos cerâmicos por cozedura, nomeadamente telhas, tijolos, tijolos refractários, ladrilhos, produtos de grés ou porcelanas, com uma capacidade de produção superior a 75 toneladas por dia e/ou uma capacidade de forno superior a 4m³ e uma densidade de carga enfornada por forno superior a 300 kg/m³</p>
<p><i>Outras actividades</i></p> <p>Instalações industriais de fabrico de:</p> <p>a) Pasta de papel a partir de madeira ou de outras substâncias fibrosas</p> <p>b) Papel e cartão com uma capacidade de produção superior a 20 toneladas por dia</p>

ANEXO IV – Emissões do ano de referência e quantidade atribuída da Comunidade Europeia e Estados-Membros incluídos no acordo de cumprimento conjunto

Estado-Membro Comunidade Europeia	Emissões do ano de referência	Emissões em 1990 devidas a desflorestação (n.º 7 do artigo 3º do Protocolo de Quioto)	Compromisso quantificado de redução de emissões (Anexo B do Protocolo de Quioto)	Quantidade atribuída calculada
	toneladas CO2e	toneladas CO2e	%	toneladas CO2e
CE	4.276.359.577	1.619.634	92%	19.682.555.325
			Compromisso quantificado de limitação ou redução de emissões como no acordo de cumprimento conjunto	
Austria	78.959.404	Não disponível	87%	343.473.407
Bélgica	146.890.526	Não disponível	92,5%	679.368.682
Dinamarca	69.323.336	Nenhumas emissões de desflorestação	79%	273.827.177
Finlândia	71.096.195	Não disponível	100%	355.480.975
França	563.925.328	Não disponível	100%	2.819.626.640
Alemanha	1.232.536.951	Não disponível	79%	4.868.520.955
Grécia	111.054.072	Não disponível	125%	694.087.947
Irlanda	55.780.237	Nenhumas emissões de desflorestação	113%	315.158.338
Itália	519.464.323	Não disponível	93,5%	2.428.495.710
Luxemburgo	12.688.140	Não disponível	72%	45.677.304
Países Baixos	214.588.451	280.212	94%	1.008.565.720
Portugal	60.938.032	973.829	127%	386.956.503
Espanha	289.385.637	Não disponível	115%	1.663.967.412
Suécia	72.281.599	Não disponível	104%	375.864.317
Reino Unido	779.904.144	365.593	87,5%	3.412.080.630

Nota: As emissões do ano de referência excluem as emissões e remoções associadas ao uso do solo e à alteração do uso do solo e florestas (USAUSF). Incluem as emissões decorrentes da desflorestação relativamente aos Estados-Membros que podem aplicar o n.º 7 do artigo 3º do Protocolo de Quioto.

Estado-Membro	Emissões do ano de referência, excluindo USAUSF	Emissões em 1990 devidas a desflorestação que podem ser contabilizadas ao	Compromisso quantificado de redução de emissões (Anexo B do Protocolo de Quioto)	Quantidade atribuída calculada
	toneladas CO2e	toneladas CO2e	%	toneladas CO2e
República Checa	196.280.576	Não disponível	92%	902.890.649
Estónia	43.022.295	Não disponível	92%	197.902.558
Hungria	123.034.090	Não disponível	94%	578.260.222
Letónia	25.894.218	Não disponível	92%	119.113.402
Lituânia	48.103.464	Não disponível	92%	221.275.934
Polónia	565.829.000	Não disponível	94%	2.673.496.300
Eslováquia	73.360.100	Não disponível	92%	337.456.459
Eslovénia	20.203.252	Não disponível	92%	92.934.961

ANEXO V – Factores de Conversão de tep para toneladas, publicados pela Direcção Geral de Geologia e Energia

Combustíveis Líquidos/ Gasosos	
(tep/ton)	
Petróleo Bruto	1,02
Refugos/ Produtos intermédios	1,02
GPL	1,13
Gasolinas/ (Super e Sem chumbo)	1,07
Petróleos	1,045
Jets	1,065
Av.Gás	1,07
Nafta Química	1,075
Gasóleo	1,035
Fuelóleo	0,96
Não Energéticos	0,96
Gás de refinaria	1,19
Gás de cidade	
na produção (tep/10 ³ Nm ³)	0,42
na utilização (tep/10 ³ Nm ³)	0,375
Gás de coque (tep/10 ³ Nm ³)	0,42
Gás de Alto Forno (tep/10 ³ Nm ³)	0,09
Gás natural (tep/10 ³ Nm ³)	0,9
Combustíveis líquidos/ Gasosos	
(tep/ton)	
Hulha Importada	
Produção de electricidade	0,6308
Cimentos	0,6062
Siderurgia	0,67
Antracite Importada	0,7
Antracite Nacional	0,41
Coque	0,67
Briquetes	0,68
Lenhas	0,3
Outros sólidos	0,35
Alcatrão/ Casca de arroz/Desperdícios e madeira	0,35
Lixívias /liciores sulfitos	0,4

ANEXO VI – Parques Eólicos ligados à Rede Eléctrica em Portugal, (Rodrigues, 2006)

Nome	Distrito	Potência Total (MW)	N.º Máquinas	Ligação à rede
Pena Suar	Porto	10,0	20	1998
Vila Lobos	Viseu	10,0	20	1998
Fonte Monteiros	Faro	10,0	20	1998
Picos Verdes I	Faro	2,0	4	1998
Portal da Freita	Vila Real	0,5	1	1998
Mação	Santarém	2,3	3	1999
Igreja Nova	Lisboa	3,3	2	1999
Caravelas	Vila Real	0,6	1	1999
Mação II	Santarém	2,3	3	2000
Cabeço Rainha	Castelo Branco	10,2	17	2000
Cabeço Alto	Vila Real	11,7	9	2000
Archeira	Lisboa	0,6	1	2000
Ventoeste	Lisboa	0,6	1	2000
São João	Lisboa	0,6	1	2000
Monte Vendavais	Lisboa	0,6	1	2000
Malhadas	Coimbra	9,9	15	2001
Lomba da Seixa I	Vila Real	13,0	10	2001
S. Cristóvão	Viseu	3,3	2	2001
Cadafaz	Coimbra	10,2	17	2001
Porto Santo (EEM)	Madeira	0,7	1	2001
Igreja Nova - ampliação	Lisboa	3,9	3	2002
Pinheiro	Viseu	21,6	12	2002
Jarmeleira	Lisboa	0,9	1	2002
Mação III	Santarém	4,5	5	2002
Cabril	Viseu	16,2	9	2002
Bigorne	Viseu	7,0	4	2002
Alvão	Vila Real	10,8	6	2002
Enerwatt	Lisboa	0,6	1	2002
Cabeço da Vaca	Braga	1,2	2	2002
Figueiral	Santa Maria	0,9	3	2002
Boca da Vereda	Flores	0,6	2	2002
Serra Branca (ampliação)	Graciosa	0,6	2	2002
Pico da Urze (ampliação 2)	São Jorge	0,6	2	2002
Bolores	Lisboa	5,2	4	2003
Arcipreste	Viseu	0,6	1	2003
Picos Verdes II	Faro	10,5	7	2003
Boneca	Porto	0,6	1	2003
Agueira	Vila Real	0,6	1	2003
Cabeço da Vaca II	Braga	1,2	2	2003
Vergão	Castelo Branco	13,0	10	2003
Trandearas	Vila Real	18,2	14	2003
Meroicinha	Vila Real	9,0	4	2003
Serra D'Arga	Viana do Castelo	0,6	1	2003
Alto do Côto	Aveiro	4,5	5	2003
Moinhos do Oeste	Lisboa	4,0	2	2003

Sra. Do Castelo II	Viseu	4,0	2	2003
Barroso	Vila Real	18,0	9	2003
Cabeço da Rainha - ampliação	Castelo Branco	6,0	3	2003
Bulgueira	Vila Real	2,4	3	2003
Sra. Do Castelo I	Viseu	1,2	2	2003
Côto da Aldeia	Vila Real	0,6	1	2003
Morro de Boi	Vila Real	0,6	1	2003
Paúl da Serra	Madeira	3,3	5	2003
Chaminé	Setúbal	2,3	1	2004
Terras Altas de Fafe	Braga	2,0	1	2004
Catefica	Lisboa	2,0	1	2004
Teixeiró	Porto	8,0	4	2004
Amaral 1	Lisboa	8,0	4	2004
Alagoa de Cima	Viana do Castelo	1,5	1	2004
Mosteiro	Guarda	9,1	7	2004
Sra. Da Vitória	Leiria	12,0	8	2004
Carreço e Outeiro	Viana do Castelo	18,4	8	2004
Amêndoa	Santarém	14,9	9	2004
Castanheira	Bragança	4,0	2	2004
Moinho de Manique	Lisboa	2,6	2	2004
Cadraço	Viseu	1,2	1	2004
Açor	Coimbra	20,0	10	2004
Serra da Cabreira	Braga	20,0	10	2004
Serra de Todo o Mundo	Lisboa	10,0	5	2004
Ribamar	Lisboa	6,0	3	2004
Dirão da Rua	Guarda	2,6	2	2004
Vila Nova	Coimbra	20,0	10	2004
Borninhos	Bragança	2,0	1	2004
Lomba da Seixa II	Vila Real	12,0	8	2004
Archeira 2	Lisboa	2,0	1	2004
Moinho Velho	Lisboa	2,0	1	2004
Padrela	Vila Real	7,5	5	2004
Alto do Talefe	Viseu	12,0	8	2004
Fonte da Quelha	Viseu	12,0	8	2004
Alvão - ampliação	Vila Real	12,0	6	2004
Penedo Ruivo	S. Marão	2,6	2	2005
Videira	Leiria	2,0	1	2005
Pinhal Interior II	Castelo Branco	4,0	2	2005
Archeira 3	Lisboa	2,0	1	2005
S. Pedro	Viseu	10,0	5	2005
Doninhas	Aveiro	0,8	1	2005
S. Paio	Viana do Castelo	10,0	5	2005
Santa Helena	Viseu	4,0	2	2005
Alto do Talefe (ampliação)	Viseu	1,5	1	2005
Fonte da Quelha (ampliação)	Viseu	1,5	1	2005
Alfarrobeira	Braga	0,6	1	2005
Portal da Freita II	Vila Real	0,6	1	2005
Pampilhosa	Coimbra	33,0	11	2005
Espiga	Viana do Castelo	6,0	3	2005
Pena Suar (ampliação)	Porto	6,0	3	2005

Lameira	Viseu	10,4	8	2005
Sirigo	Viseu	4,0	2	2005
Cabril (ampliação)	Viseu	4,0	2	2005
Arcela	Lisboa	11,5	5	2005
Degracias	Coimbra	20,0	10	2005
Rabaçal	Coimbra	2,0	1	2005
Amaral (ampliação)	Lisboa	2,0	1	2005
Fanhões II	Lisboa	2,0	1	2005
Boneca II	Porto	8,0	4	2005
Montijo	Lisboa	2,0	1	2005
Costa Vicentina	Setúbal	10,0	5	2005
Passarinho	Lisboa	8,0	4	2005
Fanhões I	Lisboa	12,0	6	2005
Candeeiros	Santarém	78,0	26	2005
Achada	Lisboa	6,9	3	2005
Vila Nova (ampliação)	Coimbra	6,0	3	2005
Serra da Capucha	Lisboa	10,0	5	2005
Outeiro	Vila Real	30,0	15	2005
Archeira 4	Lisboa	0,6	1	2005
Caldas I	Lisboa	10,0	5	2005
Chão Falcão	Leiria	34,5	15	2005
Malhadizes	Coimbra	12,0	6	2005
Catefica	Lisboa	16,0	8	2005
Terras Altas de Fafe	Braga	78,0	39	2005
Alagoa de Cima	Viana do Castelo	12,0	8	2005
Meadas	Viseu	9,0	3	2005
Serra da Escusa	Lisboa	2,0	2	2005
Chaminé	Setúbal	4,6	2	2005
Vilar Chão	Braga	2,0	1	2005
Carreço e Outeiro	Viana do Castelo	2,3	1	2005
Teixeiró	Porto	6,0	3	2005
Pico	Pico	1,8	6	2005
Alto do Monção	Aveiro	2,0	1	2006
Lousã	Coimbra	35,0	14	2006
Joguinho II	Lisboa	26,0	13	2006
Safra / Coentral	Leiria	3,3	2	2006
Madrinha	Faro	10,0	5	2006
Penamacor 1	Guarda	20,0	10	2006
Penamacor 3A	Guarda	20,0	10	2006
Cela	Leiria	2,0	1	2006
Fanhões II	Lisboa	2,0	1	2006
Pó	Lisboa	9,1	7	2006
Pinhal Interior I	Castelo Branco	54,0	18	2006
Serra D'El Rei	Leiria	21,7	13	2006
Arruda I	Lisboa	6,0	3	2006
Sobral II	Lisboa	8,0	4	2006
Abogalheira	Porto	3,3	2	2006
Freita II	Aveiro	18,4	8	2006
Freita I	Aveiro	18,4	8	2006
Videmonte	Guarda	32,0	16	2006

Ortiga	Leiria	11,7	7	2006
Candeeiros (ampliação)	Leiria	33,0	11	2006
Chorrída 2	Porto	0,8	1	2006
Chorrída 1	Porto	0,6	1	2006
Plaina do Viso	Braga	1,2	2	2006
Mairos I	Vila Real	2,6	2	2006
Serra D'Arga	Viana do Castelo	36,0	12	2006
Sra. Socorro I	Lisboa	6,0	3	2006
Vidual / Carvalhal	Coimbra	1,0	1	2006
Terreiro das Bruxas	Guarda	1,0	1	2006
Valérios	Lisboa	2,0	1	2006
Praçana	Santarém	2,0	1	2006
Mairos II	Vila Real	0,6	1	2006
Casa da Lagoa	Vila Real	0,6	1	2006
Leiranco	Vila Real	0,6	1	2006
Pinhal Interior II	Castelo Branco	60,0	30	2006
Ruivães	Braga	0,8	1	2006
Caravelas (ampliação)	Vila Real	0,6	1	2006
Sebolido	Porto	0,8	1	2006
S. Mamede	Lisboa	6,9	3	2006
Penouta	Braga	0,8	1	2006
Pampilhosa	Coimbra	81,0	27	2006
Alto do Seixal	Vila Real	1,6	2	2006
Videira	Leiria	4,0	2	2006
Candal / Coelheira	Viseu	40,0	20	2006
Caramulo	Aveiro	84,0	42	2006
Seixinhos	Porto	10,4	8	2006
Penedo Ruivo	Porto	10,4	8	2006
		1696,4	976	