Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Reflexões e Análises Críticas ao Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico

Nuno Miguel Cardoso Félix

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Junho de 2010

© Nuno Miguel Cardoso Félix, 2010

Resumo

Com a recente evolução do sector energético a nível mundial, provocado principalmente pela grande aposta nas energias renováveis como forma de minimização dos impactes ambientais causados pelo crescimento dos consumos energéticos, revela-se necessário que os países façam uma boa gestão dos recursos de que dispõem. Neste contexto a revalorização da energia hídrica é algo que deve ser efectuado para bem do sector energético nacional, principalmente quando grande parte do seu potencial continua desaproveitado e quando as suas várias potencialidades são de enorme importância para os interesses do país.

O PNBEPH surge como o impulso que há muito deve ser dado à energia hídrica e os seus conteúdos devem ser alvo de uma análise cuidada para avaliar qual o seu verdadeiro impacto não apenas no sector energético, como nos vários sectores que movimentam o país.

Palavras-chave

Aproveitamentos Hidroeléctricos
Energia
Energias Renováveis
Hidroelectricidade
PNBEPH

Abstract

With the recent developments in the energy sector worldwide, caused mainly by the huge focus on renewable energy as a way of minimizing environmental impacts caused by the growth of energy consumption, it is necessary for countries to do a good management of the resources at their disposal. In this context the upgrading of hydropower is something that should be made for the functioning of the national energy sector, especially when much of its potential remains untapped and when its various capabilities are of great importance for the country's interests.

The PNBEPH comes as the impulse that should be given long ago to hydropower and its contents should be subject of a careful analysis to assess what is its real impact, not only on the energy sector, but also in the various sectors that move the country.

Keywords

Dams
Energy
Hydropower
PNBEPH
Renewable Energy

Agradecimentos

Os meus primeiros agradecimentos vão para os meus pais e para a minha família pelo apoio e educação que me deram ao longo de toda a minha vida académica.

Tenho também de agradecer à Catarina pelo incondicional apoio e motivação que sempre me deu.

Agradeço ainda aos meus amigos e colegas de curso, especialmente ao João, ao Miguel e ao Gonçalo por fazerem com que estes últimos anos académicos se tornassem mais divertidos.

Ao meu orientador Professor Doutor António Machado e Moura agradeço profundamente pelos importantes conhecimentos que me transmitiu durante a execução desta dissertação.

Índice

Resumo iii

Abstract v

Agradecimentos vii

Índice ix

Lista de figuras xi

Lista de tabelas xv

Abreviaturas e Símbolos xvii

Capítulo 1 1

Introdução 1
1.1 - Enquadramento e motivação 1
1.2 - Estrutura 3

Capítulo 2 5

Evolução e Situação Actual da Hidroelectricidade 5
2.1. Retrospectiva histórica da hidroelectricidade em Portugal 5
2.2. Situação Actual 24

Capítulo 3 29

O PNBEPH 29
3.1. Introdução 29
3.1.1. Objectivos e âmbito 29
3.1.2. Políticas Energéticas 30
3.1.3. Posicionamento da hidroelectricidade no diagrama de cargas e efeito do aumento da capacidade eólica 32
3.1.4. Outras utilizações dos aproveitamentos hidroeléctricos 34
3.1.5. Estratégia global de instalação de novos aproveitamentos 35
3.1.6. Aproveitamentos de reversibilidade pura 36
3.2. Metodologia 36
3.2.1. Considerações gerais 36
3.2.2. Avaliação e selecção dos aproveitamentos 37
3.2.2.1. Opção Estratégica A: Potencial hidroeléctrico do aproveitamento 37

3.2.2.2. Opção Estratégica B: Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica 38
3.2.2.3. Opção Estratégica C: Conflitos/condicionantes ambientais 39
3.2.2.4. Opção Estratégica D: Ponderação energética, socioeconómica e ambiental 39
3.2.2.5. Selecção dos aproveitamentos 39

3.3. Características Técnicas dos Aproveitamentos 40

3.4. Análise Económica 43

3.5. Análise Socioeconómica e Ambiental dos Aproveitamentos 44

3.6. Selecção dos Aproveitamentos a Implementar 45
3.6.1. Avaliação dos aproveitamentos face às opções estratégicas 46
3.6.1.1. Opção Estratégica A: Potencial hidroeléctrico do aproveitamento 46
3.6.1.2. Opção Estratégica B: Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica 47
3.6.1.3. Opção Estratégica C: Conflitos/condicionantes ambientais 48
3.6.1.4. Opção Estratégica D: Ponderação Energética, Socioeconómica e Ambiental 50
3.6.2. Avaliação ambiental estratégica 51

Capítulo 4 55

Análise Crítica 55
4.1. Posição da energia hidroeléctrica no panorama energético nacional 55

4.2. A importância do PNBEPH para a energia eólica 61

4.3. A Política Energética Nacional 73

4.4. A dependência energética externa 82

4.5. As alterações aos estudos do PNBEPH 86

4.6. A não inclusão dos Aproveitamentos de Bombagem Pura 92

4.7. As questões ambientais 95

Capítulo 5 101

Conclusão 101

Anexo I 103
Aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal, com potência instalada superior a 10 MW 103

Anexo II 105
Alternativas técnicas consideradas para cada aproveitamento 105

Anexo III 113
Parâmetros considerados no estudo de optimização económica, para cada aproveitamento seleccionado 113

Anexo IV 125
Parâmetros considerados no estudo de análise económica, para cada aproveitamento seleccionado 125

Referências 127

Lista de figuras

Figura 2.1 - Aproveitamento hidroeléctrico do poço do Agueirinho 6

Figura 2.2 - Central da Senhora do Desterro 7

Figura 2.3 - Eng.º Ezequiel de Campos (1874-1965) 8

Figura 2.4 - Central de Ponte de Jugais 9

Figura 2.5- Eng.º José Nascimento Ferreira Dias Jr..... 11

Figura 2.6 - Barragem de Castelo de Bode após a construção 16

Figura 2.7- Aproveitamento hidroeléctrico de Crestuma-Lever 21

Figura 2.8- Aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva 23

Figura 2.9 - Localização geográfica dos aproveitamentos hidroeléctricos existentes em Portugal 24

Figura 2.10 - Evolução da potência hidroeléctrica em Portugal..... 25

Figura 2.11 - Evolução da quota de potência hidroeléctrica no parque electroprodutor..... 25

Figura 2.12 - Evolução da energia hidroeléctrica produzida em Portugal 26

Figura 2.13 - Diagrama de cargas diário, em dia de verão (22-08-09) 26

Figura 2.14 - Diagrama de cargas diário, em dia de inverno (10-03-10) 27

Figura 2.15 - Ocorrência de falha numa central termoeléctrica 28

Figura 3.1 - Diagrama de cargas previsto em 2011 num dia de meia estação 32

Figura 3.2 - Produção eólica num dia ventoso típico (a partir de 2010) 33

Figura 3.3 - Diagrama de cargas em 2010 - Dia ventoso de baixa hidraulicidade 33

Figura 3.4 - Diagrama de cargas em 2010 - Dia ventoso de hidraulicidade média 34

Figura 3.5 - Localização geográfica dos aproveitamentos integrados no PNBEPH..... 53

Figura 4.1 - Evolução da percentagem de energia hidroeléctrica produzida em Portugal 56

Figura 4.2 - Diagrama de cargas semanal, em 2009 56

Figura 4.3 - Disposição dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia do Douro 61

Figura 4.4 - Evolução da potência eólica instalada em Portugal 62

Figura 4.5 - Evolução da energia eólica produzida 62

Figura 4.6 - Utilização mensal da potência eólica instalada 63

Figura 4.7 - Produção eólica diária 63

Figura 4.8 - Produção eólica no dia 10 de Abril de 2010 64

Figura 4.9 - Preços do mercado ibérico diário de energia, no dia 01-01-2010..... 66

Figura 4.10 - Produção em regime especial no dia 01-01-2010..... 67

Figura 4.11 - Produção hidráulica no dia 01-01-2010 68

Figura 4.12 - Produção térmica no dia 01-01-2010 68

Figura 4.13 - Diagrama de cargas do dia 01-01-2010 69

Figura 4.14 - Saldo importador no dia 01-01-2010 69

Figura 4.15 - Capacidade de recepção de potência PRE na RNT 70

Figura 4.16 - Evolução da potência eólica instalada e da capacidade de armazenamento das albufeiras utilizada 71

Figura 4.17 - Relação capacidade de armazenamento/potência eólica 72

Figura 4.18 - Preços de electricidade para o consumidor doméstico na UE, em 2008 e 2009 . 78

Figura 4.19 - Preços de electricidade para o consumidor industrial na UE, em 2008 e 2009 .. 79

Figura 4.20 - Produção de electricidade em França, no ano de 2007 80

Figura 4.21 - Evolução do custo de geração com tecnologias renováveis 81

Figura 4.22 - Dependência energética externa nos países da União Europeia, em 2007 82

Figura 4.23 – Previsão da evolução da energia eléctrica produzida através dos diferentes tipos de produção, em Portugal 83

Figura 4.24 - Previsão da produção de electricidade, em Portugal..... 83

Figura 4.25 - Localização das reservas de combustíveis fósseis no Mundo 84

Figura 4.26 - Origem do consumo por recurso no SEN em 2009 85

Figura 4.27 - Sistema Electroprodutor do Tâmega (Alto Tâmega, Gouvães, Daivões e Padroselos) 91

Figura 4.28 - Sistema Electroprodutor do Tâmega, sem Padroselos..... 91

Figura 4.29 - Evolução das emissões de GEE em equivalentes de CO_2, indexados ao ano base de 1990 (100%), na União Europeia..... 95

Figura 4.30 - Principais responsáveis mundiais pelas emissões de CO_2..... 96

Figura 4.31 - Emissões de GEE em 2007 e respectivas metas em equivalentes de CO_2, indexados ao ano base de 1990 (100%), nos países da União Europeia 97

Figura 4.32 - Emissões de GEE relativas a cada fonte de produção de energia eléctrica (g/kWh) 97

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Centrais hidroeléctricas de potência superior a 100 kW, construídas até 1930 . 10

Tabela 2.2 - Aproveitamentos realizados entre 1930 e 1950 15

Tabela 2.3 - Aproveitamentos hidroeléctricos mais importantes construídos na década de 50 17

Tabela 2.4 - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 60 18

Tabela 2.5 – Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 70 20

Tabela 2.6 - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 80 21

Tabela 2.7 - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 80 22

Tabela 3.1 - Metas a atingir na produção de energias renováveis 31

Tabela 3.2 - Capacidade de armazenamento e potência instalada por bacia hidrográfica..... 35

Tabela 3.3 - Características técnicas principais dos aproveitamentos hidroeléctricos 42

Tabela 3.4 - Características económicas principais dos aproveitamentos hidroeléctricos 44

Tabela 3.5 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica A 46

Tabela 3.6 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica B 48

Tabela 3.7 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica C 49

Tabela 3.8 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica D 50

Tabela 3.9 - Síntese da avaliação ambiental estratégica 52

Tabela 3.10 - Principais características dos aproveitamentos seleccionados para o PNBEPH.. 53

Tabela 4.1 - Abastecimento do consumo em 2005 e 2006 57

Tabela 4.2 - Dados hidrológicos relativos ao aproveitamento do Alqueva, em Fevereiro de 2010 59

Tabela 4.3 - Cálculos de complementaridade hídrica reversível/eólica 65

Tabela 4.4 - Dados de mercado do dia 01-01-2010 67

Tabela 4.5 - Produção e remuneração expectável para 2010 77

Tabela 4.6 - Empresas vencedoras dos concursos de concessão 86

Tabela 4.7 - Alterações na potência a instalada de cada aproveitamento 87

Tabela 4.8 - Alterações nas várias características técnicas dos aproveitamentos 89

Abreviaturas e Símbolos

AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
B/C	Índice Benefícios/Custos
CCGT	*Combined Cycle Gas Turbine*
CCS	*Carbon Capture and Storage*
CO_2	Dióxido de Carbono
CPE	Companhia Portuguesa de Electricidade
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DIA	Declaração de Impacte Ambiental
EDP	Electricidade de Portugal
EIA	Estudo de Impacte Ambiental
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
FER	Fontes de energia renovável
GEE	Gases Efeito Estufa
INAG	Instituto da Água
NPA	Nível de Pleno Armazenamento da Albufeira
PNAER	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico
PRE	Produtores em Regime Especial
REN	Rede Eléctrica Nacional
RNT	Rede Nacional de Transporte
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SAPE	Simulação de Aproveitamentos para Produção de Energia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico Público
SET	Sistema Electroprodutor do Tâmega
Ta	Tempo de amortização do investimento
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade

UE	União Europeia
VAL	Valor Actualizado Líquido

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é descrita uma visão geral sobre a hidroelectricidade em Portugal e o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico, referindo quais os seus objectivos principais.

É também apresentada a estrutura desta dissertação e um breve resumo de cada um dos capítulos que a constituem.

1.1 - Enquadramento e motivação

Nos dias que correm, a importância dada ao ambiente e às inúmeras ameaças à saúde do planeta é cada vez maior. Estas ameaças põem em causa a qualidade de vida construída e alcançada pelo ser humano ao longo de milhares de anos. Estes problemas aliados à escassez do petróleo e de outros combustíveis fósseis, fazem com que o sector energético seja alvo de especial atenção por parte dos chefes de estado, em particular, e da sociedade, em geral.

A hidroelectricidade utiliza a água como matéria-prima, tornando-a por isso um método de produção de energia eléctrica de carácter renovável. Para além disso é uma das mais antigas formas de produção de energia eléctrica, com um conhecimento consolidado ao longo dos anos, atingindo hoje um respeitável estado de maturação.

Devido a isto é de todo o sentido que se elaborem estudos que potenciem a utilização da hidroelectricidade e que a aproveitem de forma a combater os problemas ambientais e energéticos com que a sociedade actual se depara.

Numa perspectiva nacional, para além das questões já referidas anteriormente, existe também o grande problema associado à dependência energética exterior, uma vez que **Portugal importa cerca de 80% da energia primária**. Isto deve-se ao facto de a maior parte da energia eléctrica ser produzida através de **combustíveis fósseis**.

No sentido de alterar esta tendência, Portugal tem vindo a apostar nas **fontes de energia renovável (FER)**, que permitem simultaneamente a independência energética e financeira bem como a diminuição das emissões de gases de efeito estufa.

O enfoque na energia eólica e na energia hídrica tem sido mais evidente do que nas restantes, uma vez que são estes tipos de energia que mais garantias oferecem em termos de custo/benefício. No entanto os incentivos atribuídos a outros tipos de energias renováveis ajuda a torná-las competitivas, proporcionando a sua implementação e um desenvolvimento mais acelerado.

A energia eólica tem sido a forma de produção de energia eléctrica de carácter renovável que mais tem evoluído nos últimos anos. Em Portugal, a potência eólica instalada aumentou de cerca de 8 MW, em 1995 para cerca de 3500 MW, em 2010. Por outro lado a grande hídrica (>10 MW) apenas sofreu um aumento de cerca de 1500 MW em igual período. Considerando que Portugal tem cerca de metade do seu potencial hídrico desaproveitado, torna-se claro que devem ser tomadas medidas para desenvolver a energia hidroeléctrica e atribuir-lhe um peso mais significativo no panorama energético nacional.

É neste contexto que surge o **Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)**, lançado pelo governo em 2007.

O PNBEPH tem como objectivo identificar e definir prioridades para os investimentos a realizar em aproveitamentos hidroeléctricos entre 2007 – 2020 e contribuirá para cumprir os objectivos definidos pelo governo:

- Aumento da produção de energia com origem em fontes renováveis;
- Redução da dependência energética nacional;
- Redução das emissões de CO_2.

Três anos após a sua entrada em vigor torna-se relevante efectuar uma análise no sentido de se averiguar se os objectivos descritos no âmbito do PNBEPH foram ou são passíveis de serem cumpridos.

Esta análise torna-se ainda mais importante uma vez que a União Europeia delineou metas ambiciosas em relação às questões ambientais e energéticas e aprovou, a 17 de Dezembro de 2008, o **Pacote Clima-Energia** que define quatro objectivos principais que deverão ser cumpridos até 2020 [1]:

- Redução de 20% (ou de 30%, se for possível chegar a um acordo internacional) das emissões de gases com efeito estufa (GEE);
- Aumento de 20% da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia;
- Aumento da eficiência energética em 20%;

- Aumento de 10% da quota-parte das energias renováveis no sector dos transportes.

Sendo o PNBEPH um marco de extrema importância para a hidroelectricidade e para o sector eléctrico nacional é de grande pertinência que sejam efectuados estudos que ajudem a compreender e a avaliar as decisões tomadas no programa.

1.2 - Estrutura

A dissertação está organizada em 5 capítulos principais complementados, no final do documento, por 4 anexos e as referências citadas ao longo do texto.

É ainda de referir que a as tabelas e informação contida nos Anexos II, III e IV são retiradas do documento representativo da memória do PNBEPH.

O Capítulo 1, Introdução, representa o enquadramento em que no qual estão inseridos os conteúdos desta dissertação, assim como a sua estrutura.

No Capítulo 2, Evolução e Situação Actual da Hidroelectricidade, é efectuada uma descrição da evolução da hidroelectricidade em Portugal, desde a construção do primeiro aproveitamento hidroeléctrico até aos dias de hoje.

O Capítulo 3, O PNBEPH, representa um resumo do PNBEPH para que sejam mais facilmente compreendidos os conteúdos da dissertação.

No Capítulo 4, Análise Crítica, são analisados os conteúdos do PNBEPH e é constituído por vários pontos representativos dos objectivos e dos temas a abordar nesta dissertação.

O Capítulo 5, Conclusão, tal como o nome indica, representa as conclusões retiradas após a execução da dissertação.

4 Introdução

Capítulo 2

Evolução e Situação Actual da Hidroelectricidade

Neste capítulo é descrita a evolução da hidroelectricidade em Portugal desde a implementação dos primeiros aproveitamentos hidroeléctricos até aos dias de hoje. É também efectuado o enquadramento da hidroelectricidade com a actual política energética.

2.1. Retrospectiva histórica da hidroelectricidade em Portugal

A utilização da água como força motriz para produção de energia eléctrica inicia-se ao nível mundial em meados do século XIX e em Portugal na última década desse século [2].

Em 1890, Leopoldo Augusto das Neves propõe à Câmara municipal de Vila Real a iluminação eléctrica da cidade. Aprovada esta concessão, a mesma foi transferida para a Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real, empresa portuense criada por Leopoldo Neves, que se propunha produzir energia recorrendo a uma central hidroeléctrica no rio Corgo, a localizar no **poço do Agueirinho**.

Os materiais necessários foram encomendados a Emílio Biel, um alemão residente no Porto, que era representante de firmas alemãs. Quando o material chegou, a empresa que se propunha construir a Central Hidroeléctrica não dispunha de meios económicos para levantar o material, pelo que a concessão e as obras já iniciadas foram vendidas a Emílio Biel que assim se viu encarregado de levar por diante o empreendimento, que tornou possível a **13 de Junho de 1894** a inauguração oficial da luz eléctrica em **Vila Real** [3].

Nasce assim o primeiro aproveitamento hidroeléctrico em Portugal.

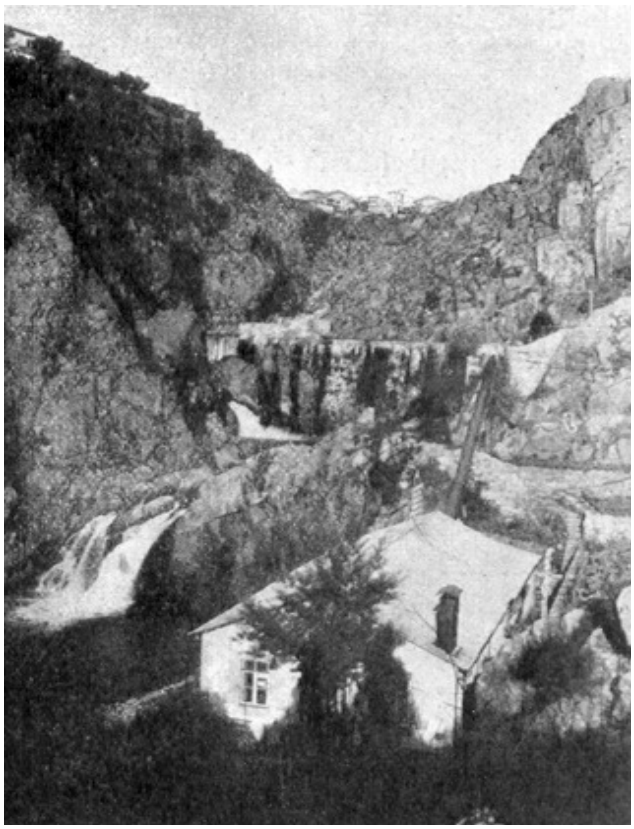


Figura 2.1 - Aproveitamento hidroeléctrico do poço do Agueirinho [3]

Este aproveitamento hidroeléctrico possuía uma central equipada com uma turbina KNOP que, para um caudal de 645 l/s, fornecia uma potência de 160 HP (120 kW) para uma queda de cerca de 25 metros [4].

Cerca de dois anos mais tarde (**1895 ou 1896**) entrou em serviço a **central de Furada**, no rio Cávado, aproveitando uma queda de 4 metros e equipada com 3 turbinas (JONVAL/ESCHER WYSS) de 125 HP, acopladas a alternadores (OERLINKON) de 95 kVA[4].

A construção deste aproveitamento foi concedida à Sociedade de Electricidade do Norte de Portugal e tinha como objectivo a exploração do serviço de iluminação de **Braga**.

Entretanto, nos **Açores**, graças ao **Eng.º José Cordeiro** é iniciada a iluminação eléctrica da cidade de **Ponta Delgada** na ilha de **S. Miguel**. Em **1899** a Câmara de Vila Franca, sob a égide do seu presidente Dr. António José da Silva Cabral, assinou o contrato com o Eng.º José Cordeiro para a iluminação da **Vila**, que foi inaugurada a 18 de Março de 1900 quando foram acesas as suas 162 lâmpadas, que recebiam a energia da **central hidroeléctrica da Vila**, situada na **Ribeira da Praia** [5]. Outras quatro centrais se seguiram a esta: **Salto do Cabrito** (em **1902**), **Fábrica da Cidade** (**1904**), **Central de Tambores** (em **1908**) [6] e **Central da Praia** (em **1911**) [4].

Na primeira década do século XX entraram em serviço, no Continente, a central de **Riba Côa** (em **1906**), no rio Côa, a central de **Caniços** (em **1908**), no rio Vizela, a central do **Varosa** (em **1909**), no rio Varosa, e a central da **Senhora do Desterro** (em **1909**), no rio Alva [4].

Figura 2.2 - Central da Senhora do Desterro[4]

Entre **1910 e 1920** realizou-se a construção de um conjunto de aproveitamentos hidroeléctricos, a maior parte deles nas regiões centro e norte do país, possuindo potências instaladas da ordem das centenas de kW (Tabela 2.1).

Durante a 1ª Guerra Mundial, delineavam-se duas zonas distintas de electrificação do país: **ao sul, a termoelectricidade**, maioritariamente belga, queimando carvão inglês; **a norte a hidroelectricidade**, maioritariamente espanhola, baseada nos aproveitamentos do Varosa, do Alva, do Vizela e, mais tarde, do Lindoso, já polvilhada com imensas pequenas centrais concelhias, empresariais e pouco mais. Tudo esparso, sem interligações, surgindo apenas uma linha verdadeiramente de alta tensão: do Lindoso ao Porto (132 kV), continuada depois, até Coimbra a 60 kV [7].

Em **1922**, nasce em Portugal o primeiro grande aproveitamento hidroeléctrico da altura: a **Central do Lindoso**. Com uma potência instalada de **8750 kVA** (aumentada para o dobro no ano seguinte) [8], este aproveitamento evidenciou-se dos restantes, que apenas possuíam potências instaladas de algumas centenas de kW. A central do Lindoso, situada na margem esquerda do rio Lima, a algumas centenas de metros de Espanha, era explorada pela empresa espanhola Sociedade Eléctro del Lima e abastecia as cidades do Porto e de Braga [9].

Nesta época é de realçar o surgimento do **Eng.º Ezequiel de Campos** e o início de alguns estudos que este elaborou, nomeadamente o estudo do rio **Guadiana**, em **1918**, e o início do

levantamento topográfico e do potencial hidráulico do rio **Douro** e da bacia do rio **Cávado**[10].

Numa altura em que a actividade agrícola era vista como o grande motor de desenvolvimento do país, Ezequiel de Campos foi pioneiro a evidenciar as várias valias dos aproveitamentos hidroeléctricos (**eléctrica, navegação e desenvolvimento agrícola regional**).

"A utilização dos nossos rios, especialmente do Douro, não se deve fazer em atenção a um só valor da água, mas em coordenação de todos eles, de modo a tirar-se o melhor partido da instalação de oficinas hidroeléctricas, da navegação e do desenvolvimento agrícola regional. O sulco do Douro oferece um vasto campo de actividade neste sentido: um porto marítimo, uma notável estrada comercial, decerto a mais importante da Península, uma fonte notável de energia para a indústria e para a agricultura [11]."

Figura 2.3 - Eng.º Ezequiel de Campos (1874-1965) [10]

Desde os anos 20 que Ezequiel de Campos insistia na urgência da electrificação do país tendo em vista o desenvolvimento industrial e a defesa da ideia da necessidade do Estado fomentar e apoiar financeiramente a realização de aproveitamentos hidroeléctricos e de uma rede eléctrica nacional [4], afirmando que *"individualmente cada um dos valores hidroeléctricos potenciais não satisfará as exigências do mercado, senão por um período muito curto. É, por isso, necessário ir interligando os valores hidroeléctricos"* [11].

Para além disso, há algum tempo que Ezequiel de Campos vinha defendendo um conjunto de ideias principais [11]:

- Aproveitamento da abundante energia hidráulica;
- Diminuição dos gastos com combustíveis estrangeiros;
- Obtenção de força (energia) barata para usos agrícolas, industriais e mineiros;
- Electrificação dos caminhos-de-ferro;

- Regular as condições de produção, assim como de transporte e de distribuição da energia normalizando-se as tensões e a frequência;
- Criação de um fundo para auxiliar a construção de sistemas.

Com base nas ideias de Ezequiel de Campos surge, em **1926**, a **Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos** que, pela primeira vez, estabelece a noção de **Rede Eléctrica Nacional**. Esta lei regulava a produção, designadamente por via das centrais hidráulicas, o transporte e a distribuição da energia eléctrica [4], e, como primeira medida, unifica as tensões e até as frequências da energia a distribuir [12].

Entretanto, **até 1930**, continuaram a ser construídos aproveitamentos hidroeléctricos com valores de potência instalada que raramente excediam as centenas de kW e que eram explorados por uma série de companhias de serviço público e de serviço privado.

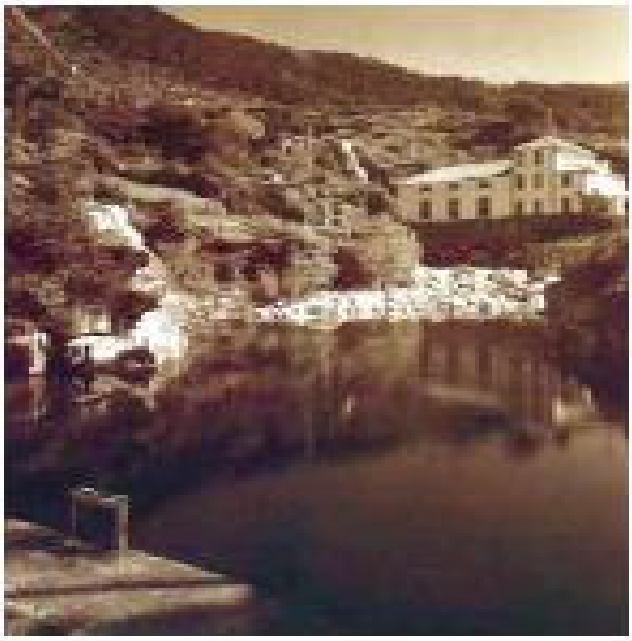


Figura 2.4 - Central de Ponte de Jugais [4]

Tabela 2.1 - Centrais hidroeléctricas de potência superior a 100 kW, construídas até 1930 [4]

Ano	Serviço Público				Serviço Privado			
	Nome	Rio	Potência (kW) Inicial	Potência (kW) Final	Nome	Rio	Potência (kW) Inicial	Potência (kW) Final
1906	Riba Côa	Côa	105					
1908					Caniços	Vizela	225	750
1909	Varosa	Varosa	100					
	Sr.ª Desterro	Alva	300	2000				
1910								
1911	Covas	Coura	110	730	Delães	Ave	100	
					Hortas-Lever	Lima	114	250
1912	Giestal	Selho	240		M. do Buraco	Selho	30	114
1913					Ronfe	Ave	412	
1914					Campelos	Ave	240	
					Fáb. Do Prado	Nabão	210	
1915	Corvete	Bugio	430	2350				
1916					Mina do Pintor	Caima	96	240
1917	Olo	Olo	68	136	Matrena	Nabão	10	440
	Drizes	Vouga	35	120				
1920					Palhal	Caima	892	
1922	Lindoso	Lima	7500	60000	S. M. do Campo	Vizela	392	
1923	Pt. Jugais	Alva	3000	12000	Barcarena	Barcarena	125	
1924					F. M. Godinho	Nabão	135	
1925	Chocalho	Varosa	1890	14000	Fervença	Alcoa	356	
1926	Freigil	Cabrum	225	1020	Tomar	Nabão	300	
	Terrajido	Corgo	118	4121				
1927	Rei Moinhos	Alva	230	460	Lugar de Ferro	Ferro	684	
	Póvoa	Niza	700					
	Caldeirão	Almonda	105	155				
	Pisões	Dinha	100					
1928					Ruães	Cávado	98	1200
1929					Bugio	Bugio	435	
					S. M. Aliviada	Ovelha	255	
					P. do Romão	Ave	150	250
1930					Abelheira	Ave	100	

No ano de **1930** a energia eléctrica era produzida em 395 centrais, com a potência total instalada de 150,4 MW das quais 75 hidráulicas com 36,6 MW (24,3%) e 320 térmicas com 113,8 MW (75,7%). Destas centrais, 358 tinham potência inferior a 0,5 MW e apenas cinco ultrapassavam os 5 MW: duas hidráulicas (19,1 MW) e três térmicas (49,8 MW). A produção total foi de 260 GWh, cabendo 89,3 GWh (34,4%) às centrais hidráulicas e 170,7 GWh (65,6%) às térmicas. Havia predomínio da produção térmica, com elevada percentagem de combustíveis importados, e da produção em centrais de empresas estrangeiras. O índice do consumo de energia eléctrica era dado pelo baixíssimo valor de 35,3 kWh por habitante [8].

Apesar de a agricultura continuar a ser o sector mais importante do país, é a partir desta década que começa a desenhar-se um quadro em que, visando o desenvolvimento industrial e económico, emerge a ideia de aproveitar a energia da água dos rios para a produção de electricidade, tendo como objectivo a industrialização [2]. No entanto pouco ou nada se sabia ainda sobre as possibilidades hidroeléctricas dos nossos rios, de que se desconheciam os caudais, a topografia e a geologia [8].

É então no **início dos anos 30** que os Serviços Hidráulicos iniciam estudos sistemáticos dos rios e da viabilidade do seu aproveitamento para fins hidroeléctricos, dando-se um importante passo no conhecimento das possibilidades de aproveitamento dos rios portugueses. Porém, durante mais de uma década, esses estudos foram desaproveitados, construindo-se apenas alguns aproveitamentos que não excediam os 5 MW de potência instalada.

Entretanto, é por volta desta altura que surge o **Eng.º Ferreiro Dias**, defensor da industrialização e da modernização económica e técnica do país, Subsecretário de Estado do Comércio e da Indústria (1940-1944), Ministro da Economia (1958-1962), Bastonário da Ordem dos Engenheiros (1945-1947) [13].

Figura 2.5- Eng.º José Nascimento Ferreira Dias Jr. [13]

Ferreira Dias teve uma grande intervenção na vida política do país e, a par de Ezequiel de Campos, foi o grande impulsionador da electrificação nacional. Desde cedo começou por se manifestar contra o facto de a Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos ter sido menosprezada e de, apesar de virtuosa, não ter produzido os efeitos esperados.

No relatório que precede a Estatística das Instalações Eléctricas em Portugal, Ano 1930, Ferreira Dias escreveu o seguinte [14]:

"Se houvesse o hábito de reler os números atrasados do Diário do Governo, como se relêem as obras primas de autores consagrados, muita gente se encheria de espanto se, neste ano de 32, deixasse cair a vista sobre a dúzia e meia de bases da Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos, que viu a luz na 1ª série do jornal oficial de 27 de Outubro de 1926.

Esboça-se nela, embora vago, um plano de centralização e harmonização capaz de convencer leigos e até, talvez, os interessados directos numa política económica diferente. Mas se o amador dessas leituras retrospectivas folhear este volumezinho de estatística e souber ler nas entrelinhas o que ele traduz de pequenez e desordenamento ficará a duvidar da lei ou da estatística, tão pouco se casam os elementos duma e doutra."

Apesar deste período de alguma estagnação da hidroelectricidade foram sendo criadas as condições para a realização dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos, a qual, no entanto, apenas se iniciaria depois do termo da 2ª Guerra Mundial, em 1945. Foram publicados pelo Ministério das Obras Públicas e Comunicações alguns diplomas nesse sentido [4]:

- Decreto nº 25 220, de 4 de Abril de 1935, com o qual caduca a concessão do aproveitamento das águas dos rios Borralha e Rabagão, que havia sido outorgada por decreto em 15 de Dezembro de 1920;
- Decreto nº 26 470, de 28 de Março de 1936, criando a **Junta de Electrificação Nacional**;
- Decreto nº 27 712, de 19 de Maio de 1937, com o qual caduca a concessão para aproveitamento hidroeléctrico das águas do rio Zêzere, que havia sido outorgada por decreto em 30 de Março de 1930 à Companhia Nacional de Viação e Electricidade.

Destes decretos é de realçar o que deu origem à Junta de Electrificação Nacional, da qual Ferreira Dias foi nomeado presidente, que possuía as seguintes funções [15]:

- Estudar as providências necessárias para o desenvolvimento da electrificação e, bem assim, para a conveniente orientação do problema da energia, propondo a publicação dos diplomas legislativos necessários;

- Estudar a unificação dos serviços do Estado que tinham a superintendência nesta matéria, propondo o que fosse tido por conveniente para o efeito;
- Fixar as respectivas directrizes para a concessão das licenças de instalações eléctricas;
- Estudar quanto respeitava às centrais termoeléctricas e hidroeléctricas existentes e às concessões de instalações eléctricas, propondo o que se julgasse conveniente para a sua integração no plano geral de electrificação do país.

Em **1940** o sector energético nacional resumia-se ao seguinte: a energia eléctrica era produzida em 660 centrais, com a potência total instalada de 280,7 MW, das quais 109 hidráulicas com 83,4 MW (29,7 %) e 551 térmicas com 197,3 MW (70,3%). Destas centrais 601 tinham potência inferior a 0,5 MW e apenas 10 ultrapassavam os 5 MW: três hidráulicas (44 MW) e sete térmicas (12,7 MW). A produção total foi de 460 GWh, cabendo 178,7 GWh (38,9%) às centrais hidráulicas e 281,3 GWh (61,1%) às térmicas. A capitação do consumo de energia subira um pouco, ficando, porém, ainda num valor muito baixo: 54 kWh por habitante [8].

A produção de energia eléctrica pode caracterizar-se do seguinte modo [4]:

- Predomínio de recursos estrangeiros, uma vez que dois terços dos recursos utilizados para a produção de electricidade são estrangeiros, considerando, também como tal, a produção da central hidroeléctrica do Lindoso;
- Predomínio de três centrais: a central hidroeléctrica do Lindoso e as duas centrais termoeléctricas do Tejo e de Santosque produziam, até 1940, mais que todas as outras, 180, de serviço público;
- Excessiva pulverização da potência, com grande número de centrais com valores de potência instalada bastante baixos (< 5 MW), dispersas um pouco por todo o país;
- Elevado custo de produção: como consequência da pulverização da potência instalada resultava uma carestia excessiva do custo do kW instalado e do kWh produzido por tão grande número de unidades.

Em **26 de Dezembro de 1944** é promulgada a **lei nº 2002, Lei da Electrificação Nacional**, escrita por Ferreira Dias, que foi imediatamente posta em execução, significando que a questão protelada da produção eléctrica encontrou finalmente um desfecho [13].

Na Base I desta lei é definido o **conceito de rede eléctrica nacional**:

"A rede eléctrica nacional abrange o conjunto de instalações de serviço público destinadas à produção, transporte e distribuição de energia eléctrica [16]."

Na Base II é definida a **prioridade dada às centrais hidroeléctricas** no sistema produtor:

"A produção de energia eléctrica será principalmente de origem hidráulica. As centrais térmicas desempenharão as funções de reserva e apoio, consumindo os combustíveis nacionais pobres na proporção mais económica e conveniente [16]."

Os problemas da grande pulverização de potência instalada em Portugal e do **predomínio de recursos estrangeiros** foram também considerados nesta lei, nomeadamente na Base XVII:

"Nas concessões futuras e nas licenças de ampliação das instalações existentes, o Estado terá em conta a vantagem de concentrar instalações, evitando pequenas actividades dispersas. Os futuros concessionários só poderão ser empresas portuguesas singulares ou colectivas e, quando colectivas, terão, pelo menos, dois terços de capital português [16]."

A Lei nº 2002 definiu a doutrina dentro da qual havia de enquadrar-se toda a execução da política nacional de electrificação, que ia começar.

É certo que muitas das suas disposições, longe de serem inovadoras, repetiam conceitos já conhecidos, dispersos por variada legislação. Apesar disso, a reunião desses conceitos genéricos num novo diploma legal, constituindo um corpo completo de doutrina e agitando um problema de primordial interesse para a Nação, teve a imediata vantagem de permitir lançar as soluções que se impunham com mais premente urgência e de chamar para elas a atenção do País, que as recebeu num ambiente de confiante expectativa, se não de entusiasmo.

Assim começaram a surgir os grandes empreendimentos eléctricos em escala até então desconhecida em Portugal: os **aproveitamentos hidroeléctricos** do **Zêzere**, do **Cávado**, do **Tejo** e do **Douro**, a construção da **rede nacional de transporte** com linhas a 150 kV e 220 kV e a extensão das redes de média tensão ao Baixo Alentejo, Algarve, Trás-os-Montes e Alto Minho [16].

Em **Março de 1945** é aprovada a **lei nº 2005**, do **Fomento e Reorganização Industrial**, também ela da autoria de Ferreira Dias, que ficou a constituir a peça mais emblemática da ofensiva industrialista e o mais persistente projecto de industrialização adoptado pelo Estado Novo [13].

Ainda nesse ano começam-se a criar as bases para a construção daqueles que seriam os primeiros grandes aproveitamentos hidroeléctricos nacionais com a constituição da **Hidro-Eléctrica do Cávado** e a **Hidro-Eléctrica do Zêzere.**

Em 1947, o Governo constitui a **Companhia Nacional de Electricidade**, à qual é outorgada a "concessão para estabelecimento e exploração de linha de transporte e subestações destinadas à interligação dos sistemas Zêzere e Cávado, entre si e com os sistemas existentes, e ao abastecimento de energia eléctrica aos grandes centros de consumo" [4].

Entre 1930 e 1950, para além do reforço de potência da **central do Lindoso** com mais **30 MW**, são realizados os seguintes aproveitamentos dignos de referência:

Tabela 2.2 - Aproveitamentos realizados entre 1930 e 1950 [4]

Ano	Nome	Rio	Potência Instalada (MW)
1937	Ermal	Ave	4,7 +6,5 em 1947
1939	Guilhofrei	Ave	1,6
1942	Ponte da Esperança	Ave	2,8
1943	Santa Luzia	Unhais	23,2
1945	Senhora do Porto	Ave	8,8

No ano de **1950** a energia eléctrica era produzida em 632 centrais, com a potência total instalada de 345 MW, das quais 113 hidráulicas com 152,8 MW (44,3%) e 519 térmicas com 192,4 MW (55,7%). Destas centrais 569 tinham potência inferior a 0,5 MW e apenas 14 ultrapassavam os 5 MW: sete hidráulicas (100,5 MW) e sete térmicas (125,2 MW). A produção total foi de 941,8 GWh cabendo 436,8 GWh (46,4%) às centrais hidráulicas e 504,8 GWh (53,6%) às térmicas. O consumo de energia eléctrica fica ainda abaixo dos 100 kWh por habitante (99,3 kWh) [8].

Os anos 50 são a década de ouro da hidroelectricidade em Portugal. Foi nesta década que entraram em funcionamento os **primeiros grandes aproveitamentos hidroeléctricos.** Estes aproveitamentos viriam a modificar completamente os aspectos da produção e consumo de energia eléctrica e impulsionaram o desenvolvimento industrial do país.

Em **21 de Janeiro de 1951** entra em funcionamento o aproveitamento hidroeléctrico de **Castelo de Bode**, no rio **Zêzere**, com **139 MW** de potência instalada. Alguns meses mais tarde é inaugurado, no mesmo ano, o aproveitamento hidroeléctrico de **Venda Nova**, no rio **Rabagão**, com **81 MW** de potência instalada. Ainda em 1951 entra em funcionamento o aproveitamento de **Belver**, no rio **Tejo**, com **32 MW** de potência instalada [4].

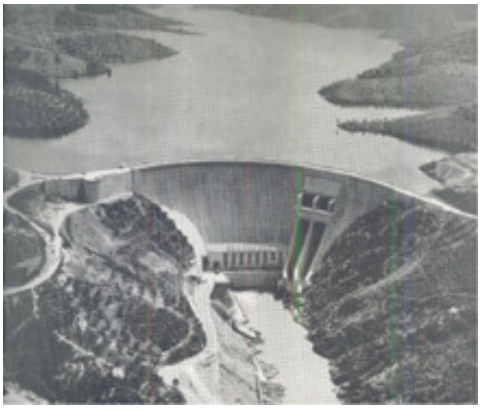


Figura 2.6 - Barragem de Castelo de Bode após a construção [17]

Com a construção deste tipo de aproveitamentos efectuava-se a **transição** dos aproveitamentos de **fio-de-água**, e tudo aquilo que era inerente a este tipo de aproveitamentos (enorme capacidade de produção, mas altamente irregular, chegando por vezes a verificar-se longos períodos sem produção, em casos extremos de seca ou de cheias), para os aproveitamentos de **albufeira**, muito mais regulares, capazes de produzir durante grande parte do ano devido à energia armazenada, contribuindo desta forma para uma qualidade de serviço substancialmente melhor. Esta qualidade de serviço reflectiu-se no aumento dos consumos tanto ao nível doméstico como ao nível industrial.

Nesta década foram construídos vários aproveitamentos hidroeléctricos de albufeira, explorando-se principalmente as bacias do **Cávado** e do **Tejo**, e dando início à exploração do **Douro Internacional**.

Tabela 2.3 - Aproveitamentos hidroeléctricos mais importantes construídos na década de 50 [4]

Ano	Nome	Rio	Potência Instalada (MW)
1951	Castelo de Bode	Zêzere	139
	Venda Nova	Rabagão	81
	Pracana	Ocreza	15
	Belver	Tejo	32
1953	Salamonde	Cávado	42
1954	Cabril	Zêzere	97
1955	Caniçada	Cávado	60
	Bouçã	Zêzere	50
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Int.	180
1960	Miranda	Douro Int.	174

A construção destes aproveitamentos permitiu **triplicar a potência instalada** em Portugal e fez com que, **em 1960**, **80% da potência instalada e 95% da energia eléctrica consumida fosse de origem hidroeléctrica** [18].

É de salientar que neste período entrou também em funcionamento a central da **Tapada do Outeiro**, destinada a consumir combustíveis nacionais, que tinha as funções de **apoio e reserva** [4].

No ano de **1960** a energia eléctrica era produzida em 418 centrais, com a potência total instalada de 1335 MW, das quais 117 hidráulicas com 1085,2 MW (81,2%) e 301 térmicas com 249,8 MW (18,8%). Destas centrais 359 tinham potência inferior a 1 MW; 15 potência compreendida entre 10 e 50 MW, das quais dez hidráulicas (224,5 MW) e cinco térmicas (99,7 MW); e oito com potência superior a 50 MW, das quais sete hidráulicas (782 MW) e uma térmica (52 MW). A produção total foi de 3263,4 GWh, cabendo 3104,8 GWh (95,1%) às centrais hidráulicas e 158,6 GWh (4,9%) às térmicas. A capitação do consumo de energia eléctrica subira para 328 kWh [8].

A evolução entre 1950 e 1960 pode, assim, caracterizar-se por: aumento do número de centrais hidráulicas de 113 para 117 (mais 3,5%), e da sua potência global, de 152,8 MW para 1085,2 MW (mais 610,2%); grande redução do número das centrais térmicas, de 519 para 301 (menos 42,0%) e aumento da sua potência global, de 192,4 MW para 249,8 MW (mais 29,8%); mudança de sentido nas percentagens da potência global instalada distribuída por centrais

hidráulicas e térmicas, respectivamente de 44,3% e 55,7% para 81,2% e 18,8%; grande aumento da produção de energia, de 941,8 GWh para 3104,8 GWh (mais 229,6%) e inversão da sua distribuição por centrais hidráulicas e térmicas, respectivamente de 46,4% e 53,6% para 95,1% e 4,9%; e apreciável acréscimo da capitação do consumo, de 99,3 kWh para 328 kWh (mais 230,3%) [8].

Na década de 60 assiste-se a uma evolução do sistema electroprodutor e a um crescimento do consumo, o que provoca um aumento do número de centrais térmicas em funcionamento e uma grande desaceleração na evolução da produção de origem hidráulica.

Apenas três grandes aproveitamentos hidroeléctricos entram em funcionamento, dando-se no entanto início à construção dos aproveitamentos do Carrapatelo, Régua e Valeira, no Douro nacional, de Vilarinho das Furnas, no rio Homem, e de Fratel, no rio Tejo.

Tabela 2.4 - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 60 [4]

Ano	Nome	Rio	Potência Instalada (MW)
1964	Bemposta	Douro	210
	Alto Rabagão	Rabagão	72
1965	Vilar-Tabuaço	Távora	64

Destes aproveitamentos é importante salientar o **Alto Rabagão**, que foi o **primeiro aproveitamento do país com instalação de bombagem**.

Com a sua enorme albufeira de 1100 milhões m^3, situada nas cabeceiras do rio, à elevada altitude de 900 metros, o que explica a sua adequação à função de regularização interanual, por transferência de energia para os anos secos, possui uma central equipada com grupos geradores reversíveis turbina-bomba, o que lhe permite aproveitar energias excedentes em regime diário, embora seja mais característico de um tipo de bombagem de ciclo sazonal [19].

No final da década, dando corpo ao anúncio de reestruturação do sector, incluso no Decreto-Lei nº 47 240, que referia as crescentes dificuldades de acordo na repartição da receita comum proveniente das vendas de energia às empresas de grande distribuição [19], é publicado o Decreto-Lei nº 49 211, de 27 de Agosto de 1969, no qual é *"autorizada a fusão das sociedades concessionárias de aproveitamentos hidroeléctricos, de empreendimentos termoeléctricos e de transporte de energia eléctrica cujos centros e instalações constituem a Rede Eléctrica Primária"*. A fusão veio a concretizar-se em Dezembro desse ano, com a criação da **CPE – Companhia Portuguesa de Electricidade**, abrangendo 5 empresas: as Hidro-

Eléctricas do Cávado, Douro e Zêzere, a Empresa Termoeléctrica Portuguesa e a Companhia Nacional de Electricidade [4].

No ano de **1970** a energia eléctrica era produzida por 332 centrais, com a potência total instalada de 2186,1 MW, das quais 115 hidráulicas com 1555,7 MW (71,2%) e 217 térmicas com 630,4 MW (28,8%). Destas centrais, 265 tinham potência inferior a 1 MW; 26 compreendida entre 10 MW e 50 MW, das quais 20 hidráulicas (223,8 MW) e seis térmicas (136,5 MW); e doze superior a 50 MW, sendo dez hidráulicas (1247 MW) e duas térmicas (400 MW). A produção total foi de 7294,2 GWh, cabendo 5789,6 GWh (79,4%) às centrais hidráulicas e 1504,6 GWh (20,6%) às térmicas. A capitação do consumo de energia térmica subira para 685,2 kWh. Havia 1342 km de linhas a 150 kV e 1451 km a 220 kV.

A evolução entre 1960 e 1970 caracterizou-se por: pequena redução do número das centrais hidráulicas, de 117 para 115 (menos 1,7%), e apreciável aumento da sua potência global, de 1085,2 MW para 1555,7 MW (mais 43,4%); grande redução do número das centrais térmicas, de 301 para 217 (menos 27,9%) e substancial aumento da sua potência global, de 249,8 MW para 630,4 MW (mais 152,3%); variação nas percentagens da potência global instalada distribuída por centrais hidráulicas e térmicas, respectivamente de 81,2% e 18,8% para 71,2% e 28,8%; apreciável aumento da produção de energia, de 3104,8 GWh para 7294,2 GWh (mais 134,9%), e variação nas percentagens da produção por centrais hidráulicas e térmicas, respectivamente de 95,1% e 4,9% para 79,4% e 20,6% (variação devida, em grande parte, à fraca hidraulicidade do ano de 1970); e significativo acréscimo da capitação do consumo, de 328 kWh para 685,2 kWh (mais 108,9%) [8].

A década de 70 é marcada pelo início de funcionamento de várias centrais térmicas, provocando uma mudança no sistema electroprodutor, que desde de 1950 era largamente dominado pela hidroelectricidade.

Este crescimento do número de centrais térmicas é justificado pela elevada taxa de crescimento dos consumos de electricidade, provocada pelo desenvolvimento económico e pela electrificação do país.

São então construídas as centrais do Carregado, de Setúbal, Tunes e Alto de Mira, sendo que as duas últimas são centrais de turbina a gás de arranque rápido [4], [19].

Em 1973 ocorre o choque petrolífero afectando a central de Setúbal que, em 1972 tinha sido programada para a queima de fuel. Ainda houve a ideia de a transformar para a queima de carvão, mas como a decisão não foi imediatamente tomada, mais tarde tornou-se inviável [12].

Entretanto, e apesar de se atravessar uma fase em que a produção de energia eléctrica de origem hidráulica assume uma posição menos relevante no sistema electroprodutor, entram em funcionamento vários aproveitamentos hidroeléctricos, sendo de destacar o início de exploração das águas do Douro nacional.

Tabela 2.5 - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 70 [4]

Ano	Nome	Rio	Potência Instalada (MW)
1971	Carrapatelo	Douro Nac.	180
1972	V. das Furnas	Homem	64
1973	Régua	Douro Nac.	156
1974	Fratel	Tejo	130
1976	Valeira	Douro Nac.	216

Ainda nesta década dá-se a revolução de Abril de 1974 que se revela como o momento político que transforma radicalmente o sector. Dá-se início ao processo de nacionalização de várias empresas. Com a publicação do Decreto-Lei nº 205-G/75 de 16 de Abril em 1975, estabelece-se a nacionalização das empresas de produção e distribuição de energia eléctrica e cria-se uma comissão de reestruturação. Mais tarde, através do Decreto-Lei nº 502/76, de 30 de Junho, concretizam-se as opções desta comissão e desse processo nasce a Electricidade de Portugal (EDP) – Empresa Pública, que integrou em si todas as empresas do sector eléctrico com o objectivo de prestar um serviço público que se pretendia em regime de exclusividade [19], [20].

A década de **80** inicia-se com anos secos e com a produção hidráulica a situar-se a um terço do consumo total, obrigando a importações expressivas de França e Espanha, tendo estas atingido 25% do consumo total no ano de 1981.

Este cenário exigiu naturalmente um esforço continuado de investimento em novos centros produtores e, simultaneamente, imprimiu um elevado ritmo de realizações [21].

Para além da entrada em funcionamento das centrais térmicas a carvão de Sines e do Pego, são também inaugurados uma série de aproveitamentos hidroeléctricos.

Tabela 2.6 - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 80 [4]

Ano	Nome	Rio	Potência Instalada (MW)
1981	Aguieira	Mondego	270
1982	Raiva	Mondego	20
1983	Pocinho	Douro Nac.	186
1985	Crestuma	Douro Nac.	105
1988	V. das Furnas II	Homem	74
1988	Torrão	Tâmega	146

Destes aproveitamentos são de realçar os de **Pocinho** e **Crestuma**, que finalizam o conjunto de aproveitamentos do rio Douro, o mais importante do país em termos energéticos. Com a construção destes aproveitamentos foi possível alcançar a **plena navegabilidade** do Douro.

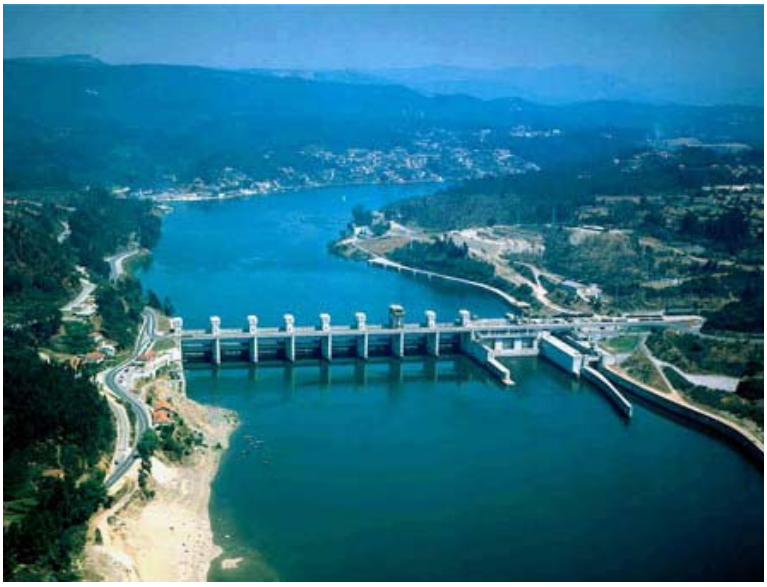


Figura 2.7- Aproveitamento hidroeléctrico de Crestuma-Lever

Nos anos **90** assiste-se a um abrandamento da construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos. Apenas o aproveitamento do **Alto Lindoso**, inaugurado em **1992**, no rio **Lima**, é digno desse registo, com **630 MW** de potência instalada.

Outros aproveitamentos de menores dimensões entram também em funcionamento, assim como são efectuados alguns reforços de potência em aproveitamentos já existentes.

Tabela 2.7 - Grandes aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 80 [4]

Ano	Nome	Rio	Potência Instalada (MW)
1992	Alto Lindoso	Lima	634
1993	Touvedo	Lima	22
	Caldeirão	Mondego	32
	Pracana II	Tejo	26
	Sabugueiro II	Mondego	10
1995	Miranda II	Douro Int.	194

Este abrandamento da construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos deveu-se a uma redução significativa da taxa anual de crescimento dos consumos e, principalmente, às questões ambientais que empreendimentos deste tipo geram.

As preocupações de índole ambiental são integradas na legislação nacional, sendo os aproveitamentos hidroeléctricos sujeitos a estudos de impacte ambiental bastante rigorosos e a processos com tempos muito demorados, muitas das vezes praticamente incompatíveis com os prazos de construção destes empreendimentos e as necessidades de evolução do parque electroprodutor [2].

Também na década de 90, o Governo define as bases do **SEP - Sistema Eléctrico de Abastecimento Público** -, em 1991, e liberaliza o uso de redes integradas no SEP, em regime *"open access"*, ambos em plena consonância com o defendido pela Comissão Europeia para o lançamento do **Mercado Interno da Electricidade**. Em 1995 ficam perfeitamente consagradas as funções que cabem a cada interveniente do sector eléctrico, quer no **Sistema Eléctrico Público**, quer no **Sistema Eléctrico Independente e Não Vinculado**, dando origem ao **SEN - Sistema Eléctrico Nacional** [21].

Em **1994** é criada a **REN - Rede Eléctrica Nacional** - como subsidiária da EDP, alcançando a separação jurídica em 2000, através do Decreto-Lei nº 198/2000. Desta forma criou-se uma separação entre as empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte e as empresas que desenvolvem actividades de produção ou distribuição de electricidade.

No ano **2000** a potência total instalada em centrais pertencentes ao SEP era de 8758 MW e a energia produzida foi de 34489 GWh. A componente hidroeléctrica representava 45% da potência total instalada (3903 MW) e contribuiu com 10227 GWh (30%) da emissão total de

energia. Por seu lado a componente termoeléctrica representava 55% da potência total instalada (4855 MW) e contribuiu com 24262 GWh (70%) da emissão total de energia [4].

Na década actual apenas entraram em serviço mais 500 MW hídricos, correspondentes essencialmente à central do **Alqueva**, no rio **Guadiana**, com uma potência instalada de **260 MW**, e à central de **Frades**, também no rio **Guadiana**, com uma potência instalada de **200 MW** [18].

Figura 2.8- Aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva [22]

No mesmo período entraram em serviço mais de 1650 MW térmicos, concentrados na central do Ribatejo (gás, ciclo combinado, 1180 MW) [18].

No final de **2006**, a potência instalada no parque electroprodutor do sistema eléctrico nacional ultrapassava os **13600 MW**, dos quais cerca de **36% com origem hidroeléctrica** (**4580 MW** nas médias e grandes hídricas e os restantes **370 MW** nas pequenas centrais hidroeléctricas).

Em **2007** é aprovado o **Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)** que será objecto de estudo desta dissertação.

2.2. Situação Actual

A maior parte da produção hidroeléctrica pertence à EDP e está concentrada nas regiões centro e norte do país, como se pode observar na figura seguinte. No Anexo I é possível verificar as características de cada aproveitamento.

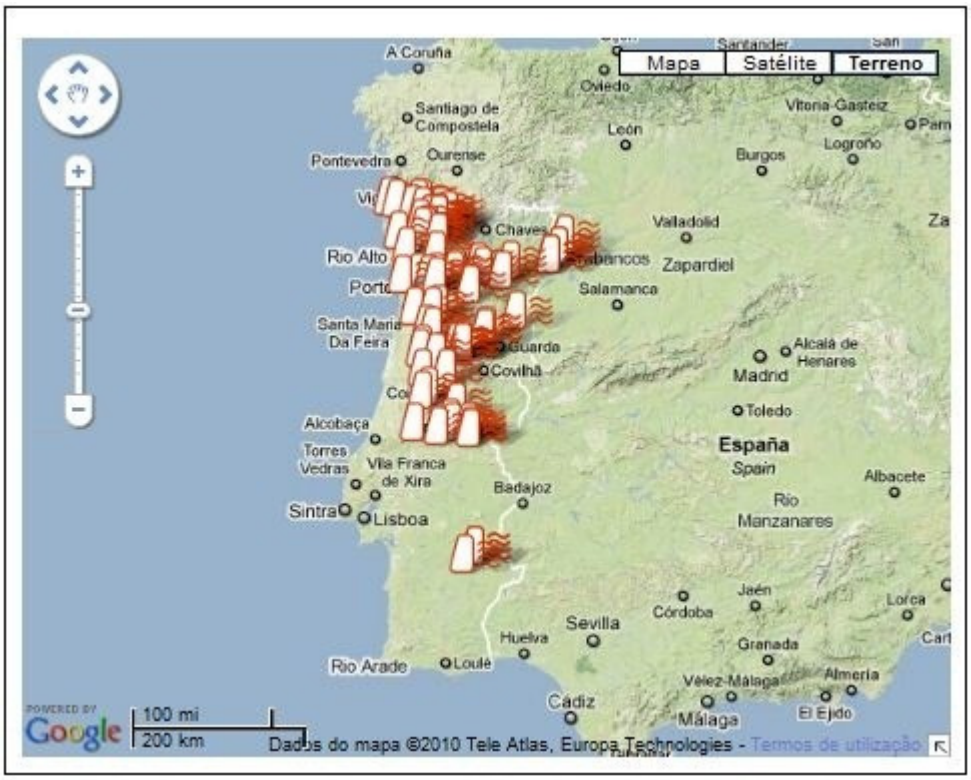


Figura 2.9 - Localização geográfica dos aproveitamentos hidroeléctricos existentes em Portugal [23]

Esta disposição deve-se ao facto de as bacias hidrográficas das regiões centro e norte do país oferecerem melhores condições de produção de energia eléctrica do que as restantes. Devido a isso, os primeiros empreendimentos foram realizados no norte e apenas umas décadas mais tarde se começou a explorar o potencial hidroeléctrico do sul do país, como se pode verificar no ponto anterior.

Estes aproveitamentos foram sendo construídos ao longo do século XX, tal como já foi referido anteriormente, dando origem a **4578 MW** de potência hidroeléctrica instalada em Portugal actualmente.

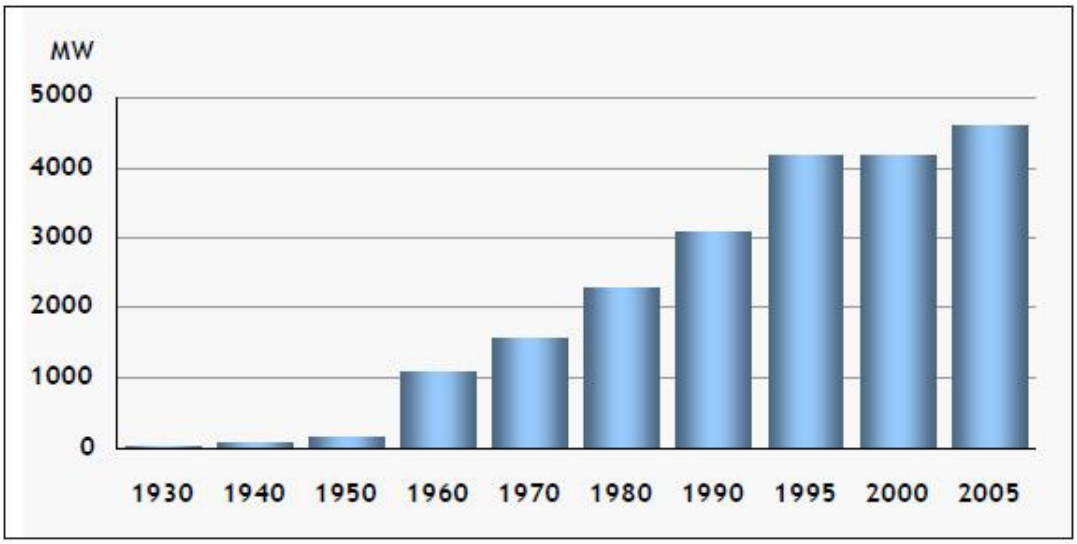


Figura 2.10 - Evolução da potência hidroeléctrica em Portugal [2]

Através do gráfico da Figura 2.10 é possível verificar o grande aumento de potência hidroeléctrica instalada, na década de 50, provocado pelo início da construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos. A partir desta década a evolução da potência hidroeléctrica aconteceu a uma taxa de crescimento aproximadamente constante até à década de 90. Desde o início da segunda metade da década de 90 que a potência hidroeléctrica instalada em Portugal pouco tem evoluído até aos dias de hoje.

Na figura seguinte é possível observar a evolução do peso da potência hidroeléctrica no sistema electroprodutor nacional.

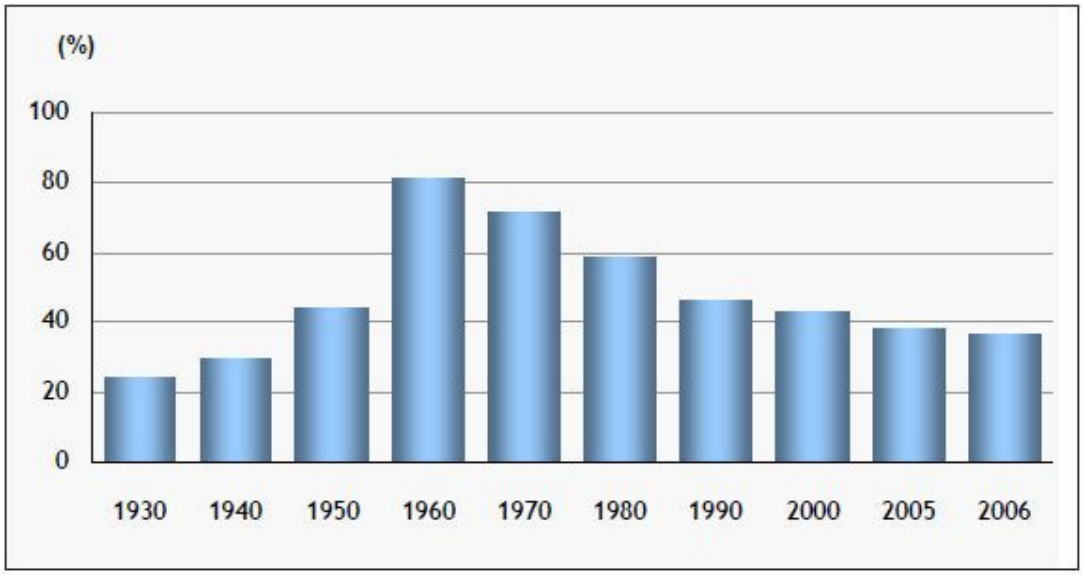


Figura 2.11 - Evolução da quota de potência hidroeléctrica no parque electroprodutor [2]

Através do gráfico da figura anterior é perceptível a **predominância da componente térmica** no sistema electroprodutor nacional, apenas contrariada pelo período entre as décadas de 60 e 80, em que a componente hídrica foi superior.

É também interessante verificar a energia de origem hidráulica produzida ao longo dos anos, que, excepto o já referido período entre as décadas de 60 e 80, foi sempre inferior à energia de origem térmica produzida.

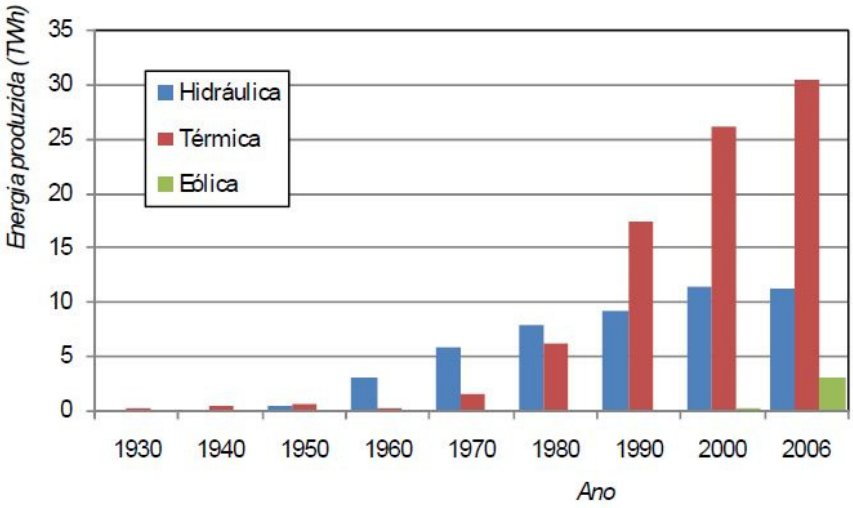


Figura 2.12 - Evolução da energia hidroeléctrica produzida em Portugal [18]

Neste caso é importante ressalvar que a produção depende muito das condições meteorológicas verificadas ao longo do ano, nomeadamente a pluviosidade.

A diferença verificada entre os períodos de verão e inverno é também considerável, como se pode verificar pelos gráficos seguintes.

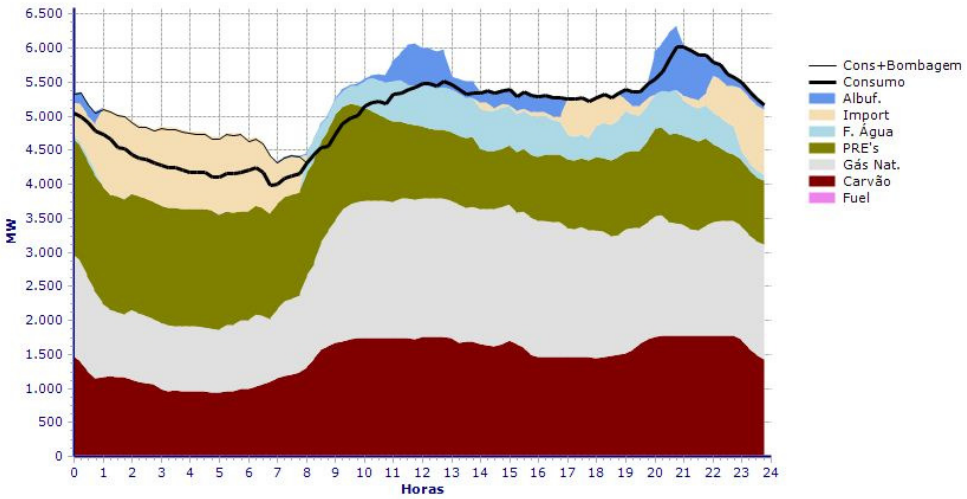


Figura 2.13 - Diagrama de cargas diário, em dia de verão (22-08-09) [24]

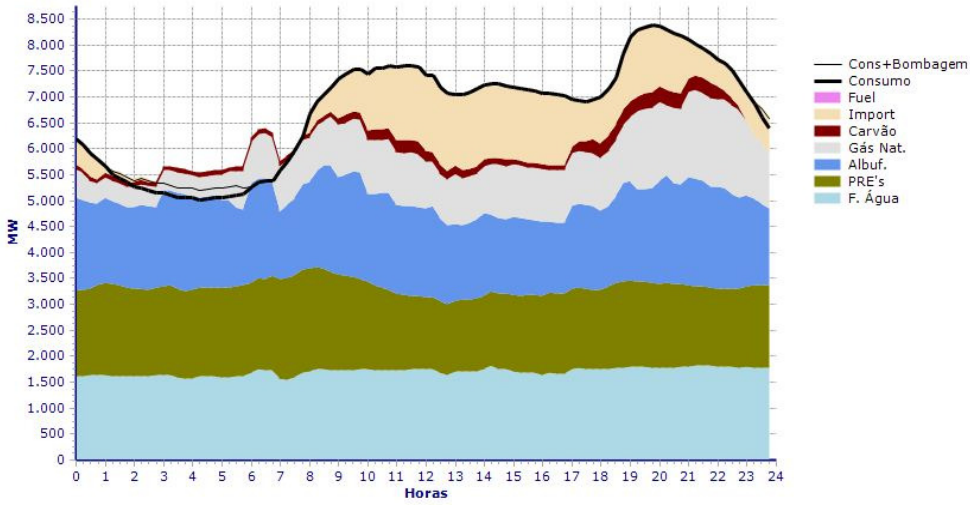


Figura 2.14 - Diagrama de cargas diário, em dia de inverno (10-03-10) [24]

Através destes gráficos é perfeitamente visível que no inverno a disponibilidade de água é muito maior, permitindo que as centrais hidroeléctricas funcionem durante todo o dia. Já no verão, a disponibilidade de água é bastante menor e as centrais térmicas asseguram a base do diagrama de cargas enquanto as hídricas apenas entram em funcionamento nas horas de cheias e pontas.

É ainda de salientar que, hoje em dia, com um sistema electroprodutor bastante complexo e com uma grande variedade de fontes de produção, algumas delas de carácter intermitente e imprevisível, as centrais hidroeléctricas têm uma importância e utilidade que vai mais além do que a mera produção de energia eléctrica. A enorme disponibilidade e flexibilidade das centrais hidroeléctricas constituem uma mais-valia para o sistema electroprodutor. Em caso de uma ocorrência acidental, por exemplo um disparo de um grupo térmico, é possível colocar rapidamente na rede a potência disponível dos grupos que já estão em produção e arrancar rapidamente outros que estejam parados.

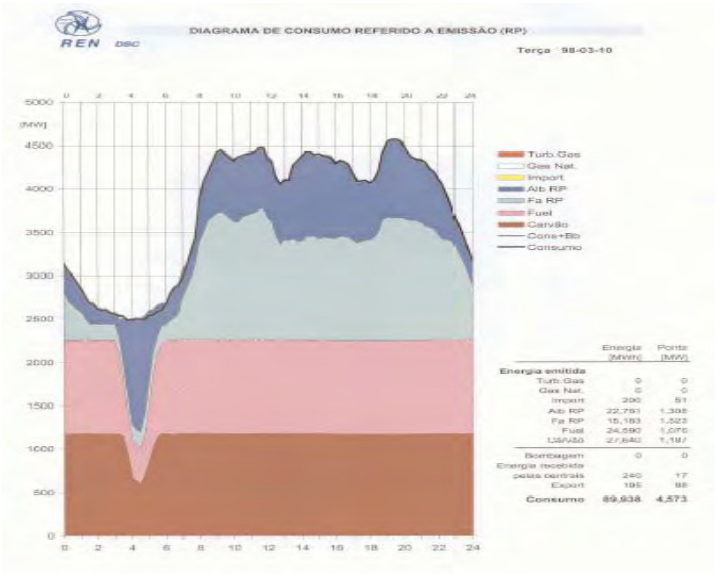


Figura 2.15 - Ocorrência de falha numa central termoeléctrica [2]

No gráfico anterior pode-se verificar que na ocorrência de uma falha de dois grupos da central termoeléctrica de Sines, foi necessário recorrer às centrais hidroeléctricas, o que permitiu de imediato o ajuste entre a curva da procura e a da oferta [2].

Para além disso são de grande utilidade para armazenar a energia excedentária proveniente, principalmente, das outras formas de energia renovável. Numa altura em que a penetração de energia eólica na rede eléctrica é cada vez mais substancial, as centrais hídricas com capacidade reversível ganham cada vez mais importância.

Capítulo 3

O PNBEPH

Neste capítulo é efectuada uma breve descrição do PNBEPH, dando ênfase à forma como este foi elaborado e abordando os seus pontos mais importantes, de modo a que o trabalho desenvolvido nesta dissertação seja mais facilmente compreendido.

Devido à necessidade de explicar da melhor forma os conteúdos do PNBEPH, existem várias transcrições do programa contidas neste capítulo.

Cada um dos pontos seguintes corresponde a um capítulo da Memória do PNBEPH.

3.1. Introdução

3.1.1. Objectivos e âmbito

O PNBEPH é um programa governamental que foi elaborado pelo consórcio COBA/PROCESL e o acompanhamento dos estudos foi assegurado por uma comissão de acompanhamento, integrando a REN, o INAG, e a DGEG.

Este programa tem como objectivo identificar e definir prioridades para os investimentos a realizar em aproveitamentos hidroeléctricos no horizonte 2007-2020 [18].

Com a execução deste programa pretende-se atingir os **7000 MW** de potência hidroeléctrica instalada em Portugal, em **2020**, sendo que os novos grandes aproveitamentos a implementar deverão contribuir com uma potência instalada na ordem dos **2000 MW**.

Foram estudados 25 aproveitamentos hidroeléctricos, previamente seleccionados de um conjunto alargado a nível nacional inventariado pela REN, e apurados apenas **10** que deverão ser implementados para se atingirem as metas estabelecidas.

No PNBEPH **não** foram analisados aproveitamentos hidroeléctricos do tipo **bombagem pura**. A justificação dada para esta não inclusão no programa foi o facto de se ter considerado que este tipo de aproveitamentos apresentam características e objectivos

específicos que não se enquadram com uma comparação com aproveitamentos hidroeléctricos convencionais.

3.1.2. Políticas Energéticas

O PNBEPH foi elaborado tendo em vista a política energética nacional cujos objectivos são[18]:

- Garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos, e da promoção da eficiência energética, tanto na cadeia da oferta como na da procura de energia;
- Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e a eficiência das empresas (quer as do sector energético quer as de outros sectores);
- Garantir a adequação ambiental de todo o processo energético, reduzindo os impactes ambientais às diversas escalas – local, regional e global – nomeadamente no que respeita à intensidade carbónica do PIB.

A política energética da União Europeia (UE) também serviu de impulso á realização do PNBEPH, nomeadamente no que se refere ao aumento de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis e à diminuição das emissões de GEE.

Na sequência destas políticas, o Governo decidiu definir novas metas para 2007-2010, apostando na diversificação das tecnologias de produção.

Tabela 3.1 - Metas a atingir na produção de energias renováveis [18]

Referência	Metas Anteriores	Novas Metas
Produção de electricidade com base em energias renováveis	39% do consumo bruto	45% do consumo bruto
Energia hidroeléctrica	46% do potencial 5000 MW em 2010	7000 MW em 2020, 70% do potencial (5575 MW em 2010)
Energia eólica	3750 MW	5100 MW em novas instalações + 600 MW por upgrade do equipamento, em 2010
Biomassa	100 MW	150 MW
Solar	50 MW	150 MW
Ondas	50 MW	250 MW em zona piloto
Biogás	50 MW	100 MW
Biocombustíveis utilizados nos transportes rodoviários	5,75%	10%
Micro-geração	-	50000 sistemas

Como se pode observar pela tabela anterior existe um grande aumento da produção eólica que se deve em grande parte às excelentes condições verificadas em Portugal e pelo amadurecimento tecnológico atingido pelos equipamentos.

No entanto esta aposta na energia eólica tem alguns inconvenientes ao nível técnico, nomeadamente o facto de explorar um recurso tão irregular e imprevisível como o vento. Torna-se necessário que existam equipamentos de reserva capazes de, rapidamente, poderem entrar ou sair de serviço de forma a complementarem a produção eólica.

Uma vez que as centrais térmicas possuem elevados tempos de arranque e paragem, associados a custos também bastante elevados, e a exportação de energia eólica excedentária está posta de parte, já que as condições ventosas em Portugal e Espanha são semelhantes, recorre-se, normalmente, às centrais hidroeléctricas para complementarem as flutuações da energia eólica.

As centrais hidroeléctricas possuem tempos de arranque e paragem bastante rápidos e uma grande flexibilidade de variação de produção. Se estas centrais possuírem equipamentos reversíveis torna-se possível que entrem em serviço quer quando a produção eólica é inferior à prevista quer quando ela é superior, utilizando-se nestes casos a energia eólica excedentária para bombar água para um reservatório superior, a qual será turbinada mais tarde quando as necessidades forem maiores.

Nos estudos realizados verificou-se que seria conveniente dispor de uma capacidade reversível da ordem de **1 MW por cada 3,5 MW eólicos**, o que corresponderá à necessidade de instalação de uma potência reversível da ordem de **1600 MW**, de modo a regularizar a energia produzida pelos **5700 MW** eólicos previstos [18].

As restantes energias renováveis presentes na Tabela 3.1 são consideradas menos significativas, a médio prazo, quer por razões tecnológicas e/ou económicas, quer pelos impactes ambientais que lhes estão associados.

3.1.3. Posicionamento da hidroelectricidade no diagrama de cargas e efeito do aumento da capacidade eólica

No sistema electroprodutor nacional as centrais hidroeléctricas concentram a sua produção nas horas de cheias e pontas do diagrama de cargas, devido à sua rápida resposta na entrada e saída de serviço, excepto em períodos muito húmidos, em que podem operar continuamente de modo a minimizar os caudais descarregados nas barragens.

Nas horas de vazio a energia excedentária é utilizada para efectuar as actividades de bombagem. Portugal possuía, em 2007, uma capacidade reversível da ordem dos 1000 MW.

Na elaboração do PNBEPH foram efectuadas previsões de consumo e de produção eólica para os anos de 2010 e 2011.

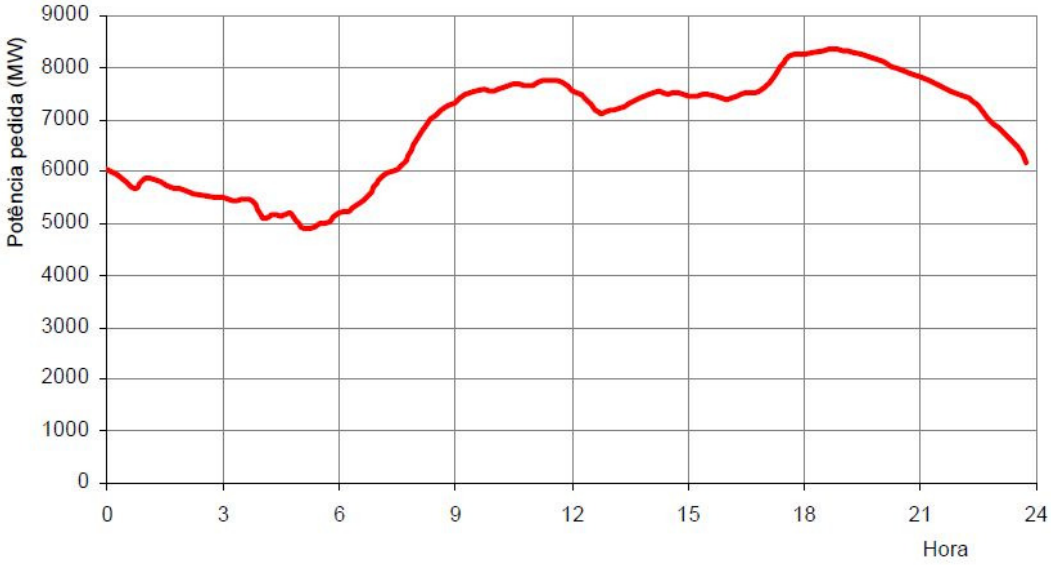


Figura 3.1 - Diagrama de cargas previsto em 2011 num dia de meia estação [18]

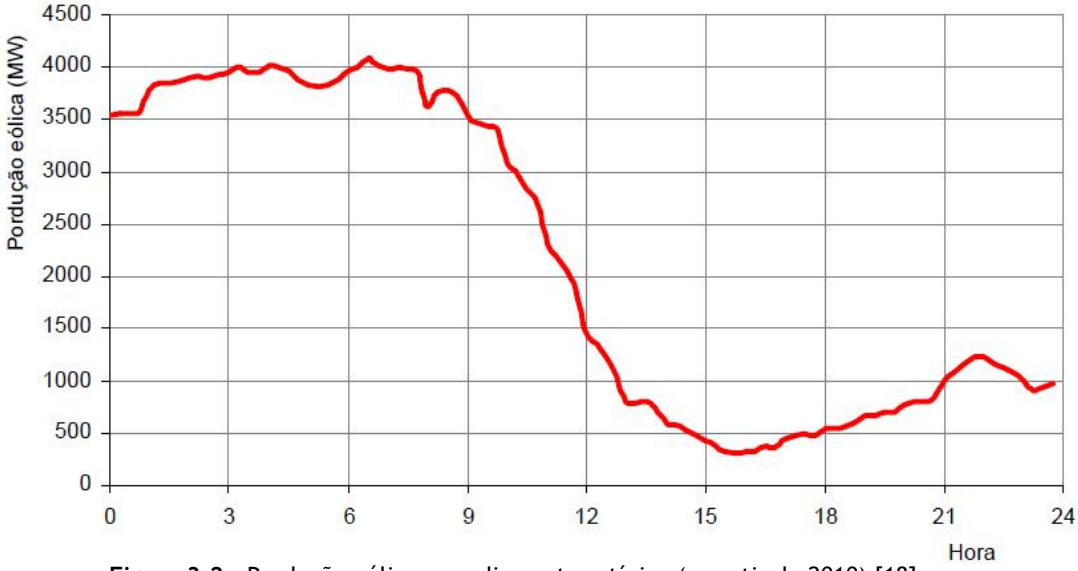


Figura 3.2 - Produção eólica num dia ventoso típico (a partir de 2010) [18]

Com base nestas previsões, e tendo em conta o parque electroprodutor existente, chegou-se a uma possível solução do diagrama de cargas, quer num dia de baixa hidraulicidade, quer num dia de hidraulicidade média.

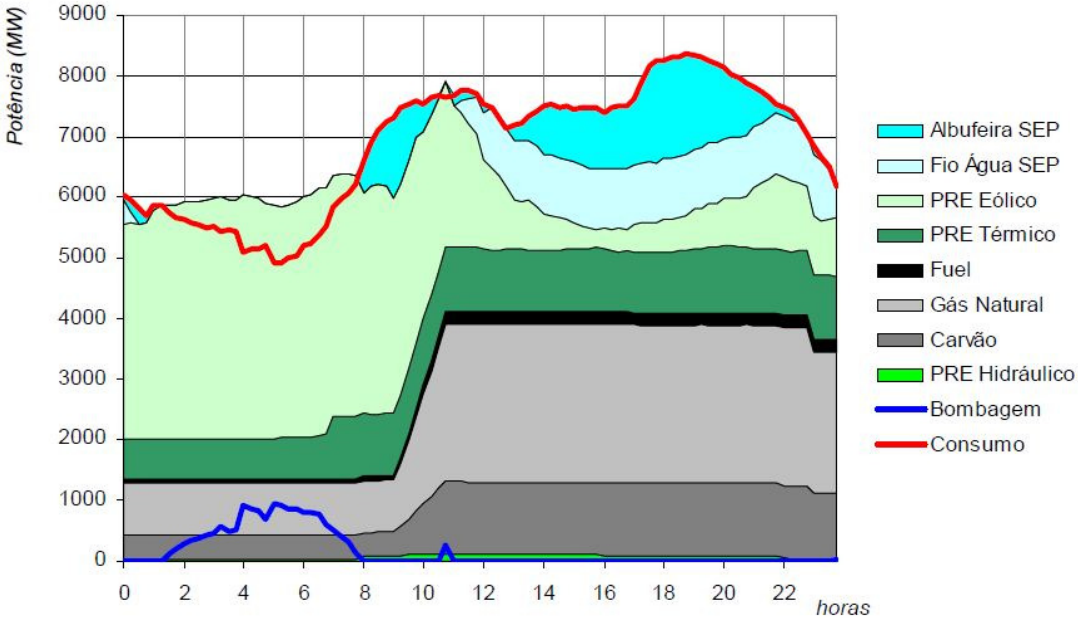


Figura 3.3 - Diagrama de cargas em 2010 - Dia ventoso de baixa hidraulicidade [18]

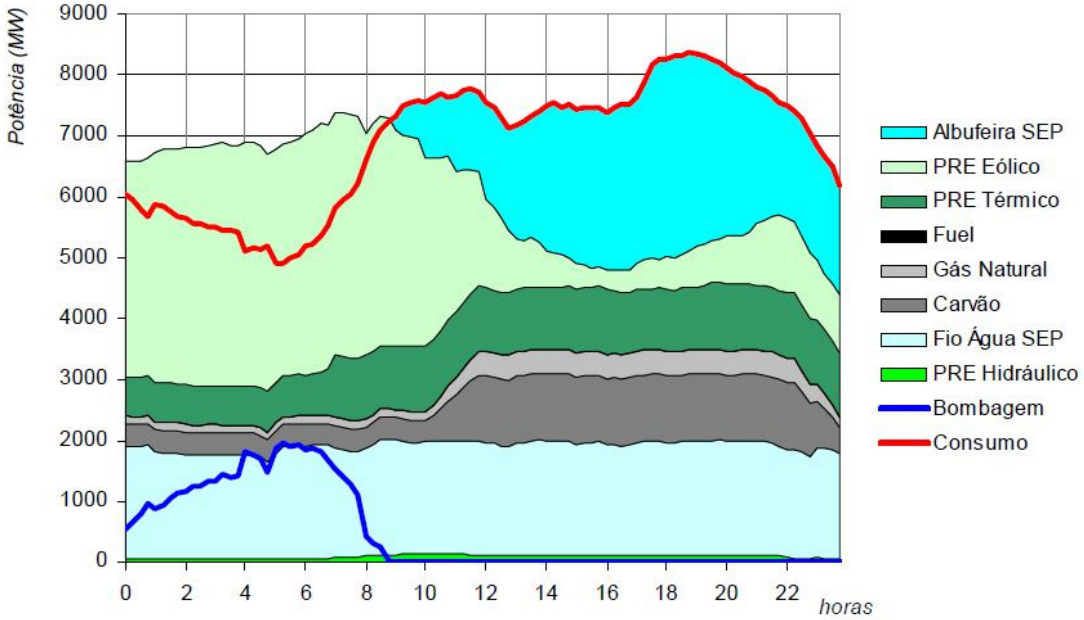


Figura 3.4 - Diagrama de cargas em 2010 - Dia ventoso de hidraulicidade média [18]

Considerando o caso em que a produção térmica é bastante menor (Figura 3.3), a potência de bombagem requerida é da ordem dos **2000 MW**. Este valor é superior ao referido anteriormente (**1600 MW**), no entanto é necessário ter em conta que os 5700 MW eólicos previstos ficam bastante longe de esgotar o potencial eólico nacional, levando a que o aumento da capacidade reversível seja uma mais valia adicional, ao permitir aumentar a potência eólica instalada.

3.1.4. Outras utilizações dos aproveitamentos hidroeléctricos

Os aproveitamentos hidroeléctricos não se restringem apenas à produção/regularização de energia eléctrica. Possuem muitos outros usos como o **fornecimento de água para abastecimento e para rega, o controlo de cheias, o combate a incêndios florestais, o lazer e os usos ambientais** (garantia de qualidade da água a jusante e manutenção de caudais ambientais). No entanto, para satisfazer este tipo de utilizações são necessárias albufeiras com capacidade de armazenamento significativa.

Na Figura 2.9 é possível observar que a maior parte dos aproveitamentos hidroeléctricos se situa nas regiões centro e norte do país, no entanto é também nestas regiões que a capacidade de armazenamento das albufeiras é bastante diminuta, como se pode observar na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Capacidade de armazenamento e potência instalada por bacia hidrográfica [18]

Bacia hidrográfica	Afluências anuais actuais (hm^3)	Capacidade útil das albufeiras (hm^3)	Capacidade útil das albufeiras em % das afluências	Potência hidroeléctrica (MW)
Lima	3000	355	12%	650
Cávado	2300	1142	50%	630
Douro	18500	380	2%	2000
Vouga	2000	0	0%	0
Mondego	3350	361	11%	500
Tejo	12000	2355	20%	570
Guadiana	4500	3244	72%	250
Sado	1460	444	30%	0
Mira	330	240	73%	0
Ribeiras Algarve	400	341	85%	0
Total	**47800**	**8862**	**19%**	**4600**

Analisando a tabela anterior verifica-se que o Douro e o Vouga representam os casos em que a capacidade de armazenamento é praticamente inexistente. Este facto torna estas bacias totalmente dependentes do efeito de regularização dos aproveitamentos espanhóis situados a montante, deixando-as muito vulneráveis a situações climatéricas ou ambientais desfavoráveis.

3.1.5. Estratégia global de instalação de novos aproveitamentos

Da situação actual e do que já foi referido anteriormente pode concluir-se, segundo o PNBEPH, que [18]:

- O cumprimento dos objectivos ambientais estabelecidos em termos de produção de energia implica o reforço da capacidade de produção eólica e hidroeléctrica;
- A elevada capacidade eólica prevista implica o reforço da instalação de aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis, de modo a compensar as oscilações na disponibilidade eólica;
- A capacidade de armazenamento de água deverá ser distribuída de forma mais homogénea pelas diferentes bacias, de modo a equilibrar a sua capacidade de regularização e de segurança em termos de abastecimento, protecção contra cheias, usos ambientais, etc.

Com base nestas condicionantes estavam já, aquando da elaboração do PNBEPH, definidos alguns aproveitamentos a construir [18]:

- Duplicação da capacidade das centrais de Alqueva, no Guadiana (+260 MW reversíveis) e de Picote e Bemposta, no Douro (+409 MW);
- Aproveitamento de Ribeiradio, no Vouga, com 110 hm^3 de capacidade útil e 70 MW de potência instalada;
- Aproveitamento do Baixo Sabor, na bacia do Douro, com 450 hm^3 de capacidade útil e 170 MW reversíveis de potência instalada.

3.1.6. Aproveitamentos de reversibilidade pura

Como já foi referido anteriormente, não foram estudados aproveitamentos de bombagem pura no PNBEPH, uma vez que se considerou que este tipo de aproveitamentos possui características bastantes diferentes dos aproveitamentos hidroeléctricos clássicos.

Os aproveitamentos de bombagem pura são aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis cuja produtividade própria é muito inferior à produtividade que pode ser obtida com recurso à reversibilidade [18].

É de referir que o aumento de potência eólica até 2010 não poderá ser acompanhado pelos equipamentos reversíveis a construir, que apenas entrarão em funcionamento em 2012, provocando um défice de capacidade de bombagem. Este problema poderia ser solucionado recorrendo à construção de aproveitamentos de bombagem pura.

Apesar de os locais mais convenientes, em Portugal, para a instalação deste tipo de aproveitamentos ainda não estarem inventariados, já se procedeu, em estudos anteriores à análise preliminar de alguns locais promissores, como o de Linhares, no Douro.

3.2. Metodologia

Neste ponto é definida a metodologia geral seguida na elaboração dos estudos bem como as orientações e opções estratégicas que foram seguidas na selecção dos aproveitamentos que integram o PNBEPH.

3.2.1. Considerações gerais

Os estudos que visaram fundamentar e elaborar o Programa e a Declaração Ambiental, compreenderam a realização das seguintes actividades [18]:

- Recolha e análise de elementos disponíveis;
- Definição dos aproveitamentos a analisar;
- Definição de critérios de avaliação dos aproveitamentos;
- Caracterização técnica dos aproveitamentos;
- Análise económica dos aproveitamentos;
- Análise de aspectos socioeconómicos;
- Análise de aspectos ambientais;
- Avaliação da viabilidade técnica, económica, social e ambiental dos aproveitamentos;
- Selecção dos aproveitamentos a implementar.

3.2.2. Avaliação e selecção dos aproveitamentos

A selecção dos aproveitamentos hidroeléctricos a integrar o PNBEPH, foi elaborada com base numa análise multicritério, em que se ponderou os aspectos positivos e negativos associados à construção de cada aproveitamento.

Foram consideradas quatro opções estratégicas, em que se analisaram critérios de natureza técnica, económica, social e ambiental.

3.2.2.1. Opção Estratégica A: Potencial hidroeléctrico do aproveitamento

Nesta opção é avaliado, de forma quantitativa, o interesse do aproveitamento em função da respectiva valia energética, considerando os parâmetros potência instalada, produção de energia, rentabilidade económica e reversibilidade, de acordo com os seguintes critérios [18]:

- Os aproveitamentos de maior potência têm um maior interesse, por contribuírem directamente para o cumprimento das metas estabelecidas para o ano 2020. Possibilitam ainda uma rápida resposta da rede a variações bruscas da produção de origem eólica ou podem actuar como segurança da alimentação da rede em caso de falha do fornecimento não programada de energia de outras origens (nomeadamente térmica);
- Os aproveitamentos com maior produtibilidade têm maior interesse por melhor contribuírem para a redução da dependência energética nacional. Esta capacidade relaciona-se também directamente com o potencial de redução de

emissões de CO_2 associado a cada aproveitamento, e consequentemente com os aspectos ambientais relacionados com as alterações climáticas;

- Outro parâmetro utilizado para a determinação do valor a atribuir a esta opção diz respeito à taxa interna de rentabilidade (TIR), que define o interesse económico na concretização do aproveitamento;
- A possibilidade de instalação de equipamentos reversíveis aumenta o interesse dos aproveitamentos, designadamente pelo facto de potenciarem a produção de origem eólica.

3.2.2.2. Opção Estratégica B: Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica

Nesta opção é avaliado, qualitativamente, o interesse do aproveitamento em relação à existência de outros aproveitamentos hidroeléctricos existentes na bacia hidrográfica ou da sua utilização para satisfação de outros usos, considerando os seguintes critérios [18]:

- Potencial benefício para a exploração de outros aproveitamentos hidroeléctricos existentes, situados a jusante, através da regularização dos respectivos caudais afluentes e consequente maximização da produção de energia nesses aproveitamentos. Neste âmbito são também identificados eventuais conflitos na utilização dos recursos hídricos disponíveis na bacia, com prejuízo para outros aproveitamentos ou utilizações (hidroeléctricas, abastecimento de água ou outras);
- Potencial como origem de abastecimento de água para consumo humano, eventualmente com possibilidade de substituir outras origens ou infra-estruturas de abastecimento de água existentes ou planeadas;
- Potencial como origem de abastecimento de água para irrigação, quer para desenvolvimento de novas áreas agrícolas de rega ou para reforço da alimentação de áreas existentes, com eventual substituição de infra-estruturas de rega existentes ou planeadas:
- Potencial de utilização da albufeira para outros fins:
  - Capacidade para protecção contra cheias de zonas sensíveis a esses fenómenos, situadas ao longo do vale a jusante;
  - Navegabilidade;
  - Origem de água para combate a incêndios, designadamente em regiões em que não existem origens alternativas equivalentes em termos de proximidade e capacidade;
  - Potencial para utilização em actividades de lazer.

3.2.2.3. Opção Estratégica C: Conflitos/condicionantes ambientais

Nesta opção incluem-se aspectos de natureza ambiental que poderão condicionar a implementação do aproveitamento, quer pelo facto de o poderem inviabilizar quer por condicionarem fortemente um possível calendário de execução.

Sendo assim, são avaliados três factores [18]:

- Presença de significativas condicionantes relacionadas com a biodiversidade;
- Afectação de elementos de património classificado;
- Restrições territoriais existentes, designadamente a ocupação de áreas classificadas ou de áreas agrícolas de grande relevo.

3.2.2.4. Opção Estratégica D: Ponderação energética, socioeconómica e ambiental

Esta opção estratégica surge como uma agregação das três opções definidas nos pontos anteriores. A valia global de cada aproveitamento é definida através da ponderação quantitativa do respectivo potencial de produção de energia, da possibilidade da sua utilização para fins múltiplos e da consideração dos aspectos ambientais mais relevantes associados à execução dos aproveitamentos.

3.2.2.5. Selecção dos aproveitamentos

Depois da classificação dos aproveitamentos em relação a cada uma das opções estratégicas definidas anteriormente, é possível apurar-se quais os aproveitamentos hidroeléctricos que deverão ser realizados, em cada opção, para se atingirem as metas de potência instalada em novos aproveitamentos hidroeléctricos para o horizonte 2020.

É ainda de salientar que as quatro opções estratégicas definidas foram objecto de uma Avaliação Ambiental Estratégica, com vista a avaliar a melhor opção estratégica definida pelo Programa, em face da aplicação dos factores críticos de decisão previamente estabelecidos [18].

3.3. Características Técnicas dos Aproveitamentos

Neste ponto são definidas diversas variantes para os diferentes aproveitamentos estudados. São estimados os respectivos custos de execução, é efectuada a avaliação da capacidade de produção de energia e são determinados indicadores económicos relativos a cada variante, tendo em consideração os aspectos físicos condicionantes de cada local, a definição da hidrologia das bacias hidrográficas e o pré-dimensionamento dos diferentes componentes dos aproveitamentos. Finalmente é seleccionada a variante mais adequada do ponto de vista técnico, económico, social e ambiental e definidas as suas principais características de dimensionamento.

Os 25 aproveitamentos estudados dividem-se pelas seguintes bacias, situadas nas regiões centro e norte do país:

- Bacia hidrográfica do rio Lima:
  - Assureira, no rio Castro Laboreiro.
- Bacia hidrográfica do rio Douro:
  - Atalaia, Sra. De Monforte e Pêro Martins no rio Côa;
  - Sampaio, no rio Sabor;
  - Mente no rio Mente e Rebordelo no rio Rabaçal, afluentes do rio Tua;
  - Foz Tua, no rio Tua;
  - Castro Daire, Alvarenga e Castelo de Paiva, no rio Paiva;
  - Alto Tâmega (Vidago), Daivões e Fridão, no rio Tâmega.
- Bacia hidrográfica do rio Vouga:
  - Póvoa e Pinhosão, no rio Vouga.
- Bacia hidrográfica no rio Mondego:
  - Asse-Dasse, Girabolhos e Midões, no rio Mondego.
- Bacia hidrográfica do rio Tejo:
  - Almourol e Santarém, no rio Tejo;
  - Erges, no rio Erges;
  - Alvito, no rio Ocreza.

É de referir que a maior parte das áreas ocupadas pelas bacias hidrográficas destes aproveitamentos se prolongam a montante por território Espanhol, o que pode ser uma condicionante para a construção do aproveitamento.

Em relação à hidrologia, a avaliação das características hidrológicas dos cursos de água afluentes aos aproveitamentos hidroeléctricos tem por base os respectivos Planos de Bacia Hidrográfica.

A exploração de cada aproveitamento foi elaborada recorrendo a um modelo de simulação hidráulica (SAPE – Simulação de Aproveitamentos para Produção de Energia) desenvolvido especificamente para o estudo.

Os dados de entrada desta simulação são provenientes de estudos elaborados anteriormente.

Depois de obtidos os resultados do programa, para os dados relativos a estudos anteriores, foram definidas outras alternativas com vista a uma optimização das características dos aproveitamentos, devido ao facto de alguns desses estudos poderem estar desactualizados.

No Anexo II podem ser consultados os dados relativos às alternativas consideradas para cada aproveitamento seleccionado para integrar o programa, bem como um resumo das alternativas consideradas para os 25 aproveitamentos estudados.

Depois de se terem definido as várias alternativas para cada aproveitamento, procedeu-se à elaboração de um estudo de optimização económica de modo a determinar qual a alternativa a seleccionar para cada aproveitamento.

Esta optimização económica tem como objectivo maximizar o **valor económico da produção de energia hidroeléctrica**, em face dos **custos de construção do aproveitamento**, sendo que a potência a instalar depende do caudal de equipamento e do nível de pleno armazenamento da albufeira.

Para cada variante calculou-se o **Valor Actualizado Líquido (VAL)**, a **Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)**, o Índice Benefícios/Custos (B/C) e o Tempo de Amortização do Investimento (Ta), recorrendo-se especialmente aos dois primeiros para se determinar a variante mais interessante de cada aproveitamento.

O valor máximo do **VAL** corresponde ao máximo benefício total que se poderá obter pelo empreendimento, considerando uma determinada taxa de actualização do investimento.

Caso se considere mais vantajosa a maximização da rentabilidade económica do investimento realizado (menor investimento total), deverá adoptar-se a variante que maximiza a **TIR**.

Os dados relativos a esses estudos podem ser consultados no Anexo III. Mais uma vez, apenas são apresentados dados relativos aos estudos efectuados para os aproveitamentos a integrar o PNBEPH. Também no Anexo III é possível ser consultado o quadro das características técnicas adoptadas para os aproveitamentos hidroeléctricos.

Na tabela seguinte encontram-se as características técnicas principais dos aproveitamentos.

Tabela 3.3 - Características técnicas principais dos aproveitamentos hidroeléctricos [18]

Aproveitamento	Bacia Hidrográfica	Rio	Tipo	Área da Bacia Hidrográfica (Km²)	Capacidade da Albufeira (hm³)	Potência Instalada	Energia Produzida (GWh/ano)
Assureira	Lima	Castro Laboreiro	Reversível	56	4	88	119
Atalaia	Douro	Côa	-	946	423	50	82
Sra. De Monforte	Douro	Côa	Reversível	1404	271	81	121
Pêro Martins	Douro	Côa	Reversível	2140	386	218	297
Sampaio	Douro	Sabor	Reversível	2435	784	150	186
Mente	Douro	Mente	Reversível	616	90	48	41
Rebordelo	Douro	Rabaçal	-	1322	286	252	364
Foz Tua	**Douro**	**Tua**	**Reversível**	**3822**	**310**	**234**	**340**
Castro Daire	Douro	Paiva	-	364	35	134	180
Alvarenga	Douro	Paiva	Reversível	610	206	175	257
Castelo de Paiva	Douro	Paiva	-	775	37	80	80
Padroselos	**Douro**	**Beça/Tâmega**	**Reversível**	**315**	**147**	**113**	**102**
Vidago	**Douro**	**Tâmega**	**Reversível**	**1557**	**96**	**90**	**114**
Daivões	**Douro**	**Tâmega**	**Reversível**	**1984**	**66**	**109**	**148**
Fridão	**Douro**	**Tâmega**	**-**	**2630**	**195**	**163**	**299**
Gouvães	**Douro**	**Torno/Tâmega**	**Reversível**	**100**	**13**	**112**	**153**
Póvoa	Vouga	Vouga	Reversível	257	45	41	57
Pinhosão	**Vouga**	**Vouga**	**Reversível**	**401**	**68**	**77**	**106**
Asse-Dasse	Mondego	Mondego	Reversível	189	563	185	232
Girabolhos	**Mondego**	**Mondego**	**Reversível**	**980**	**143**	**72**	**99**
Midões	Mondego	Mondego	Reversível	1423	166	54	72
Almourol	**Tejo**	**Tejo**	**-**	**67323**	**20**	**78**	**209**
Santarém	Tejo	Tejo	-	67838	26	85	269
Erges	Tejo	Erges	Reversível	1155	83	42	45
Alvito	**Tejo**	**Ocreza**	**-**	**968**	**209**	**48**	**62**

É de referir que o dimensionamento adoptado deve ser encarado como uma ordem de grandeza indicativa de referência, uma vez que os estudos realizados visam essencialmente a avaliação da viabilidade de cada local para implantação de um aproveitamento hidroeléctrico e a comparação entre os diferentes locais.

3.4. Análise Económica

Neste capítulo é efectuada a comparação entre os vários aspectos económicos associados a cada aproveitamento, designadamente os **custos de execução** e de **exploração** e a **valorização da energia produzida**.

Em relação à **valorização da energia eléctrica** consideraram-se os seguintes parâmetros:

- Valor da energia produzida/consumida;
- Valia eléctrica dos aproveitamentos;
- Contribuição para a constituição de uma reserva operacional;
- Serviços de rede;
- Valor total da energia produzida.

É de salientar que parâmetros como a **valorização da redução de emissões de CO_2** e o **custo de utilização da água** não foram considerados.

O valor económico que poderá ser atribuído à redução de emissões de carbono associadas à produção de energia hidroeléctrica em comparação com origens alternativas de energia disponíveis (centrais térmicas a carvão ou a gás) não foi considerado uma vez que não fará alterar o ordenamento adoptado entre os diferentes aproveitamentos.

O custo de utilização da água para turbinamento não foi considerado nestes estudos porque o enquadramento da taxa eventualmente a aplicar não está actualmente definido.

No que se refere aos **custos de execução e exploração** foram analisados os seguintes parâmetros:

- Curvas de custo;
- Custo de execução dos aproveitamentos;
- Custo de expropriações e afectação de infra-estruturas;
- Custos de exploração.

No Anexo IV encontram-se os resultados obtidos em relação aos custos, produção de energia e indicadores económicos dos aproveitamentos hidroeléctricos estudados.

Na Tabela 3.4 apresentam-se as características económicas principais dos aproveitamentos.

Tabela 3.4 - Características económicas principais dos aproveitamentos hidroeléctricos [18]

Aproveitamento	Custo Total (10^6 €)	Energia Produzida		Indicadores Económicos (Taxa de actualização de 6%)			Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) (%)	Custos Actualizados (Taxa de actualização de 6%)	
		Energia (GWh/ano)	Valor (10^6 €/ano)	VAL (10^6 €)	B/C (-)	Ta (anos)		Da energia produzida (€/kWh)	Da potência instalada (€/kWh)
Assureira	76	119	11,59	72	1,9	12	12,4	0,053	901
Atalaia	158	82	6,12	-80	0,5	-	1,8	0,154	3199
Sra. De Monforte	195	121	11,10	-57	0,7	-	3,7	0,132	2488
Pêro Martins	393	297	23,19	-98	0,8	-	4,1	0,107	1836
Sampaio	207	186	18,67	26	1,1	31	6,9	0,093	1450
Mente	95	41	4,85	-36	0,6	-	2,8	0,193	2078
Rebordelo	244	364	28,44	117	1,5	18	9,4	0,055	1008
Foz Tua	177	340	31,77	223	2,2	10	14,4	0,045	822
Castro Daire	162	180	14,24	19	1,1	32	6,9	0,073	1245
Alvarenga	212	257	23,92	92	1,4	19	9,1	0,068	1259
Castelo de Paiva	75	80	6,75	7	1,1	33	6,7	0,080	1011
Padroselos	101	102	12,22	53	1,5	17	9,7	0,083	943
Vidago	106	114	11,16	33	1,3	21	8,3	0,078	1256
Daivões	144	148	13,70	26	1,2	28	7,3	0,082	1404
Fridão	134	299	21,68	139	2,0	11	13,0	0,038	886
Gouvães	103	153	14,86	88	1,8	13	11,8	0,055	951
Póvoa	53	57	5,42	16	1,3	23	8,2	0,076	1332
Pinhosão	109	106	10,18	21	1,2	27	7,4	0,084	1455
Asse-Dasse	345	232	23,68	-40	0,9	-	5,1	0,119	1886
Girabolhos	102	99	9,44	17	1,2	29	7,3	0,085	1472
Midões	65	72	6,89	21	1,3	21	8,3	0,076	1284
Almourol	96	209	11,49	45	1,4	17	9,4	0,040	1353
Santarém	155	269	14,82	26	1,2	28	7,3	0,049	1971
Erges	61	45	5,02	0	1,0	-	6,0	0,116	1566
Alvito	67	62	5,09	-3	1,0	-	5,7	0,089	1445

3.5. Análise Socioeconómica e Ambiental dos Aproveitamentos

Neste capítulo são analisados os aspectos socioeconómicos e ambientais relativos a cada um dos aproveitamentos, bem como a possibilidade da sua utilização para fins múltiplos, como o abastecimento de água para consumo humano e para a alimentação de aproveitamentos agrícolas.

Foram analisados os seguintes parâmetros:

- Alterações Climáticas;
- Biodiversidade;
- Património;
- Paisagem;
- Recursos Minerais;
- Recursos Hídricos;
- Riscos Naturais e Tecnológicos;
- Desenvolvimento Humano;
- Competitividade;
- Utilização dos aproveitamentos para abastecimento de água.

Com excepção do último parâmetro, todos os outros constituem o conjunto de **factores críticos** que foram analisados na avaliação ambiental das quatro grandes opções estratégicas do PNBEPH.

Para uma melhor compreensão deste capítulo deve-se recorrer ao **Relatório Ambiental** e ao respectivo **Anexo IV – Avaliação Ambiental dos 25 Aproveitamentos por Factor Crítico**, ambos documentos integrantes do PNBEPH.

3.6. Selecção dos Aproveitamentos a Implementar

Neste capítulo é efectuada a selecção dos aproveitamentos em relação a cada uma das opções estratégicas consideradas (Opção A: Potencial hidroeléctrico do aproveitamento, Opção B: Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica, Opção C: Conflitos/condicionantes ambientais e Opção D: Ponderação energética, socioeconómica e ambiental). Para cada opção é seleccionado o conjunto de aproveitamentos que se encontrem melhor posicionados e que satisfaçam os objectivos definidos no PNBEPH, ou seja a instalação de 1150 MW em novos aproveitamentos hidroeléctricos.

Por último, são avaliadas as quatro opções em relação aos factores críticos considerados e é seleccionada a opção mais vantajosa.

3.6.1. Avaliação dos aproveitamentos face às opções estratégicas

3.6.1.1. Opção Estratégica A: Potencial hidroeléctrico do aproveitamento

Para o cumprimentos dos objectivos definidos para esta opção, têm prioridade os aproveitamentos que possuem maior potência instalada, maior produtibilidade de energia, funcionamento reversível e melhores condições de rentabilidade económica.

Assim sendo, obteve-se a classificação presente na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica A [18]

APROVEITAMENTO	OPÇÃO A : POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DO APROVEITAMENTO						
	PARÂMETROS					CÁLCULOS	
	POTÊNCIA INSTALADA	ENERGIA PRODUZIDA	TIR	REVERSIBILIDADE		VALORES DE CÁLCULO	CLASSIFI-CAÇÃO PERCENTUAL
				TIPO	FR		
	(MW)	(GWh/ano)	(%)	(-)	(-)	(-)	(%)
Assureira	88	119	12.4	Reversível	1.2	15.2	31.3
Atalaia	50	82	1.8	-	1.0	1.2	2.4
Sra. de Monforte	81	121	3.7	Reversível	1.2	4.4	9.0
Pêro Martins	218	297	4.1	Reversível	1.2	12.5	25.7
Sampaio	150	186	6.9	Reversível	1.2	13.8	28.4
Mente	48	41	2.8	Reversível	1.2	1.5	3.1
Rebordelo	252	364	9.4	-	1.0	28.5	58.5
Foz Tua	234	340	14.4	Reversível	1.2	48.7	100.0
Castro Daire	134	180	6.9	-	1.0	10.7	22.0
Alvarenga	175	257	9.1	Reversível	1.2	23.1	47.5
Castelo de Paiva	80	80	6.7	-	1.0	5.4	11.0
Padroselos	113	102	9.7	Reversível	1.2	12.5	25.7
Vidago	90	114	8.3	Reversível	1.2	10.1	20.7
Daivões	109	148	7.3	Reversível	1.2	11.1	22.9
Fridão	163	299	13.0	-	1.0	28.7	59.0
Gouvães	112	153	11.8	Reversível	1.2	18.5	38.1
Póvoa	41	57	8.2	Reversível	1.2	4.8	9.8
Pinhosão	77	106	7.4	Reversível	1.2	8.0	16.5
Asse-Dasse	185	232	5.1	Reversível	1.2	12.7	26.0
Girabolhos	72	99	7.3	Reversível	1.2	7.4	15.2
Midões	54	72	8.3	Reversível	1.2	6.2	12.7
Almourol	78	209	9.4	-	1.0	12.0	24.6
Santarém	85	269	7.3	-	1.0	11.0	22.7
Erges	42	45	6.0	Reversível	1.2	3.1	6.4
Alvito	48	62	5.7	-	1.0	3.1	6.4

TIR = Taxa interna de rentabilidade FR = Factor de reversibilidade (reversível = 1.2)

ORDENAMENTO DOS APROVEITAMENTOS PELA OPÇÃO A			
Nº	APROVEITAMENTO	VALOR	POTÊNCIA INSTALADA
		(%)	(MW)
1	Foz Tua	100.0	234
2	Fridão	59.0	163
3	Rebordelo	58.5	252
4	Alvarenga	47.5	175
5	Gouvães	38.1	112
6	Assureira	31.3	88
7	Sampaio	28.4	150
8	Asse-Dasse	26.0	185
9	Pêro Martins	25.7	218
10	Padroselos	25.7	113
11	Almourol	24.6	78
12	Daivões	22.9	109
13	Santarém	22.7	85
14	Castro Daire	22.0	134
15	Vidago	20.7	90
16	Pinhosão	16.5	77
17	Girabolhos	15.2	72
18	Midões	12.7	54
19	Castelo de Paiva	11.0	80
20	Póvoa	9.8	41
21	Sra. de Monforte	9.0	81
22	Erges	6.4	42
23	Alvito	6.4	48
24	Mente	3.1	48
25	Atalaia	2.4	50

Em relação a esta opção, os aproveitamentos hidroeléctricos que deveriam ser construídos de modo a cumprir os objectivos do programa, seriam os seguintes:

- Alvarenga;
- Assureira;
- Foz Tua;
- Fridão;
- Gouvães;
- Rebordelo;
- Sampaio.

Totalizando **1174 MW** de potência instalada.

3.6.1.2. Opção Estratégica B: Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica

Relativamente à Opção estratégica B, consideraram-se de maior interesse os seguintes aspectos:

- Os aproveitamentos que possuem albufeiras com maior capacidade de regularização dos caudais afluentes e que se situem a montante de outros aproveitamentos hidroeléctricos já existentes, podendo assim potenciar o aumento da respectiva produtibilidade;
- Os aproveitamentos que possuam maior potencial de utilização para fins múltiplos, ou seja, aqueles que possuem maior interesse para a satisfação de outras utilizações, como sejam abastecimento de água para consumo humano, para irrigação, para protecção contra cheias, navegabilidade, para combate a incêndios ou para actividades de lazer.

A classificação obtida no âmbito desta opção estratégica foi a seguinte:

Tabela 3.6 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica B [18]

APROVEITAMENTO	OPÇÃO B : OPTIMIZAÇÃO DO POTENCIAL HÍDRICO DA BACIA HIDROGRÁFICA								
	CARACTERÍSTICAS			PARÂMETROS				CÁLCULOS	
	Capacidade da albufeira (hm³)	Coeficiente de regularização (.)	Aproveitamentos a jusante (un.)	Optimização da cascata	Água para consumo humano	Água para rega	Outras utilizações	VALORES DE CÁLCULO (-)	VALORES FINAIS (-)
Assureira	4	0.03	1.0	1	2	1	2	6.0	1.13
Atalaia	423	1.50	5.0	3	2	3	3	11.0	1.44
Sra. de Monforte	271	0.73	5.0	3	1	3	1	8.0	1.25
Pêro Martins	386	0.76	5.0	3	2	3	1	9.0	1.31
Sampaio	784	1.19	5.0	2	2	2	2	8.0	1.25
Mente	90	0.25	3.0	1	2	2	2	7.0	1.19
Rebordelo	286	0.33	3.0	2	2	2	2	8.0	1.25
Foz Tua	310	0.26	3.0	3	2	2	3	10.0	1.38
Castro Daire	35	0.12	1.0	2	3	1	1	7.0	1.19
Alvarenga	206	0.31	1.0	3	3	2	3	11.0	1.44
Castelo de Paiva	37	0.05	1.0	2	3	1	1	7.0	1.19
Padroselos	147	0.72	2.0	3	1	2	2	8.0	1.25
Vidago	96	0.14	2.0	2	2	2	2	8.0	1.25
Daivões	66	0.06	2.0	2	1	2	2	7.0	1.19
Fridão	195	0.11	2.0	2	1	2	2	7.0	1.19
Gouvães	13	0.13	2.0	1	2	3	1	7.0	1.19
Póvoa	45	0.29	1.0	1	1	1	1	4.0	1.00
Pinhosão	68	0.26	1.0	1	2	2	2	7.0	1.19
Asse-Dasse	563	4.00	1.0	2	2	1	2	7.0	1.19
Girabolhos	143	0.38	1.0	1	1	2	2	6.0	1.13
Midões	166	0.31	1.0	1	1	2	2	6.0	1.13
Almourol	20	0.00	0.0	1	3	1	1	6.0	1.13
Santarém	26	0.00	0.0	1	3	1	1	6.0	1.13
Erges	83	0.31	3.0	2	1	1	1	5.0	1.06
Alvito	209	0.66	2.0	3	2	3	3	11.0	1.44

ORDENAMENTO DOS APROVEITAMENTOS PELA OPÇÃO B			
Nº	APROVEITAMENTO	VALOR (-)	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
1	Atalaia	1.44	50
1	Alvarenga	1.44	175
1	Alvito	1.44	48
4	Foz Tua	1.38	234
5	Pêro Martins	1.31	218
6	Sampaio	1.25	150
6	Rebordelo	1.25	252
6	Sra. de Monforte	1.25	81
6	Padroselos	1.25	113
6	Vidago	1.25	90
11	Mente	1.19	48
11	Castro Daire	1.19	134
11	Castelo de Paiva	1.19	80
11	Daivões	1.19	109
11	Fridão	1.19	163
11	Gouvães	1.19	112
11	Pinhosão	1.19	77
11	Asse-Dasse	1.19	185
19	Assureira	1.13	88
19	Girabolhos	1.13	72
19	Midões	1.13	54
19	Almourol	1.13	78
19	Santarém	1.13	85
24	Erges	1.06	42
24	Póvoa	1.00	41

Classificações: "3 = mais favorável ou menos desfavorável"; "2 = avaliação intermédia"; "1 = menos favorável ou mais desfavorável"

Em relação a esta opção deveriam ser implementados os seguintes 7 aproveitamentos, totalizando **1127 MW** de potência instalada:

- Atalaia;
- Alvarenga;
- Alvito;
- Foz Tua;
- Pêro Martins;
- Sampaio;
- Rebordelo.

3.6.1.3. Opção Estratégica C: Conflitos/condicionantes ambientais

Na opção C, os aproveitamentos são classificados em função de aspectos ambientais como a biodiversidade, o património cultural e as restrições territoriais, que poderão condicionar a sua implementação.

Na Tabela 3.7 está presente a classificação obtida para a opção estratégica C.

Tabela 3.7 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica C [18]

APROVEITAMENTO	OPÇÃO C : CONFLITOS / CONDICIONANTES AMBIENTAIS				
	PARÂMETROS			CÁLCULOS	
	BIODIVERSIDADE (-)	PATRIMÓNIO CULTURAL (-)	RESTRIÇÕES TERRITORIAIS (-)	VALORES DE CÁLCULO (-)	CLASSIFICAÇÃO PERCENTUAL (%)
Assureira	2	1	1	0.93	10.3
Atalaia	2	1	1	0.93	10.3
Sra. de Monforte	2	1	1	0.93	10.3
Pêro Martins	2	1	1	0.93	10.3
Sampaio	1	2	2	0.44	4.9
Mente	1	2	2	0.44	4.9
Rebordelo	1	2	2	0.44	4.9
Foz Tua	3	2	3	8.00	88.9
Castro Daire	1	2	2	0.44	4.9
Alvarenga	1	3	2	0.45	5.0
Castelo de Paiva	1	3	2	0.45	5.0
Padroselos	3	3	3	9.00	100.0
Vidago	3	3	3	9.00	100.0
Daivões	3	2	3	8.00	88.9
Fridão	3	1	3	2.96	32.9
Gouvães	2	1	2	2.94	32.7
Póvoa	2	3	3	8.00	88.9
Pinhosão	3	3	3	9.00	100.0
Asse-Dasse	2	2	1	0.94	10.4
Girabolhos	3	2	3	8.00	88.9
Midões	1	3	2	0.45	5.0
Almourol	2	1	2	2.94	32.7
Santarém	2	1	2	2.94	32.7
Erges	1	3	1	0.44	4.9
Alvito	3	3	3	9.00	100.0

ORDENAMENTO DOS APROVEITAMENTOS PELA OPÇÃO C			
Nº	APROVEITAMENTO	VALOR (%)	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
1	Padroselos	100.0	113
1	Vidago	100.0	90
1	Pinhosão	100.0	77
1	Alvito	100.0	48
5	Foz Tua	88.9	234
5	Daivões	88.9	109
5	Póvoa	88.9	41
5	Girabolhos	88.9	72
9	Fridão	32.9	163
10	Gouvães	32.7	112
10	Almourol	32.7	78
12	Santarém	32.7	85
12	Asse-Dasse	10.4	185
12	Assureira	10.3	88
12	Atalaia	10.3	50
12	Sra. de Monforte	10.3	81
12	Pêro Martins	10.3	218
12	Alvarenga	5.0	175
12	Castelo de Paiva	5.0	80
12	Midões	5.0	54
21	Sampaio	4.9	150
21	Mente	4.9	48
21	Rebordelo	4.9	252
21	Castro Daire	4.9	134
21	Erges	4.9	42

Classificações: "3 = mais favorável ou menos desfavorável"; "2 = avaliação intermédia"; "1 = menos favorável ou mais desfavorável"

Notas A classificação "1" em determinado parâmetro penaliza significativamente o aproveitamento, pela seguinte ordem de importância: a) Biodiversidade; b) Restrições territoriais e; c) Património cultural.

Em relação a esta opção deveriam ser implementados os seguintes 10 aproveitamentos, totalizando **1059 MW** de potência instalada:

- Padroselos;
- Vidago;
- Pinhosão;
- Alvito;
- Foz Tua;
- Daivões;
- Póvoa;
- Girabolhos;
- Fridão;
- Gouvães.

3.6.1.4. Opção Estratégica D: Ponderação Energética, Socioeconómica e Ambiental

Na opção D avaliou-se o conjunto de aproveitamentos hidroeléctricos estudados em relação ao seu valor energético, socioeconómico e ambiental e obteve-se a classificação presente na tabela seguinte.

Tabela 3.8 - Matriz de classificação dos aproveitamentos relativamente à opção estratégica D [18]

APROVEITAMENTO	OPÇÃO D : PONDERAÇÃO ENERGÉTICA, SOCIO-ECONÓMICA E AMBIENTAL			
	POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DO APROVEITAMENTO	OPTIMIZAÇÃO DO POTENCIAL HÍDRICO DA BACIA HIDROGRÁFICA	CONFLITOS / CONDICIONANTES AMBIENTAIS	CLASSIFICAÇÃO FINAL (%)
Assureira	31.3	1.13	10.3	15.6
Atalaia	2.4	1.44	10.3	4.8
Sra. de Monforte	9.0	1.25	10.3	8.8
Pêro Martins	25.7	1.31	10.3	15.2
Sampaio	28.4	1.25	4.9	10.8
Mente	3.1	1.19	4.9	3.4
Rebordelo	58.5	1.25	4.9	15.4
Foz Tua	100.0	1.38	88.9	90.3
Castro Daire	22.0	1.19	4.9	9.2
Alvarenga	47.5	1.44	5.0	15.1
Castelo de Paiva	11.0	1.19	5.0	6.6
Padroselos	25.7	1.25	100.0	46.2
Vidago	20.7	1.25	100.0	41.6
Daivões	22.9	1.19	88.9	40.1
Fridão	59.0	1.19	32.9	39.2
Gouvães	38.1	1.19	32.7	31.4
Póvoa	9.8	1.00	88.9	24.1
Pinhosão	16.5	1.19	100.0	36.1
Asse-Dasse	26.0	1.19	10.4	14.7
Girabolhos	15.2	1.13	88.9	31.8
Midões	12.7	1.13	5.0	6.9
Almourol	24.6	1.13	32.7	24.6
Santarém	22.7	1.13	32.7	23.6
Erges	6.4	1.06	4.9	4.7
Alvito	6.4	1.44	100.0	24.7

ORDENAMENTO DOS APROVEITAMENTOS PELA OPÇÃO D			
Nº	APROVEITAMENTO	VALOR (%)	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
1	Foz Tua	90.3	234
2	Padroselos	46.2	113
3	Vidago	41.6	90
4	Daivões	40.1	109
5	Fridão	39.2	163
6	Pinhosão	36.1	77
7	Girabolhos	31.8	72
8	Gouvães	31.4	112
9	Alvito	24.7	48
10	Almourol	24.6	78
11	Póvoa	24.1	41
12	Santarém	23.6	85
13	Assureira	15.6	88
14	Rebordelo	15.4	252
15	Pêro Martins	15.2	218
16	Alvarenga	15.1	175
17	Asse-Dasse	14.7	185
18	Sampaio	10.8	150
19	Castro Daire	9.2	134
20	Sra. de Monforte	8.8	81
21	Midões	6.9	54
22	Castelo de Paiva	6.6	80
23	Atalaia	4.8	50
24	Erges	4.7	42
25	Mente	3.4	48

Em relação a esta opção deveriam ser implementados os seguintes 10 aproveitamentos, totalizando **1096 MW** de potência instalada:

- Foz Tua;
- Padroselos;
- Vidago;
- Daivões;

- Fridão;
- Pinhosão;
- Girabolhos;
- Gouvães;
- Alvito;
- Almourol.

3.6.2. Avaliação ambiental estratégica

Neste ponto foram avaliadas as quatro opções estratégicas em relação a cada factor crítico e obtiveram-se os resultados presentes na Tabela 3.9.

É de referir que os indicadores de avaliação têm o seguinte significado:

- + + Contribui muito para o alcance das metas estratégicas;
- + Contribui para o alcance das metas estratégicas;
- 0 Não contribui, mas também não conflitua, com as metas estratégicas;
- - Conflitua com o alcance das metas estratégicas;
- - - Conflitua muito com o alcance das metas estratégicas.

Tabela 3.9 - Síntese da avaliação ambiental estratégica

Factores Críticos	Opções Estratégicas			
	A Potencial hidroeléctrico do aproveitamento	B Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica	C Conflitos/condicionantes ambientais	D Ponderação energética, socioeconómica e ambiental
Alterações Climáticas	+ +	+	+	+ +
Biodiversidade	- -	- -	-	+
Recursos Naturais e Culturais	- -	0	0	+
Riscos Naturais e Tecnológicos	-	- -	0	+
Desenvolvimento Humano e Competitividade	+	+	++	+ +
Avaliação Global	**- -**	**-**	**+**	**+ +**

Como se pode verificar através da Tabela 3.9, a Opção D é considerada a mais vantajosa, muito embora seja bastante semelhante à Opção C. Esta vantagem deve-se, principalmente, aos factores críticos alterações climáticas e recursos naturais e culturais.

Os aproveitamentos hidroeléctricos seleccionados para o PNBEPH e as suas características principais estão representados na tabela seguinte.

Tabela 3.10 - Principais características dos aproveitamentos seleccionados para o PNBEPH [18]

Aproveitamento	Bacia Hidrográfica	Rio	Tipo	Área da Bacia Hidrográfica (km^2)	Capacidade da Albufeira (hm^3)	Potência Instalada (MW)	Energia Produzida (GWh/ano)
Foz Tua	Douro	Tua	Reversível	3822	310	234	340
Fridão	Douro	Tâmega	-	2630	195	163	299
Padroselos	Douro	Beça/Tâmega	Reversível	315	147	113	102
Gouvães	Douro	Torno/Tâmega	Reversível	100	13	112	153
Daivões	Douro	Tâmega	Reversível	1984	66	109	148
Alto Tâmega	Douro	Tâmega	Reversível	1557	96	90	114
Almourol	Tejo	Tejo	-	67323	20	78	209
Pinhosão	Vouga	Vouga	Reversível	401	68	77	106
Girabolhos	Mondego	Mondego	Reversível	980	143	72	99
Alvito	Tejo	Ocreza	-	968	209	48	62
TOTAL					**1266**	**1096**	**1632**

A maior parte dos aproveitamentos hidroeléctricos seleccionados situa-se nas regiões centro e norte do país e a sua localização geográfica está representada na seguinte figura.

Figura 3.5 - Localização geográfica dos aproveitamentos integrados no PNBEPH

Capítulo 4

Análise Crítica

Neste capítulo é efectuada uma análise crítica ao PNBEPH segundo os pontos que foram considerados como mais relevantes. Os conteúdos destes pontos serão estudados individualmente, sem no entanto esquecer que muitos deles estão relacionados entre si.

4.1. Posição da energia hidroeléctrica no panorama energético nacional

Um dos objectivos do PNBEPH é impulsionar o papel da hidroelectricidade no sistema electroprodutor nacional. Desde a sua década de ouro, nos anos 60, que a aposta em centrais hidroeléctricas tem-se tornado cada vez menor, comparando com os restantes tipos de centrais, como se pode verificar pelo gráfico da Figura 2.11. Para além disso, tem-se tornado também cada vez menos preponderante e contribuído cada vez menos para o total de energia eléctrica produzida em Portugal, como se pode observar pelo gráfico da Figura 4.1.

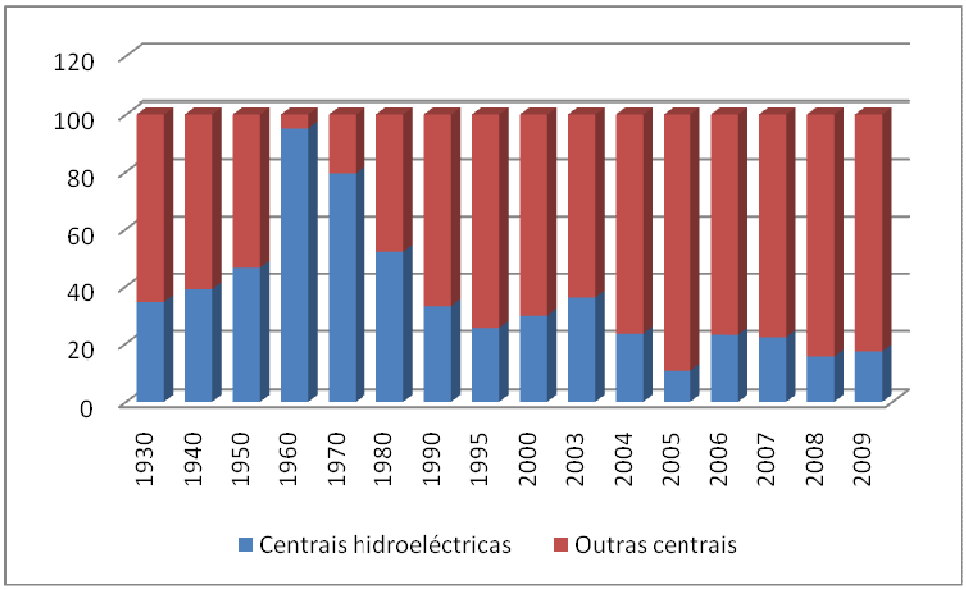


Figura 4.1 - Evolução da percentagem de energia hidroeléctrica produzida em Portugal

Analisando o gráfico anterior verifica-se que **nos últimos 5 anos** a diminuição da energia produzida pelas centrais hidroeléctricas é mais acentuada. Isto deve-se, em parte, ao **grande aumento de produção de electricidade por parte dos Produtores em Regime Especial (PRE).** Com os incentivos atribuídos pelo Governo a este tipo de produção, tem-se assistido a um grande desenvolvimento dos PRE com taxas de crescimento anuais entre os 14% e os 46,6% [25]. A energia eólica é a FER que mais contribui para este aumento.

Como é possível observar através do diagrama de cargas nacional, as centrais hidroeléctricas de albufeira apenas produzem no topo do diagrama, contribuindo com uma quantidade bastante diminuta para a totalidade anual de energia eléctrica produzida em Portugal.

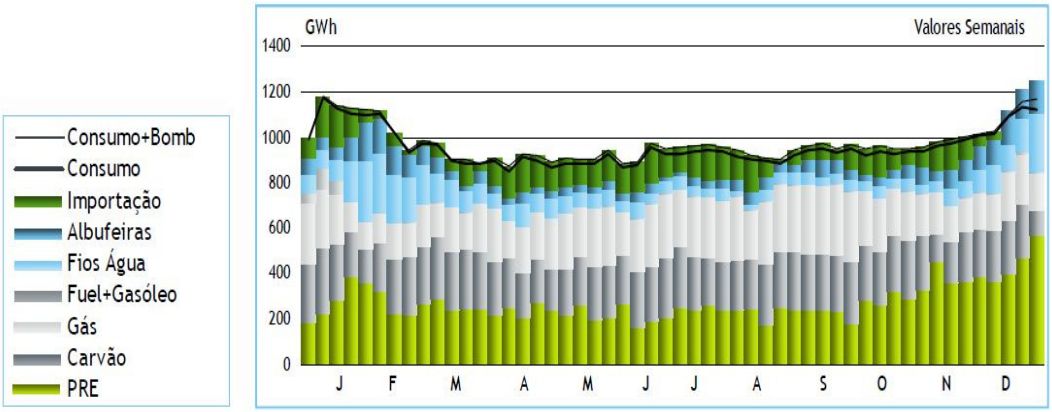


Figura 4.2 - Diagrama de cargas semanal, em 2009 [26]

Para se alterar esta tendência, uma das soluções que poderia ser adoptada passa por uma reformulação do diagrama de cargas. As centrais hidroeléctricas poderiam garantir a base do diagrama, **não apenas nos dias de alta hidraulicidade, mas também nos dias de média hidraulicidade**.

Uma das dificuldades que surge quando se equaciona colocar as centrais hidroeléctricas a produzirem na base do diagrama de cargas, é o facto de a disponibilidade dos recursos hídricos nem sempre o permitir. A sua variabilidade pode ser bastante elevada de ano para ano, o que dificulta a adopção de estratégias de produção de energia eléctrica que passem pela colocação da hidroelectricidade na base do diagrama de cargas.

Tabela 4.1 - Abastecimento do consumo em 2005 e 2006 [25]

Consumo referido à produção líquida			
GWh	2006	2005	Var. [%]
PRODUÇÃO TOTAL SEP / SENV	35 682	35 144	1,5
PRODUÇÃO HIDRÁULICA	10 204	4 523	125,6
Centrais do SEP/EDIA	9 708	4 360	122,6
Centrais do SENV	496	163	204,9
PRODUÇÃO TÉRMICA	25 478	30 621	-16,8
Centrais do SEP	19 750	25 533	-22,6
Carvão	14 070	14 291	-1,5
Fuel / Gasóleo	1 501	4 840	-69,0
Gás Natural	4 179	6 402	-34,7
Centrais do SENV	5 728	5 088	12,6
Gás Natural	5 728	5 088	12,6
PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL	8 756	6 545	33,8
Hidráulica	998	388	157,2
Térmica	4 866	4 432	9,8
Eólica	2 891	1 725	67,6
SALDO IMPORTADOR	5 441	6 820	-20,2
Importação (valor comercial)	7 649	7 529	1,6
Exportação (valor comercial)	2 267	702	222,9
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	703	568	23,7
CONSUMO TOTAL	49 176	47 940	2,6
(c/ correcção de temperatura e dias úteis)			3,2

Como se pode observar pela Tabela 4.1, a variabilidade associada à hidroelectricidade pode ser bastante elevada. No ano de 2006 as centrais hidroeléctricas produziram mais do dobro (**125,6%**) do que em 2005. Isto deveu-se ao facto do ano 2005 ter sido um ano bastante seco.

Este problema é ainda mais evidente quando grande parte da produção hidroeléctrica é efectuada através de centrais a fio-de-água, muito mais susceptíveis à variação dos recursos hídricos.

Os aproveitamentos que integram o PNBEPH são quase todos de albufeira (9 de albufeira e 1 de fio-de-água), fazendo com que seja possível alcançar-se uma produção de energia eléctrica bastante mais estável. Existe, desta forma, uma maior capacidade de armazenamento de água nas albufeiras, armazenando-a nos períodos em que os recursos

hídricos são abundantes, para depois turbinar quando existe uma maior escassez. Isto torna a produção muito mais regular do que anteriormente.

Outro dos problemas que surgem com esta abordagem reside nas centrais térmicas. As centrais térmicas ocupam a base do diagrama de cargas do parque electroprodutor nacional, funcionando quase permanentemente, devido aos seus longos tempos de arranque e paragem (e os elevados custos que lhes estão associados) e reduzida flexibilidade de exploração. Se as centrais hidroeléctricas assegurassem a base do diagrama de cargas nos dias de hidraulicidade média, poderia ocorrer a situação de necessidade de desmantelamento de um maior número de centrais térmicas.

Analisando os conteúdos do PNBEPH, verifica-se que uma abordagem deste tipo ou semelhante não será tida em conta. A Figura 3.3 e a Figura 3.4 correspondem a previsões do diagrama de cargas nacional onde é possível verificar que este se mantém inalterado, continuando as centrais hídricas de albufeira a produzir apenas nas horas de cheias e pontas, em dias de hidraulicidade média. Para que as centrais hidroeléctricas possam assegurar a base do diagrama neste tipo de dias, a capacidade total das albufeiras pertencentes aos 10 aproveitamentos integrados no PNBEPH pode não ser suficiente, o que levaria à construção de um maior número de aproveitamentos ou de albufeiras maiores, que permitissem um maior armazenamento de água e, por consequência, de energia.

Com a construção dum maior número de aproveitamentos hidroeléctricos ou de albufeiras com maior capacidade de armazenamento, seria mais difícil que acontecessem situações como as que se verificaram em Fevereiro de 2010, em que, devido à variabilidade hídrica existente, com caudais afluentes da ordem dos **100 m^3/s**, o Alqueva esteve quase sempre a bombar na primeira metade do mês e, na segunda metade, com caudais da ordem dos **1350 m^3/s** teve de descarregar, e portanto desperdiçar, a energia armazenada anteriormente.

Tabela 4.2 - Dados hidrológicos relativos ao aproveitamento do Alqueva, em Fevereiro de 2010 [24]

Dia	Ponta (MWh)	Prod. Líquida (MWh)	Utilização (%)	Bombagem (MWh)	Caudal Afluente (m^3/s)	Cota (m)	Armazenamento (GWh)	Armazenamento (%)	Descarregamento (hm^3)
1	94	336	6	769	34	151,70	429,2	97,1	0,00
2	238	1023	18	1686	58	151,73	430,5	97,3	0,00
3	227	790	14	824	65	151,75	431,4	97,5	0,00
4	237	1558	27	0	30	151,72	430,1	97,2	0,00
5	116	498	9	1179	78	151,76	431,8	97,6	0,00
6	233	1306	23	0	94	151,76	431,8	97,6	0,00
7	235	1696	30	0	67	151,74	430,9	97,4	0,00
8	86	384	7	637	72	151,77	432,2	97,7	0,00
9	234	856	15	0	62	151,77	432,2	97,7	0,00
10	232	2124	37	0	125	151,76	431,8	97,6	0,00
11	223	1747	31	1183	84	151,77	432,2	97,7	0,00
12	232	3311	58	906	129	151,75	431,4	97,5	0,00
13	230	4076	71	0	73	151,67	427,9	96,8	0,00
14	229	2313	40	0	111	151,65	427,1	96,6	0,00
15	230	2305	40	1318	253	151,71	429,6	97,1	0,00
16	227	2013	35	271	430	151,82	434,4	98,2	0,00
17	231	5321	93	0	1167	152,00	442,2	100	25,13
18	232	5547	97	0	1209	152,03	442,2	100	70,27
19	231	5526	97	0	924	151,89	437,4	98,9	72,02
20	230	5519	96	0	738	151,74	430,9	97,4	65,31
21	230	5446	95	0	981	151,68	428,3	96,9	65,25
22	230	5279	92	0	1324	151,75	431,4	97,5	65,26
23	229	5325	93	0	1498	151,88	437,0	98,8	65,69
24	232	5281	92	0	1646	151,96	440,5	99,6	90,53
25	232	5083	89	0	1427	151,92	438,7	99,2	101,52
26	231	4993	87	0	1369	151,86	436,1	98,6	101,80
27	233	4510	79	0	1749	151,94	439,6	99,4	104,20
28	232	5567	97	0	1826	151,95	440,0	99,5	121,06

O caso mais evidente dá-se na transição do dia 16 para o dia 17. Após a central ter bombado uma grande quantidade de energia nos dias 15 e 16, foi obrigada a descarregar logo no dia 17 devido ao súbito aumento do caudal afluente (de 430 m^3/s para 1167m^3/s).

A implementação dos aproveitamentos de albufeira do PNBEPH aumentará a capacidade de armazenamento existente em Portugal e, consequentemente, contribuirá para a minimização deste tipo de ocorrências.

Uma vez que a estratégia em relação à posição da energia hidroeléctrica no diagrama de cargas se mantém inalterada, depreende-se que, em relação a este assunto, **o programa não constitui um verdadeiro impulso à hidroelectricidade** já que a percentagem de energia

eléctrica produzida através de centrais hidroeléctricas continuará aproximadamente dentro dos mesmos valores (**15% a 30%**).

Na minha opinião a meta definida no PNBEPH, que traduz o objectivo de exploração de cerca de 70% do potencial hídrico nacional, pouca importância terá, se a estratégia hidroeléctrica se mantiver inalterada. O que realmente trará benefícios à hidroelectricidade, em particular, e ao sistema electroprodutor nacional, em geral, será o acréscimo de energia produzida pelos novos aproveitamentos hidroeléctricos, que apenas será significativo com uma mudança na estratégia energética actual.

Desde 2005 até ao final de 2009, a potência hidroeléctrica instalada em Portugal manteve-se inalterada, assumindo o valor de 4578 MW. A energia hidroeléctrica média anual produzida nesse período foi de 7716 GWh. Os aproveitamentos hidroeléctricos a construir no âmbito do PNBEPH acrescentarão cerca de 2200 MW de potência instalada, que corresponde a um aumento de 48%, e produzirão em média cerca de 3360 GWh de energia anualmente, que corresponde a um aumento de 44%. Se a estratégia de produção se alterasse, esta energia poderia ser toda aproveitada e o aumento referido seria um verdadeiro impulso à hidroelectricidade, no entanto com as centrais hidroeléctricas a continuarem a centrar a sua produção apenas nas horas de cheias e de pontas do diagrama, será muito difícil que o aumento de energia hidroeléctrica provocado pelo PNBEPH seja significativo e que corresponda realmente ao valor que foi referido.

Em conclusão pode-se referir que existem vários casos de sucesso relacionados com países em que as centrais hidroeléctricas contribuem para a quase totalidade da energia eléctrica produzida. Na Noruega, a quota de energia eléctrica atribuída à hidroelectricidade é de cerca de 99%. A Suécia, a Suíça e a Áustria são também bons exemplos de como a hidroelectricidade se pode afirmar como a principal fonte de produção de energia eléctrica.

Outro dos aspectos a analisar neste ponto prende-se com a capacidade que o PNBEPH demonstra para potenciar outros aproveitamentos existentes. A construção de aproveitamentos de albufeira em bacias onde existam outros aproveitamentos hidroeléctricos origina uma maior regularização dos caudais afluentes e, desta forma, contribui para aumentar e regularizar a energia produzida pelos aproveitamentos já existentes. **Em relação a este ponto, o PNBEPH revela-se bastante satisfatório**, uma vez que a bacia do Douro, que era, em conjunto com a do Vouga, uma das bacias com menor capacidade de armazenamento aproveitada (Tabela 3.2), sofreu um acréscimo de 5%, devido ao grande número de aproveitamentos que irão ser construídos nos afluentes do Douro (Foz-Tua, Fridão, Padroselos, Gouvães, Daivões e Alto Tâmega) ficando a possuir uma capacidade útil de 7%.

Figura 4.3 - Disposição dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia do Douro

Na Figura 4.3 estão representados os principais aproveitamentos do Douro, que são aqueles que carecem duma maior regularização de caudais afluentes uma vez que são a fio-de-água, e os aproveitamentos previstos no PNBEPH que serão construídos na bacia do Douro. Como é possível observar apenas os três aproveitamentos mais a jusante (Crestuma-Lever, Carrapatelo, e Régua) são beneficiados pela regularização de caudais provocada pelos novos aproveitamentos hidroeléctricos de albufeira. Os aproveitamentos da Valeira e do Pocinho, por se situarem a montante dos novos aproveitamentos, não beneficiarão da capacidade regularizadora das suas albufeiras.

A bacia do Vouga também poderá ver a sua capacidade de armazenamento aproveitada aumentar de 0% para 3%, se for construído o aproveitamento hidroeléctrico de Pinhosão, que até à data ainda não obteve qualquer proposta por parte das empresas interessadas, mantendo-se, em conjunto com o de Almourol, sem adjudicatários provisórios.

4.2. A importância do PNBEPH para a energia eólica

As boas condições de que o território português dispõe para o aproveitamento da energia eólica, fizeram deste tipo de produção de energia a que mais evoluiu nos últimos anos, classificando Portugal como o **sexto** país, na UE, com maior potência eólica instalada e o **nono** a nível mundial [27].

No final de 2009 Portugal possuía **3357 MW** de potência eólica instalada, valor que se situa bastante longe dos **5700 MW** a atingir no final de 2010, sendo previsível que esta meta seja praticamente impossível de atingir, mais ainda quando a potência eólica instalada em 2009 foi de **695 MW** [28].

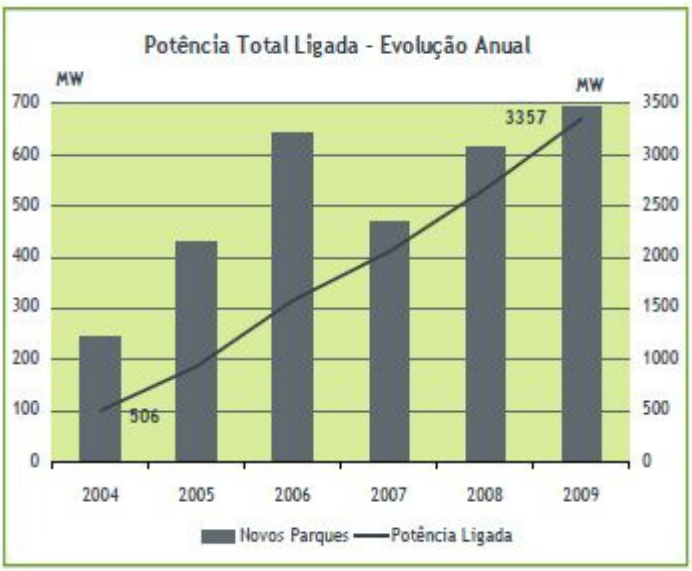


Figura 4.4 - Evolução da potência eólica instalada em Portugal [28]

A quantidade de energia eólica produzida também tem vindo a aumentar bastante ao longo dos últimos anos, beneficiando em grande parte do estatuto de PRE, que faz com que este tipo de energia tenha prioridade e entre na base do diagrama de cargas.

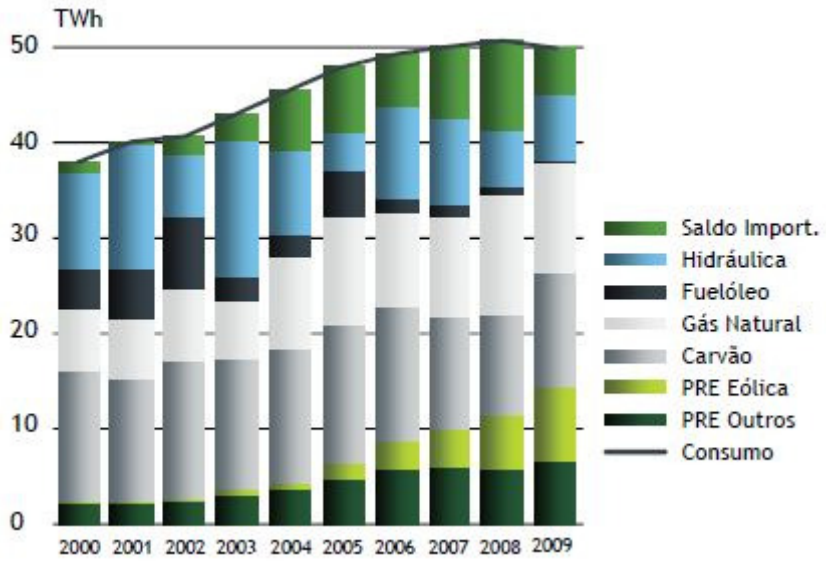


Figura 4.5 - Evolução da energia eólica produzida [25]

Embora a produção eólica anual se distribua razoavelmente de forma uniforme ao longo dos meses (Figura 4.6), observam-se grandes variações diárias (Figura 4.7) e horárias (Figura 4.8). Torna-se, por isso, indispensável a existência de grandes reservas de energia que possam ser disponibilizadas à medida das exigências provocadas pela variação da produção eólica.

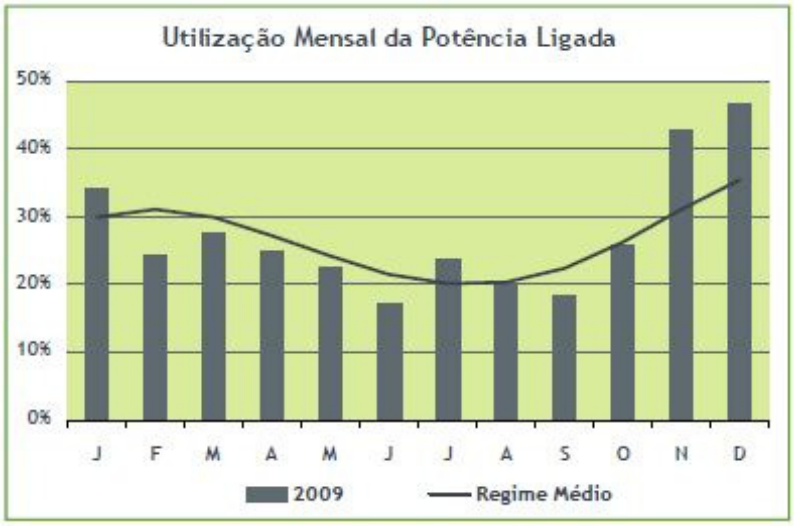


Figura 4.6 - Utilização mensal da potência eólica instalada [28]

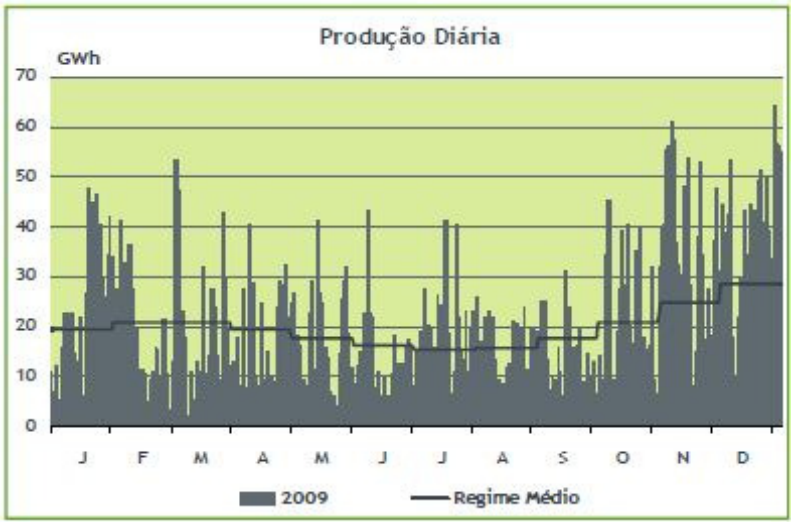


Figura 4.7 - Produção eólica diária [28]

Através do gráfico da Figura 4.8 é possível verificar não só a grande variabilidade da energia eólica mas também o seu carácter bastante imprevisível, chegando a ocorrer

situações em que a diferença entre a potência prevista e a potência gerada atinge os **400 MW**.

Figura 4.8 - Produção eólica no dia 10 de Abril de 2010 [29]

O facto de o vento ser um recurso que está mais disponível durante a noite e que se torna mais escasso durante o dia, como se pode verificar através da Figura 3.2 e da Figura 4.8, contraria o diagrama de cargas, que é caracterizado por um menor consumo de energia eléctrica durante a noite e maior ao longo do dia (Figura 3.1).

Como já se referiu anteriormente, a energia eólica depende fortemente da energia hídrica, nomeadamente dos aproveitamentos do tipo albufeira e dos equipamentos reversíveis que neles podem ser instalados.

As grandes centrais hidroeléctricas de albufeira conseguem armazenar grandes quantidades de energia, possuem uma grande flexibilidade e entram e saem rapidamente de serviço, o que faz delas o método de produção de energia que reúne as melhores condições para complementar a produção eólica. Nos casos em que a produção eólica for inferior à prevista, as centrais hidroeléctricas podem turbinar a água armazenada nas albufeiras, satisfazendo as exigências de consumo. Nos casos em que a produção eólica exceda as necessidades de consumo, as centrais hidroeléctricas podem utilizar a energia excedentária para bombar a água para os reservatórios superiores, para que mais tarde seja turbinada quando as exigências de consumo forem maiores ou quando for economicamente rentável.

Segundo estudos referenciados no PNBEPH, é necessário que se disponha de **1 MW de potência reversível por cada 3,5 MW de potência eólica instalada**, ou, no pior dos casos, considerando apenas o binário eólicas/hidroeléctricas, a **potência reversível a instalar**

deveria ser metade da variabilidade mensal estimada da produção eólica, considerando variações entre cerca de 7% e 70% da produção potencial.

Com base nestes estudos, e efectuando os cálculos para o início de 2010 e as previsões para 2013 e 2020 alcançaram-se os resultados presentes na tabela seguinte. A coluna designada como *"Resultado Estudo 1"* corresponde ao caso mais favorável (1 MW reversível por cada 3 MW eólicos) e a coluna designada como *"Resultado Estudo 2"* corresponde ao caso mais desfavorável (a potência reversível a instalar deve corresponder a metade da variabilidade mensal estimada da produção eólica).

Tabela 4.3 - Cálculos de complementaridade hídrica reversível/eólica

Ano	Potência eólica instalada (MW)	Potência reversível instalada (MW)	Resultado Estudo 1	Resultado Estudo 2
2010	3357	1000	✔	✔
2013	5900	1427	✘	✘
2020	8900	3162	✔	✔

Antes de se analisar os resultados da tabela anterior é necessário efectuar as seguintes considerações:

- Em 2012 está previsto a entrada em serviço do reforço de potência da central do Alqueva e em 2013 o aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor, contribuindo, respectivamente, com 256 e 171 MW reversíveis;
- O ano de 2020 é considerado como o ano limite para que os aproveitamentos integrantes do PNBEPH entrem em funcionamento;
- A previsão de potência reversível instalada em 2020 foi efectuada com base nas potências instaladas declaradas pelos adjudicatários dos aproveitamentos hidroeléctricos, que são significativamente diferentes das definidas pelo PNBEPH (este assunto é abordado posteriormente nesta dissertação);
- As previsões da potência eólica instalada em Portugal em 2013 e 2020 tiveram como base a informação contida na Resolução do Conselho de Ministros nº 29/2010.

Analisando a tabela anterior verifica-se que, tanto num estudo como no outro, a potência reversível instalada **em 2010 e em 2020 revela-se suficiente** para satisfazer as exigências de complementaridade da potência eólica. No entanto no ano de **2013** a capacidade reversível instalada em Portugal **revela-se insuficiente**. Isto significa que a instalação de

eólica no sector eléctrico português está a ser efectuada a uma taxa de crescimento bastante superior à dos equipamentos hidroeléctricos reversíveis, e que apenas será acompanhada com a entrada em serviço dos aproveitamentos hidroeléctricos previstos no PNBEPH. Como o início de funcionamento destes aproveitamentos apenas está previsto para o período entre 2015 e 2018, com excepção de Foz-Tua que entrará em serviço em 2013, assistir-se-á a um período, **entre 2011 e 2015**, em que muita da energia eólica produzida será **desperdiçada** por falta de capacidade de bombagem.

Acontece que a preocupação em relação ao binómio hídrica eólica não se resume apenas à capacidade reversível instalada. É também necessário verificar se a capacidade de armazenamento dos reservatórios hídricos é ou não suficiente para armazenar a energia eólica excedentária.

Em anos bastante húmidos, em que a pluviosidade atinge valores elevados, as albufeiras dos aproveitamentos hidroeléctricos nacionais revelam-se insuficientes para reter a totalidade das afluências, fazendo com que as barragens sejam forçadas a descarregar. Mesmo no caso da albufeira do Alqueva, que inicialmente se pensava que não iria atingir o limite máximo da sua capacidade, no início de 2010, a barragem viu-se forçada a descarregar, uma vez que esse limite foi atingido.

Nestas situações, a energia excedentária da produção eólica não pode ser armazenada nas albufeiras pelos aproveitamentos hidroeléctricos, originando desperdício de energia.

Como exemplo bastante significativo deste tipo de ocorrências temos o caso, em Janeiro de 2010, em que Portugal vendeu energia eólica excedente, a Espanha, a **0 €/kWh**.

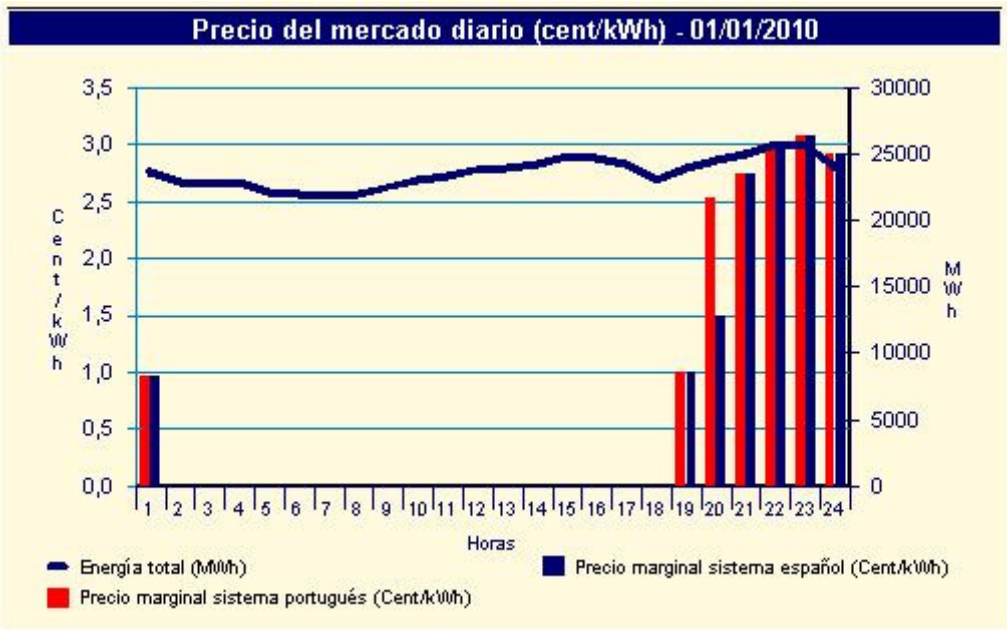


Figura 4.9 - Preços do mercado ibérico diário de energia, no dia 01-01-2010 [30]

Como é possível observar através do gráfico da Figura 4.9, durante o período das 02.00 às 18.00 horas, a energia foi comercializada a 0 €/kWh, tanto em Portugal como em Espanha. Isto foi provocado pela enorme disponibilidade hídrica e eólica que se verificou neste período.

Através da Tabela 4.4, é possível verificar os dados de mercado relativos ao dia em análise, comparando-se, para além do preço de mercado, a energia transaccionada entre Portugal e Espanha.

Tabela 4.4 - Dados de mercado do dia 01-01-2010 [30]

	Hora											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Precio marginal en el sistema español (Cent/kWh)	0,957	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Precio marginal en el sistema portugués (Cent/kWh)	0,957	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Energía total de compra sistema español (MWh)	21440,2	21568,7	21727,9	21703,8	21050,3	20830,5	20725,9	20790,8	21348,5	21813,3	22175,3	22653,6
Energía total de venta sistema español (MWh)	21044,6	20602,7	20306,8	20103,8	19450,3	19230,5	19125,9	19190,8	19748,5	20213,3	20575,3	21053,6
Energía total de compra sistema portugués (MWh)	2214,0	1304,0	1030,5	1119,4	1113,9	1114,8	1124,2	1145,5	1162,0	1183,1	1215,1	1205,9
Energía total de venta sistema portugués (MWh)	2609,6	2270,0	2451,6	2719,4	2713,9	2714,8	2724,2	2745,5	2762,0	2783,1	2815,1	2805,9
Energía total del mercado Ibérico (MWh)	23654,2	22872,7	22758,4	22823,2	22164,2	21945,3	21850,1	21936,3	22510,5	22996,4	23390,4	23859,5
Importación de España desde Portugal (MWh)	395,6	966,0	1421,1	1600,0	1600,0	1600,0	1600,0	1600,0	1600,0	1600,0	1600,0	1600,0
Exportación de España a Portugal (MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	Hora											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Precio marginal en el sistema español (Cent/kWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	1,500	2,732	3,000	3,080	2,910
Precio marginal en el sistema portugués (Cent/kWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	2,531	2,732	3,000	3,080	2,910
Energía total de compra sistema español (MWh)	22637,9	22686,5	23045,0	22678,6	22046,9	20583,8	20436,8	20328,1	20709,0	21466,4	21651,9	20191,1
Energía total de venta sistema español (MWh)	21286,4	21622,1	22153,7	21986,4	21575,7	20486,5	21197,9	21428,1	21808,9	22448,9	22371,4	20725,1
Energía total de compra sistema portugués (MWh)	1282,5	1569,6	1742,7	1941,8	2162,8	2536,7	3490,1	4211,7	4334,4	4223,5	3980,5	3775,0
Energía total de venta sistema portugués (MWh)	2634,0	2634,0	2634,0	2634,0	2634,0	2634,0	2729,0	3111,7	3234,5	3241,0	3261,0	3241,0
Energía total del mercado Ibérico (MWh)	23920,4	24256,1	24787,7	24620,4	24209,7	23120,5	23926,9	24539,8	25043,4	25689,9	25632,4	23966,1
Importación de España desde Portugal (MWh)	1351,5	1064,4	891,3	692,2	471,2	97,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportación de España a Portugal (MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	761,1	1100,0	1099,9	982,5	719,5	534,0

Analisando a tabela anterior, apesar dos preços em Portugal e Espanha serem igualmente nulos, durante o período das 02.00 às 18.00 horas, Portugal exportou uma grande quantidade de energia e, no período em que os preços subiram (das 19.00 às 24.00 horas), importou energia de Espanha. Mais uma vez, **a energia eólica foi a grande responsável** por esta situação, já que **diminuiu abruptamente a sua contribuição em cerca de 1000 MW**, entre as 13.00 e as 16.00 horas.

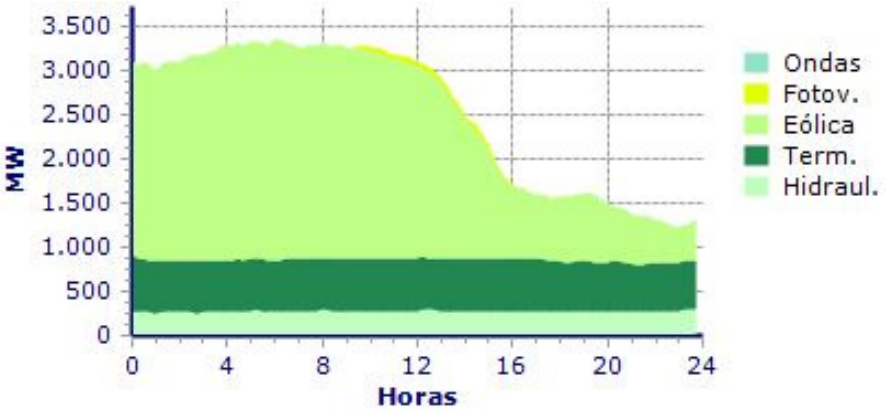


Figura 4.10 - Produção em regime especial no dia 01-01-2010 [24]

Este tipo de produção (PRE) não pode ser desligada, uma vez que a regulamentação técnica e legislação portuguesas assim não o permitem, mesmo em circunstâncias como as que foram referidas.

As albufeiras das hídricas também se encontravam cheias, fazendo com que tivessem de descarregar a água armazenada ou utilizá-la para produzir electricidade, desperdiçando-se energia em qualquer um dos casos.

Figura 4.11 - Produção hidráulica no dia 01-01-2010 [24]

As centrais térmicas encontravam-se a produzir o mínimo possível, durante as horas de vazio, não sendo, no entanto, suficiente para que não se tivesse de exportar o excesso de produção.

Figura 4.12 - Produção térmica no dia 01-01-2010 [24]

Com os dados já referidos anteriormente e analisando o diagrama de cargas presente na Figura 4.13 tem-se uma melhor perspectiva da quantidade de energia que foi desperdiçada durante grande parte deste dia.

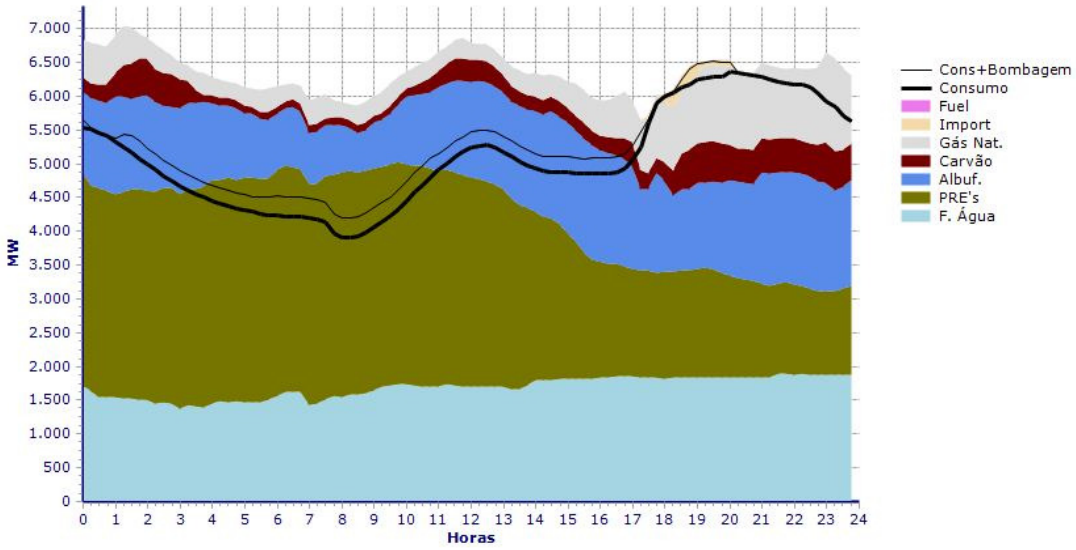


Figura 4.13 - Diagrama de cargas do dia 01-01-2010 [24]

Estas ocorrências no sistema electroprodutor têm um grande peso na balança comercial, como se pode observar na Figura 4.14, uma vez que o país está a vender energia a 0 € a Espanha, que, sendo maioritariamente eólica, tem um custo de produção de 0,09 €/kWh [31].

Figura 4.14 - Saldo importador no dia 01-01-2010 [24]

Este tipo de situações suscita a ideia, já por muitos defendida, de que Portugal poderá ter atingido o limite máximo de capacidade de penetração de potência eólica instalada no sistema eléctrico português [32], [33].

Apesar da instalação de potência eólica ter implicações na rede eléctrica, prevê-se que exista capacidade suficiente na Rede Nacional de Transporte (RNT) para recepção da potência instalada ao nível dos PRE.

Figura 4.15 - Capacidade de recepção de potência PRE na RNT [34]

O aumento de capacidade da rede transporte até 2019 considera também a entrada em funcionamento das novas centrais térmicas a gás natural de ciclo combinado (CCGT) e de carvão CCS (Carbon Capture and Storage) [34]. No entanto as implicações de penetração de eólica na rede eléctrica vão além da simples disponibilidade de capacidade da rede de transporte (até porque a grande maioria de potência eólica será ligada em Alta Tensão na Rede Nacional de Distribuição), sendo as questões técnicas, como o **controlo de potência reactiva,** o **controlo de frequência** e a **sobrevivência a cavas de tensão,** as que provocam problemas mais severos [35].

Neste momento **o maior problema provocado pelo grande aumento de instalação de potência eólica na rede eléctrica é a falta de capacidade para armazenar a energia eólica excedentária.** Através do gráfico da figura seguinte é possível analisar e comparar a evolução da potência eólica instalada e a evolução da capacidade total de armazenamento das albufeiras utilizada em Portugal.

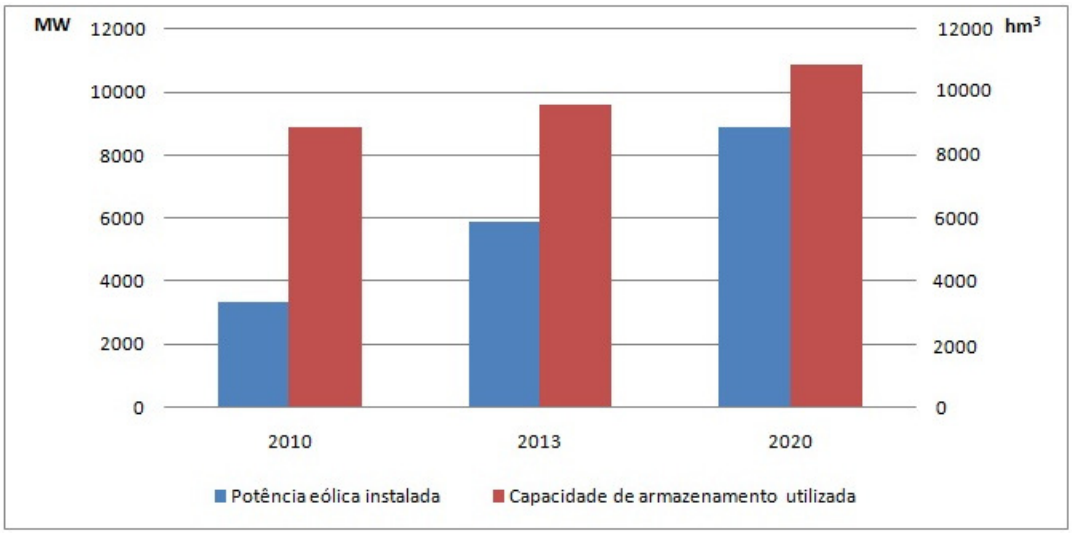


Figura 4.16 - Evolução da potência eólica instalada e da capacidade de armazenamento das albufeiras utilizada

A evolução da capacidade de armazenamento em 2010 é de 8862 hm^3, correspondendo à mesma capacidade de armazenamento existente em 2007, data de elaboração do PNBEPH, uma vez que nenhum aproveitamento hidroeléctrico de albufeira foi construído nesse período. Em 2013 a capacidade de armazenamento aumenta para 9579 hm^3 devido às albufeiras dos aproveitamentos do Baixo Sabor e Ribeiradio Ermida. Em 2020 é adicionada a capacidade de armazenamento das albufeiras relativas aos aproveitamentos hidroeléctricos a construir no âmbito do PNBEPH, aumentando essa capacidade para 10845 hm^3.

Verifica-se que o aumento de potência eólica instalada ocorrerá a um ritmo superior ao aumento da capacidade de armazenamento utilizada. No gráfico da Figura 4.17 está representada a relação entre a capacidade de armazenamento utilizada e a potência eólica instalada, que permite uma melhor observação deste fenómeno.

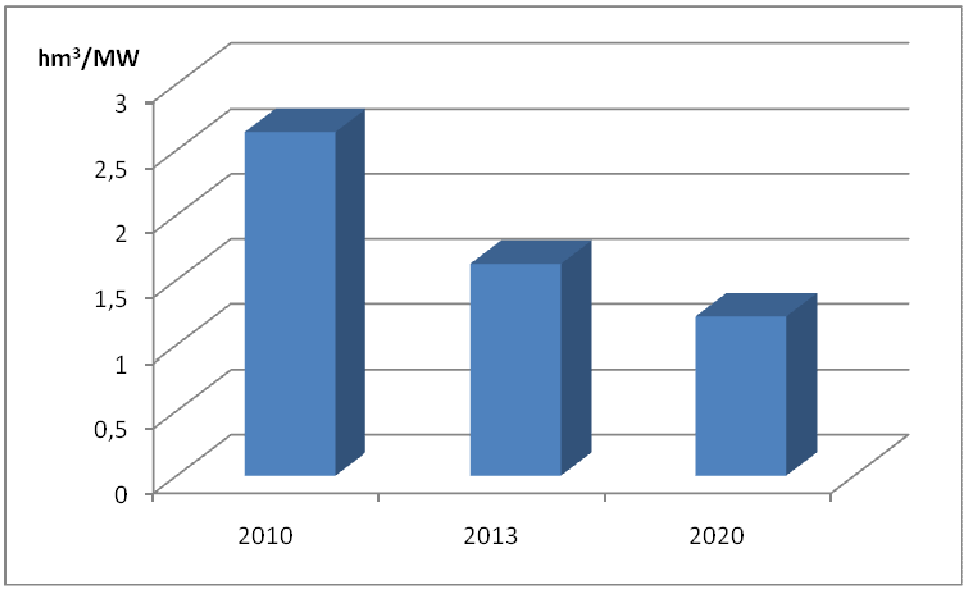


Figura 4.17 - Relação capacidade de armazenamento/potência eólica

Analisando os dados do gráfico assiste-se a uma diminuição da capacidade de armazenamento em relação à potência eólica instalada. Em 2010 existem cerca de 2,6 hm^3 por cada MW de potência eólica instalada, diminuindo para cerca de 1,6 hm^3/MW, em 2013, e para menos de metade no espaço duma década (1,2 hm^3/MW).

Isto significa que apesar de **o PNBEPH** estar bastante orientado para a energia eólica, talvez até mais do que a hídrica, **revela-se insuficiente para cumprir um dos seus grandes objectivos**, relacionado com a **complementaridade e evolução da hídrica face à potência eólica instalada**, fazendo com que situações de **falta de capacidade de armazenamento** de energia eólica excedentária continuem a existir e sejam mais frequentes do que em 2010.

Este facto torna-se ainda mais evidente quando as metas definidas pela nova política energética prevêem o aumento da produção em regime especial, provocado não só pela energia eólica mas também por outro tipo de fontes de energia, como a solar, as ondas e a microgeração em geral, que apesar de não serem tão imprevisíveis como a eólica, são também de carácter intermitente e necessitam de uma complementaridade que apenas pode ser proporcionada pelas centrais hidroeléctricas.

Uma das soluções a adoptar seria, então, tal como no ponto anterior, o aumento da capacidade de armazenamento das albufeiras nacionais. No entanto esta solução acarreta vários problemas relacionados, principalmente com questões ambientais. Para se proceder ao aumento da capacidade de armazenamento existem duas hipóteses:

- Aumento do número de aproveitamentos hidroeléctricos de albufeira;
- Aumento da capacidade das albufeiras dos aproveitamentos hidroeléctricos previstos pelo PNBEPH.

Qualquer uma destas hipóteses é alvo de grandes restrições ambientais que podem atrasar por vários anos a construção dos aproveitamentos ou até mesmo inviabilizar a sua implementação. Sendo obras de grande impacte ambiental, a construção dum maior número de aproveitamentos hidroeléctricos iria ocasionar um número também maior de cursos de rios afectados e, por consequência, alterações nos ecossistemas que lhes estão associados. O aumento da capacidade das albufeiras teria grandes implicações com as áreas inundadas, uma vez que seria necessário aumentar a sua cota NPA (Nível de Pleno Armazenamento da Albufeira).

4.3. A Política Energética Nacional

Actualmente, o Governo tem concentrado grande parte dos seus esforços no sector energético. Questões como o aumento de produção de energia com origem em fontes renováveis, o aumento da eficiência energética, o aumento do "mix" energético, a diminuição da dependência energética exterior e a diminuição da emissão de gases de efeito estufa são cada vez mais discutidas e estão na base de estratégias definidas por parte do Governo.

A **Estratégia Nacional para a Energia – ENE 2020 -**, definida em 2005 e actualizada recentemente pela Resolução do Conselho de Ministros nº 29/2010, define uma agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira do país através da aposta nas energias renováveis e da promoção integrada na eficiência energética, assegurando a segurança de abastecimento e a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético [36].

A ENE 2020 tem como principais objectivos, no horizonte de 2020 [37]:

- Reduzir a dependência energética do País face ao exterior para 74 % em 2020, produzindo, nesta data, a partir de recursos endógenos, o equivalente a 60 milhões de barris anuais de petróleo, com vista à progressiva independência do País face aos combustíveis fósseis;
- Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020 60 % da electricidade produzida e 31 % do consumo de energia final tenham origem em fontes renováveis e uma redução do 20 % do consumo de energia final nos termos do Pacote Energia-Clima 20-20-20;
- Reduzir em 25 % o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas gerando uma redução de importações de 2000 milhões de euros;

- Criar riqueza e consolidar um cluster energético no sector das energias renováveis em Portugal, assegurando em 2020 um valor acrescentado bruto de 3800 milhões de euros e criando mais 100 000 postos de trabalho a acrescer aos 35 000 já existentes no sector e que serão consolidados. Dos 135 000 postos de trabalho do sector, 45 000 serão directos e 90 000 indirectos. O impacto no PIB passará de 0,8 % para 1,7 % até 2020;
- Desenvolver um cluster industrial associado à promoção da eficiência energética assegurando a criação de 21 000 postos de trabalho anuais, gerando um investimento previsível de 13 000 milhões de euros até 2020 e proporcionando exportações equivalentes a 400 milhões de euros;
- Promover o desenvolvimento sustentável criando condições para o cumprimento das metas de redução de emissões assumidas por Portugal no quadro europeu.

Esta estratégia assenta sobre **5 eixos principais** que nela se desenvolvem e detalham e aos quais estão associados um conjunto de factores, medidas e áreas de actuação [36], [37]:

Eixo 1 – Agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira.

- Dinamização da economia;
- Desenvolvimento regional;
- Independência energética e financeira;
- Mercados de energia competitivos.

Eixo 2 – Aposta nas energias renováveis.

- Biomassa;
- Biocombustíveis e biogás;
- Ondas, geotermia e hidrogénio;
- Hídrica;
- Eólica;
- Solar.

Eixo 3 – Promoção da eficiência energética.

- Mobi.E;
- Redes inteligentes;
- Fundo de eficiência energética;
- Iluminação Pública;
- PNAEE.

Eixo 4 – Garantia da segurança de abastecimento.

- Mix energético;
- Interligações;
- Redes e armazenamento.

Eixo 5 – Sustentabilidade da estratégia energética.

- Sustentabilidade económica;
- Sustentabilidade técnica;
- Sustentabilidade ambiental.

Ao adoptar-se esta estratégia acredita-se que Portugal seja capaz de cumprir os compromissos assumidos no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas.

Analisando mais pormenorizadamente os conteúdos desta estratégia verifica-se que o PNBEPH se revela como uma ferramenta bastante útil no cumprimento de alguns dos objectivos definidos.

Em relação ao **Eixo 1** e aos objectivos que lhe estão associados, o PNBEPH encontra-se de acordo com o que foi estabelecido uma vez que contribui para a independência energética e financeira através do incremento da produção renovável. Também no que diz respeito ao desenvolvimento regional, pode ser considerado como favorável dado que os aproveitamentos a implementar situam-se quase todos em regiões pouco desenvolvidas. Em relação aos objectivos deste eixo, apenas não contribui para a promoção da produção dispersa.

No que está relacionado com o **Eixo 2**, que é o eixo com maior influência no Pacote Clima-Energia e nas metas definidas pela União Europeia, o PNBEPH pode ser considerado como uma verdadeira mais-valia na medida em que o aumento de potência instalada no âmbito do programa (cerca de 2000 MW) contribui para o aumento do aproveitamento do potencial hidroeléctrico (de 46% para cerca de 70%) e para o aumento da potência instalada para produção de energia eléctrica com origem em fontes de energia renováveis. Estas acções são consideradas, na ENE 2020, como directamente relacionadas com o aumento de produção de energia renovável, no entanto, como já foi referido, a sua contribuição apenas será significativa se o aumento de energia hidroeléctrica proporcionado pelos aproveitamentos do programa for considerável. Para além da potência hídrica instalada, o PNBEPH possibilita também o aumento da potência eólica instalada uma vez que uma parte dos aproveitamentos hidroeléctricos a implementar possui grupos reversíveis, indispensáveis ao crescimento da energia eólica.

O **Eixo 3** não está directamente relacionado com o PNBEPH, podendo-se considerar que o programa não contribui positiva nem negativamente para o cumprimento dos objectivos que estão associados a este eixo.

Em relação ao **Eixo 4**, o PNBEPH contribui para a diversificação do "mix" Energético uma vez que promove dois tipos de energias renováveis: hídrica e eólica.

Analisando o programa em relação ao **Eixo 5**, este revela-se favorável do ponto de vista da sustentabilidade técnica uma vez que permite aumentar a potência hídrica para viabilizar o crescimento da produção eólica. Também na sustentabilidade ambiental pode ser considerado como de acordo com as medidas definidas uma vez que as emissões de CO_2 inerentes à produção de energia eléctrica de origem hídrica são praticamente nulas.

Duma forma geral pode-se afirmar que **o PNBEPH está de acordo com a ENE 2020 e que contribui para o alcance dos objectivos definidos no âmbito desta estratégia.**

Outro dos aspectos que deve ser analisado é o facto de a ENE 2020 defender a diversificação do "mix" energético apenas através das energias renováveis, da continuidade da utilização do gás natural e da manutenção da opção carvão para uso se necessário [38], deixando de parte a energia nuclear que é uma importante forma de produção de energia eléctrica.

Apesar das enormes vantagens inerentes às energias renováveis, o carácter intermitente e imprevisível associado à maior parte delas, bem como o facto de ainda se basearem em tecnologias pouco desenvolvidas, torna estes métodos de produção bastante dispendiosos e com consideráveis implicações na rede eléctrica.

Com a excepção da Grande Hídrica, todas as formas de produção de energia eléctrica com origem renovável inserem-se nos PRE. A energia eólica, o tipo de PRE com maior potência instalada no nosso país, tem um grande peso na definição do preço médio de aquisição para este tipo de produção. Também a cogeração contribui com uma parte significativa do total de energia produzida pelos PRE. As mini-hídricas, a biomassa e as centrais de resíduos sólidos urbanos (RSU), com um peso muito menos expressivo, contribuem ligeiramente para o preço médio de aquisição dos PRE.

Tabela 4.5 - Produção e remuneração expectável para 2010 [31]

	Tarifas 2010				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10^3 EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE 10^3 EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	11 443	92,55	1 058 991		486 852
Eólicas	7 794	91,07	709 816	50,00	320 107
Hídricas	885	88,70	78 500	50,00	34 250
Biogás	58	111,20	6 398	50,00	3 521
Biomassa	590	113,40	66 882	50,00	37 392
Fotovoltaica e energia das ondas	83	344,77	28 616	50,00	24 466
Térmica (exclui cogeração	1 588	83,60	132 782	50,00	53 367
RSU	445	80,90	35 999	50,00	13 750
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	3 456	85,89	296 823		124 040
Térmica - Cogeração	3 441	83,80	288 379	50,00	116 315
Microgeração	14	587,00	8 444	50,00	7 725
Total da produção em regime especial	14 898	91,00	1 355 814		610 892

Todos estes tipos de energia beneficiam de subsídios do Governo que funcionam como incentivos a uma maior instalação deste tipo de equipamentos, permitindo desta forma um maior desenvolvimento das tecnologias utilizadas. São estes incentivos que permitem que a potência instalada de origem renovável aumente a um ritmo bastante elevado. O grande problema é que esse subsídio de incentivo à produção renovável terá consequências na factura energética nacional e terá de ser reflectido no preço final para o consumidor.

	2007s2	2008s1	2008s2	2009s1	2009s2	2009s2 / 2008s2
	in NAC per 100 kWh					*in %*
CY	15.73	17.80	20.40	15.58	16.42	-19.51
IT	:	20.27	22.21	20.98	19.97	-10.09
IE	19.18	17.69	20.33	20.30	18.55	-8.76
DK	178.91	196.47	207.63	200.95	190.05	-8.47
NO	118.30	130.30	144.46	139.20	133.90	-7.31
EL	9.84	10.47	10.99	11.54	10.32	-6.10
UK	10.28	11.30	13.10	13.10	12.50	-4.58
MT	9.18	9.93	15.36	17.08	15.13	-1.50
EU-27	15.64	15.89	16.70	16.50	16.45	-1.50
BG	14.10	13.90	16.10	16.10	16.00	-0.62
SE	149.60	159.20	172.00	174.00	171.00	-0.58
HR	72.00	72.00	85.00	85.00	85.00	0.00
EA	16.22	16.48	17.22	17.41	17.35	0.75
FI	11.49	12.23	12.73	12.96	12.89	1.26
FR	12.22	12.13	12.03	12.28	12.25	1.83
RO	38.12	38.95	40.76	41.32	41.60	2.06
SK	15.14	15.11	15.27	15.40	15.60	2.16
NL	17.20	17.30	17.80	19.00	18.50	3.93
DE	21.05	21.48	21.95	22.82	22.94	4.51
PT	15.62	14.82	15.25	15.08	15.94	4.52
LV	5.10	5.88	7.09	7.43	7.43	4.80
LT	30.03	29.70	29.85	32.85	31.97	7.10
AT	17.40	17.79	17.72	19.09	19.09	7.73
ES	14.00	13.66	15.57	15.77	16.84	8.16
EE	123.00	127.40	133.00	144.30	144.00	8.27
TR	15.75	18.84	23.53	24.63	25.62	8.88
HU	3271.00	3928.00	3878.00	4300.00	4327.00	11.58
CZ	291.00	321.00	321.00	359.00	359.00	11.84
SI	11.16	11.47	11.56	13.65	13.41	16.00
LU	16.45	16.45	16.09	18.82	18.82	16.97
PL	51.39	43.94	45.81	50.63	54.03	17.94
BE	16.83	19.72	20.81	19.16	:	:

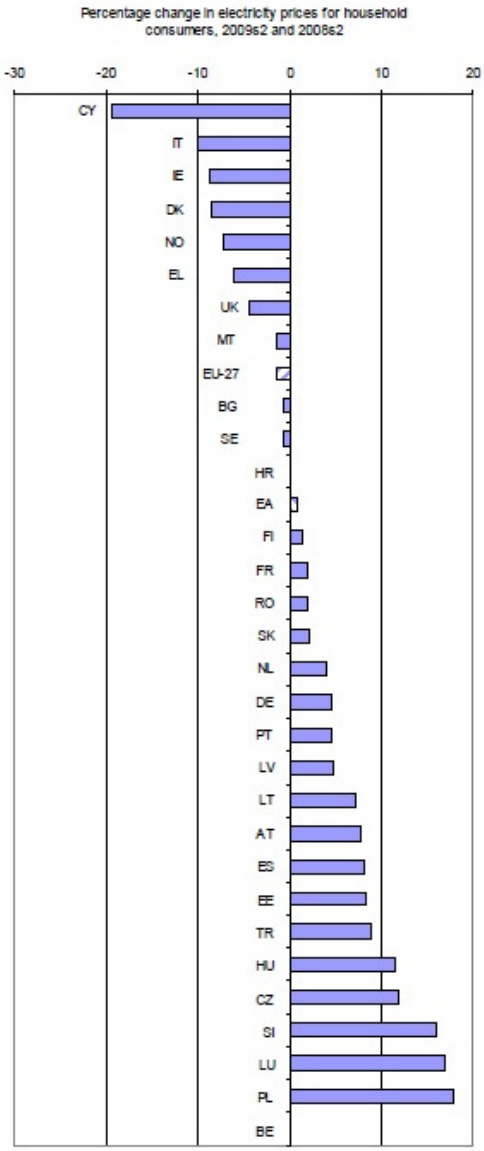


Figura 4.18 - Preços de electricidade para o consumidor doméstico na UE, em 2008 e 2009 [39]

	2007s2	2008s1	2008s2	2009s1	2009s2	2009s2 / 2008s2
	in NAC per 100 kWh					*in %*
MT	12.21	12.21	16.19	15.06	12.91	-20.26
CY	13.91	14.27	18.07	11.86	14.94	-17.32
IE	12.35	13.02	14.19	12.06	11.75	-17.20
DK	66.70	68.08	76.00	64.00	69.00	-9.21
NO	59.70	62.30	74.04	70.30	68.11	-8.01
IT	:	13.99	14.81	15.82	13.70	-7.49
SE	60.90	65.00	76.20	72.40	71.60	-6.04
LT	25.70	28.62	28.95	31.89	27.28	-5.77
HR	54.00	55.00	68.00	64.00	66.00	-2.94
SI	9.10	9.32	9.85	11.18	9.62	-2.34
BG	11.10	11.00	12.70	12.70	12.50	-1.57
EU-27	9.43	9.79	10.29	10.73	10.26	-0.29
RO	30.34	32.53	35.12	34.34	35.17	0.14
UK	7.48	7.57	8.89	9.98	8.99	1.12
FI	5.86	6.40	6.74	6.89	6.83	1.34
EA	9.50	10.08	10.45	11.20	10.63	1.72
EL	7.89	8.61	9.20	9.48	9.36	1.74
CZ	259.00	279.00	277.00	290.00	289.00	4.33
PT	7.93	8.95	9.01	9.43	9.44	4.77
ES	9.58	9.61	10.68	11.54	11.20	4.87
TR	11.53	12.98	16.33	16.78	17.16	5.08
DE	10.13	10.53	10.78	11.32	11.34	5.19
FR	5.74	6.51	6.17	7.25	6.56	6.32
EE	83.00	88.70	94.00	100.60	100.90	7.34
SK	11.58	12.73	12.90	14.23	14.03	8.76
NL	9.70	9.90	10.20	11.30	11.10	8.82
LV	4.16	4.61	5.63	6.33	6.30	11.90
HU	2847.00	2897.00	3041.00	3598.43	3516.00	15.62
LU	9.76	9.76	9.79	11.57	11.58	18.28
PL	33.70	30.76	32.18	40.36	39.07	21.41
AT	9.40	10.64	10.72	:	:	:
BE	9.49	10.69	10.96	11.11	:	:

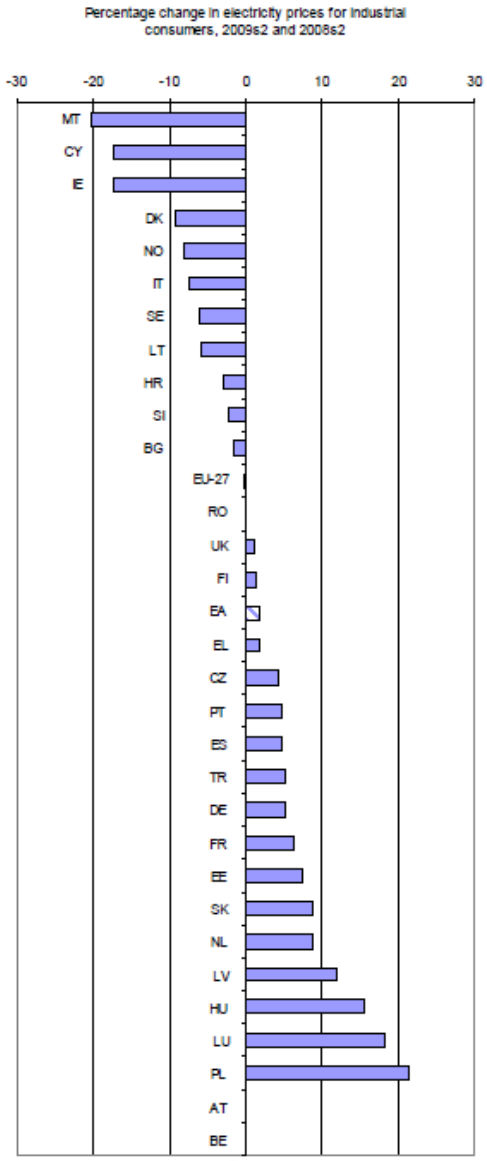


Figura 4.19 - Preços de electricidade para o consumidor industrial na UE, em 2008 e 2009 [39]

Na Figura 4.18 e na Figura 4.19 pode-se verificar os preços da electricidade, na unidade monetária de cada país por cada 100 kWh, para os consumidores domésticos e industriais nos países europeus, em 2008 e 2009. Analisando os dados das figuras pode-se observar que na UE os preços sofreram uma quebra de 1,5% e 0,29%, respectivamente para os consumidores domésticos e industriais, do segundo semestre do 2008 para o segundo semestre de 2009. Em igual período, em Portugal estes preços tiveram um comportamento contrário, aumentando 4,52% e 4,77%, respectivamente para os consumidores domésticos e industrias.

Este aumento está relacionado com a subsidiação atribuída pelo governo português às energias renováveis. Enquanto na generalidade da Europa os preços da electricidade baixaram devido à quebra dos preços dos combustíveis fósseis, em Portugal o preço da

electricidade subiu porque o grande défice provocado pelos incentivos às energias renováveis, principalmente às eólicas, foi incluído no preço final do consumidor.

É neste cenário que a energia nuclear surge como uma hipótese a ser considerada. É uma energia barata, com uma tecnologia bastante desenvolvida ao longo de várias décadas e com emissões de CO_2 apenas existentes na fase de construção da central.

A adopção deste tipo de energia permitiria a Portugal diminuir a energia eléctrica importada de Espanha, que possui grande parte das vezes um preço inferior devido à energia de origem nuclear produzida. Uma vez que este tipo de centrais não recorre ao uso de combustíveis fósseis, a sua implementação permitiria também contribuir para a diminuição da dependência energética externa, mais ainda quando podem operar como centrais de base do diagrama de cargas, produzindo energia eléctrica de forma contínua. Em grande parte dos países desenvolvidos este tipo de energia está há bastante tempo introduzido no sistema electroprodutor, satisfazendo a maior parte do consumo de energia eléctrica.

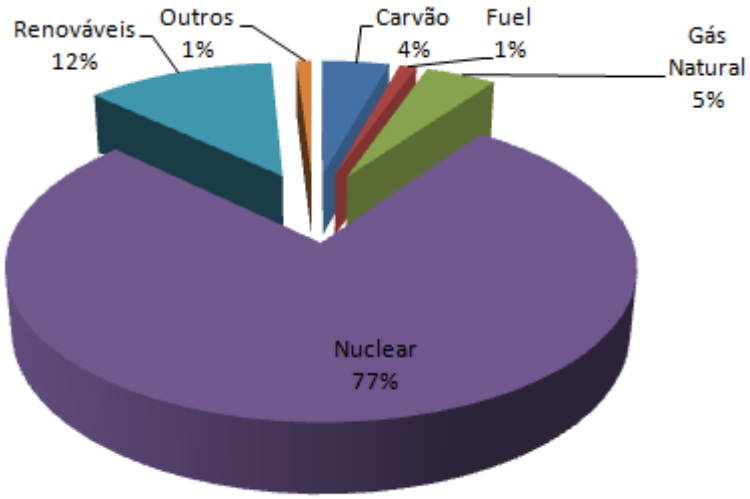


Figura 4.20 - Produção de electricidade em França, no ano de 2007 [40]

Como se pode observar, em França a energia nuclear satisfaz quase 80% da totalidade da produção de energia eléctrica. No entanto, uma vez que em Portugal os índices de consumo estão próximos da saturação e a rede nacional não tem dimensão para acolher vários grupos nucleares, nunca seria expectável que a quantidade de energia produzida satisfizesse a maior parte do consumo de electricidade. No caso da rede eléctrica seria então conveniente construir, a partir do sistema espanhol de segurança já existente, um sistema conjunto luso-espanhol que faça a monitorização e a gestão da segurança de todas as centrais nucleares da rede ibérica, em vez de se montar em Portugal um pesado e dispendioso sistema do mesmo género diluindo os seus custos por poucos grupos nucleares [41].

No entanto, as centrais nucleares também possuem as suas desvantagens. As implicações ambientais em caso de acidente são muitas das vezes graves e com consequências numa grande área em redor da central. Contudo, hoje em dia, o risco deste tipo de acidentes acontecer é muito pouco provável uma vez que a evolução da tecnologia nuclear tem permitido aumentar bastante a segurança destas centrais e permitirá ainda uma redução substancial dos resíduos radioactivos, que no futuro poderão mesmo ser reutilizados nos próprios reactores [41], [42], [43]. Outra das desvantagens reside no facto de a incorporação tecnológica nacional, em matéria de energia nuclear, ser praticamente nula. Não dispomos de combustível nem tecnologia de enriquecimento, reprocessamento ou tratamento [41].

Concluindo, devido principalmente às vantagens em termos de custo, a energia nuclear deveria ser também uma energia a considerar no "mix" energético, tal como as renováveis. Apesar de actualmente as energias renováveis terem como base tecnologias pouco maduras, acarretando elevados custos de produção, a aposta neste tipo de energias deve continuar a ser efectuada de modo a que estas tecnologias possam evoluir e, consequentemente, baixem os seus custos de produção.

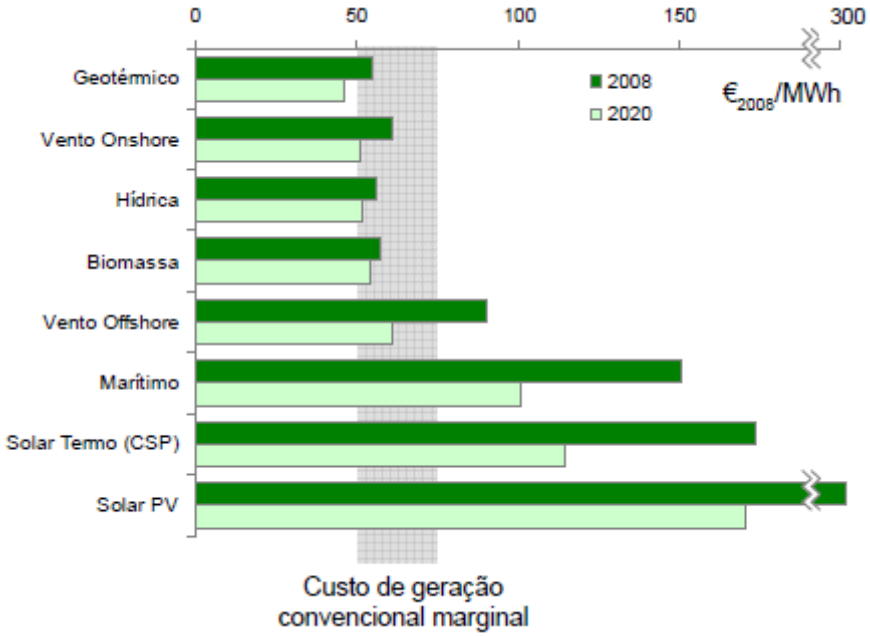


Figura 4.21 - Evolução do custo de geração com tecnologias renováveis [44]

Como se pode observar pelo gráfico da Figura 4.21, mantendo-se a política de aposta nas energias renováveis é expectável que os custos associados aos vários tipos de energias diminua e, consequentemente, as torne mais competitivas.

No entanto esta aposta nas renováveis deve ser efectuada de forma sustentada e conscienciosa, numa lógica de complemento e contribuição para o "mix" energético do sistema electroprodutor nacional, sendo acompanhada pela instalação de outras formas de produção e de modo a não causar grandes encargos financeiros para do país.

4.4. A dependência energética externa

Na maior parte dos países Europeus, a componente termoeléctrica é a que tem mais peso no parque electroprodutor. Isto acontece porque são as centrais termoeléctricas, juntamente com os PRE, que asseguram a base do diagrama de cargas, tal como já foi referido anteriormente e como pode ser observado na Figura 4.2.

Uma vez que as reservas de combustíveis fósseis, utilizados nas centrais termoeléctricas, são escassas ou praticamente inexistentes em Portugal, é necessário importar grandes quantidades de gás natural e carvão. As centrais a fuel são cada vez menos utilizadas, implicando por isso uma grande diminuição do consumo deste tipo de combustível. Esta situação faz com que Portugal seja um dos países da UE que apresentam maior percentagem de dependência energética externa.

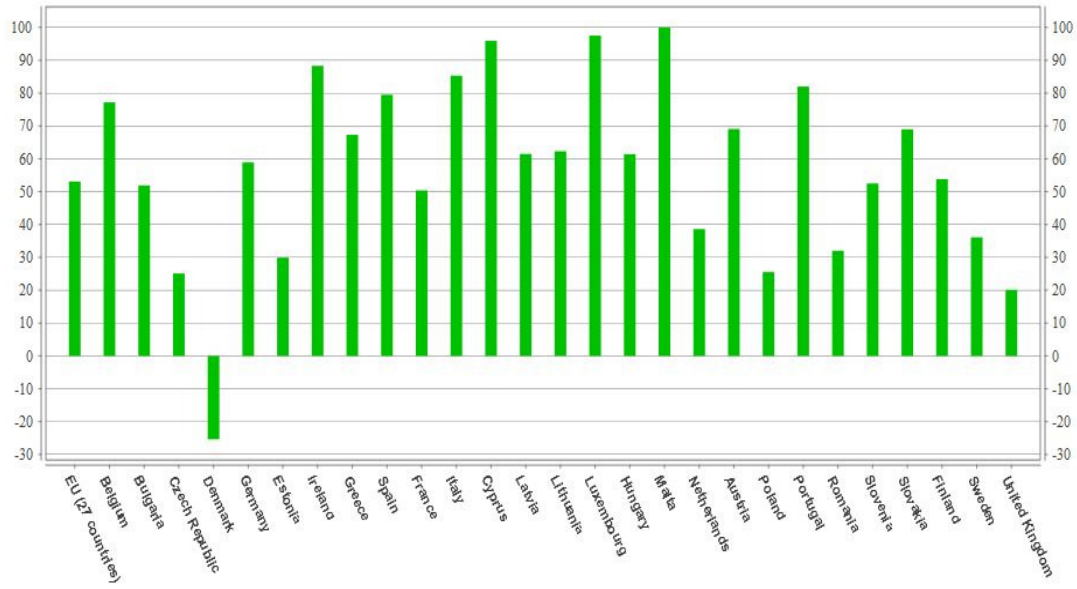


Figura 4.22 - Dependência energética externa nos países da União Europeia, em 2007 [45]

Como se pode observar a dependência energética portuguesa é bastante considerável e não se prevê que este cenário mude de figura, uma vez que o consumo de energia também irá aumentar. Apesar dos esforços desenvolvidos no sentido de aumentar a produção de electricidade através de fontes de energia renovável, as condicionantes associadas a este tipo

de energias permitirão que a potência termoeléctrica instalada continue também a aumentar.

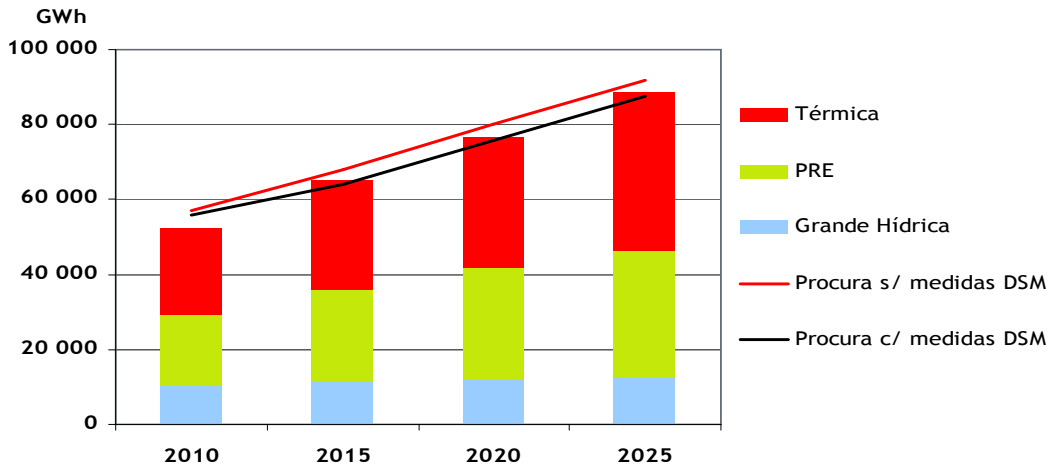


Figura 4.23 - Previsão da evolução da energia eléctrica produzida através dos diferentes tipos de produção, em Portugal [46]

Como se pode observar através da Figura 4.23 e da Figura 4.24, a quota da energia termoeléctrica na totalidade de energia eléctrica produzida em Portugal continuará a aumentar, uma vez que o crescimento deste tipo de energia continuará a ser indispensável para a segurança do abastecimento de electricidade.

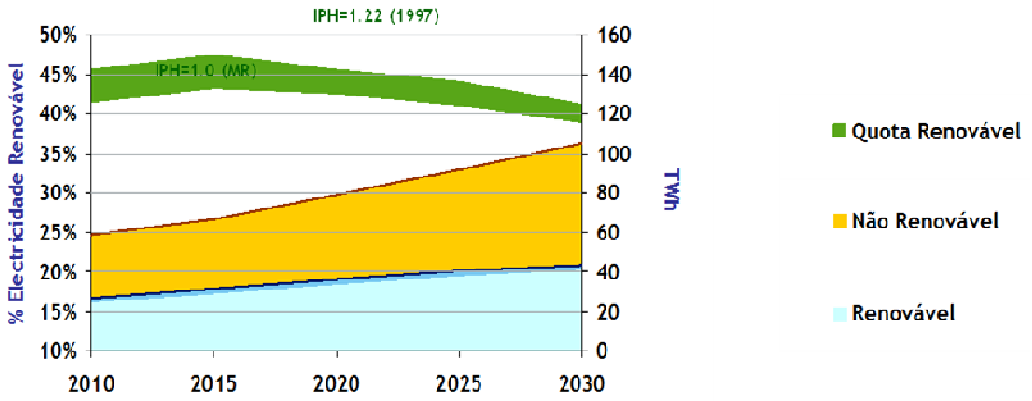


Figura 4.24 - Previsão da produção de electricidade, em Portugal [46]

No entanto o problema da dependência energética externa não é apenas inerente a alguns países, incluindo Portugal, mas sim à generalidade da União Europeia, sendo que as

necessidades energéticas da UE são satisfeitas importando 50% da totalidade da energia consumida.

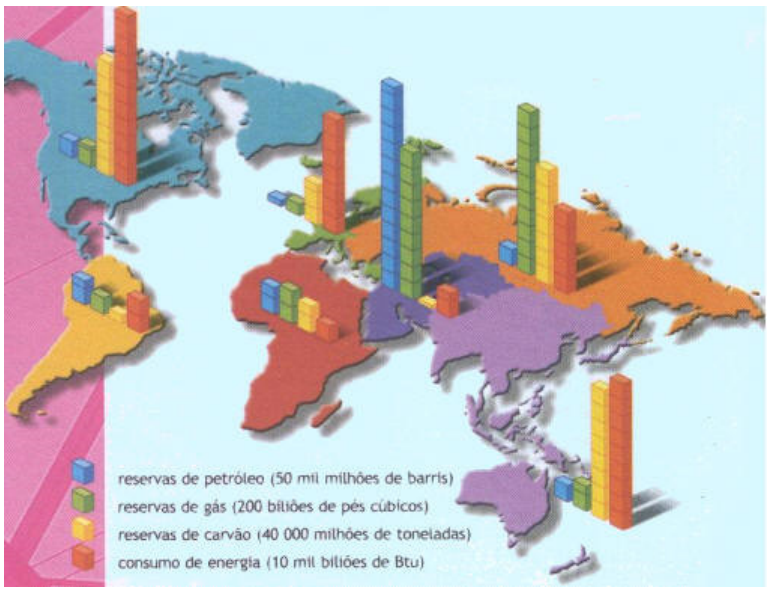


Figura 4.25 - Localização das reservas de combustíveis fósseis no Mundo [47]

Como se pode observar a através da Figura 4.25, as reservas de petróleo, gás natural e carvão da União Europeia são bastante menores do que na generalidade do Mundo. Isto aliado ao facto de o consumo ser bastante elevado, torna a UE, e por consequência Portugal, energeticamente dependente doutros países.

Esta situação, para além das dificuldades económicas que provoca, causa também insegurança ao nível do abastecimento. Uma vez que a maior parte dos combustíveis fósseis, principalmente gás natural, é importado de países complicados do ponto de vista geopolítico, como a Rússia e o Médio Oriente, acontecem, por vezes, situações de quebra de abastecimento quando esses países utilizam a energia como arma de guerra política.

Para além de Portugal importar muita da matéria-prima que utiliza nas centrais termoeléctricas nacionais, também importa energia eléctrica a Espanha, como se pode observar pela Figura 4.2, em que as importações de electricidade têm um peso significativo no diagrama de cargas. Isto acontece pelo facto de o kWh em Espanha ser, em diversas ocasiões, mais barato do que em Portugal, ficando mais barato comprar a energia ao país vizinho do que produzi-la.

Um dos objectivos principais do PNBEPH e da nova política energética definida pelo governo português é a redução da dependência energética externa. Apostando nos recursos renováveis, como a energia hídrica, é possível reduzir a quota de energia importada.

Na Estratégia Nacional para a Energia ficou estabelecido como meta a redução da dependência energética do país face ao exterior para **74% em 2020**. Actualmente o consumo anual de energia eléctrica em Portugal é de cerca de 50000 GWh e a produção hidroeléctrica contribui com cerca de 8000 GWh, em média, satisfazendo cerca de **16%** desse consumo.

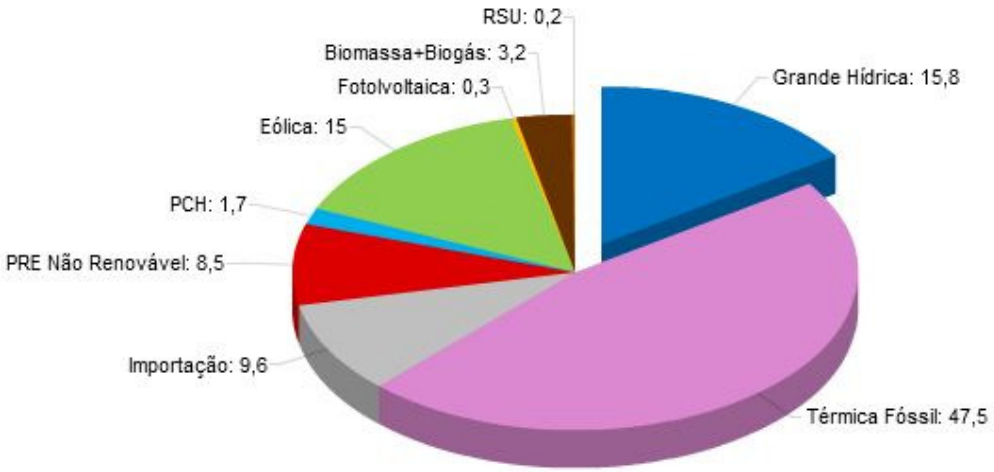


Figura 4.26 - Origem do consumo por recurso no SEN em 2009 [48]

Depreende-se que o contributo do PNBEPH apenas será significativo se a aposta efectuada na energia hidroeléctrica passar por uma mudança de estratégia em relação a esta, tal como referido no ponto 4.1. Se isso se verificar, considerando que em 2020 o consumo anual de energia eléctrica será de cerca de 55000 GWh, segundo dados do Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) [49], e a produção hidroeléctrica contribuirá com 14323 GWh, considerando todos os aproveitamentos hidroeléctricos que entrarão em funcionamento até 2020, satisfazendo **26%** do consumo, admitindo que a produção dos aproveitamentos existentes não é afectada pelos novos aproveitamentos hidroeléctricos a implementar, então o aumento de energia hidroeléctrica produzida proporcionado pelo PNBEPH será bastante significativo para a redução da dependência energética externa.

Se, pelo contrário, as centrais hidroeléctricas continuarem a produzir principalmente nas horas de cheias e pontas do diagrama de cargas, a dependência energética externa pouco diminuirá. Neste cenário, Portugal continuará a importar combustíveis fósseis para satisfazer a produção termoeléctrica de base e continuará a importar energia eléctrica a Espanha.

Do ponto de vista económico, o PNBEPH, revela-se favorável em qualquer uma das situações anteriores, uma vez que como a energia eléctrica é mais cara nas horas de pontas e cheias do diagrama, as centrais hidroeléctricas a construir no âmbito do programa poderão reduzir os gastos de importação de energia já que a energia disponível durante este período será maior. Esta situação é ainda mais crítica quando se verifica que é nestes períodos, e, por isso, a um preço mais elevado, que Portugal importa maior quantidade de energia eléctrica de Espanha.

4.5. As alterações aos estudos do PNBEPH

Os estudos elaborados no PNBEPH levaram à definição das características técnicas dos aproveitamentos, como explica o capítulo 3 do documento representativo da memória do PNBEPH e o ponto 3.3 desta dissertação. No Anexo III também podem ser consultadas as tabelas relativas às alternativas consideradas.

Das alternativas consideradas, foi escolhida a melhor alternativa para cada aproveitamento, segundo critérios de selecção já referidos anteriormente e que tiveram por base a análise dos valores dos indicadores económicos e da produção de energia inerentes a cada alternativa. Estes indicadores podem ser consultados no Anexo IV.

Deste estudo resultou então a selecção das características técnicas a adoptar para cada aproveitamento, que podem ser consultadas na Tabela 3.3 ou, mais pormenorizadamente, no final do Anexo III.

Antes de mais é necessário indicar quais as propostas vencedoras dos concursos de concessão dos aproveitamentos hidroeléctricos. É de referir que Almourol e Pinhosão ainda não foram adjudicados por falta de propostas.

Tabela 4.6 - Empresas vencedoras dos concursos de concessão [50]

Aproveitamento	Adjudicatário Provisório
Foz Tua	EDP – Gestão da Produção de Energia, SA
Gouvães	Iberdrola Generación, S. A. U.
Padroselos	Iberdrola Generación, S. A. U.
Alto Tâmega	Iberdrola Generación, S. A. U.
Daivões	Iberdrola Generación, S. A. U.
Fridão	EDP – Gestão da Produção de Energia, SA
Alvito	EDP – Gestão da Produção de Energia, SA
Pinhosão	Sem proposta
Girabolhos	Endesa Generación Portugal, SA
Almourol	Sem proposta

Apesar de o PNBEPH referir que as características técnicas definidas servem apenas como valores preliminares, que deverão ser objecto de avaliação com maior detalhe no âmbito da elaboração dos respectivos projectos e do processo de avaliação de impacte ambiental a que cada aproveitamento será submetido, surgiram múltiplas e relevantes alterações nas propostas vencedoras dos concursos de adjudicação. Considerando o conjunto de todas as propostas, foram efectuadas alterações em todas as características técnicas principais dos aproveitamentos.

Os Estudos de Impacte Ambiental (EIA) já foram realizados a cada aproveitamento pelas respectivas empresas construtoras. No entanto, até ao momento de conclusão desta dissertação, apenas os aproveitamentos hidroeléctricos de Foz Tua, Alvito e Fridão possuem as respectivas Declarações de Impacte Ambiental (DIA).

A Declaração de Impacte Ambiental do aproveitamento de Foz Tua foi a que causou maior impacto nas propostas do PNBEPH e das empresas concessionárias, definindo uma alteração significativa da cota de NPA da albufeira, passando de **200 m**, considerados no PNBEPH, para **170 m**. Isto leva a acreditar que algumas das características técnicas adoptadas no PNBEPH e nas propostas vencedoras serão alteradas, numa fase posterior, no âmbito da AIA.

No cumprimento dos objectivos do PNBEPH, a alteração mais significativa, prende-se com a potência instalada. Todos os aproveitamentos hidroeléctricos que integram o PNBEPH viram a sua potência aumentada nas propostas efectuadas pelos adjudicatários.

Tabela 4.7 - Alterações na potência a instalada de cada aproveitamento

Aproveitamento	Potência Instalada (MW)		Energia Produzida (GWh/ano)	
	PNBEPH	Proposta	PNBEPH	Proposta
Foz Tua	234	251	340	276
Gouvães	112	660	153	1128
Padroselos	113	230	102	469
Alto Tâmega	90	127	114	142
Daivões	109	118	148	161
Fridão	163	238	299	315
Alvito	48	225	62	369
Girabolhos	72	335	99	500
TOTAL	**941**	**2184**	**1317**	**3360**

Como se pode observar, prevêem-se aumentos bastante significativos nos valores de potência a instalar em cada aproveitamento, aumentando o total para mais do dobro do que tinha sido inicialmente previsto no PNBEPH. É de referir que os valores relativos às propostas foram retirados de dados das próprias empresas concessionárias e confirmados após a verificação das respectivas DIA, com excepção do aproveitamento de Girabolhos e do conjunto de aproveitamentos da Cascata do Tâmega, que ainda não possuem DIA e, por isso, os valores foram retirados de dados do INAG, carecendo ainda de posterior confirmação quando forem emitidas as respectivas DIA. É ainda de salientar que o total de energia referido pode variar entre 3226 GWh/ano e 3428 GWh/ano, uma vez que para os aproveitamentos da bacia do Tâmega foram definidas várias alternativas no EIA, variando a energia produzida associada a cada uma delas entre 1766 GWh/ano e 1968 GWh/ano.

A alteração da potência a instalar tem várias implicações tanto para o País, em geral, como para os adjudicatários dos aproveitamentos, em particular. Para Portugal, o aumento de potência hidroeléctrica instalada contribui para o cumprimento das metas assumidas pelo País em relação à produção de energia eléctrica através de fontes de energia renovável. Este aumento da potência instalada terá também repercussões ao nível da energia eléctrica produzida, permitindo que a produção aumente em relação ao que estava anteriormente previsto, contribuindo para a diminuição de emissão de GEE. Como se pode observar através da tabela anterior, o aumento de energia foi também bastante significativo, estando neste momento previsto, através das propostas apresentadas, que o conjunto dos aproveitamentos hidroeléctricos produza mais do dobro do que estava definido no PNBEPH. Para os adjudicatários, o aumento de produção de energia associado ao aumento de produção de potência instalada, possibilita que tenham maiores remunerações durante a sua exploração. Este aumento de potência instalada proporciona também um aumento da potência reversível, extremamente útil para a complementaridade hídrica/eólica.

Para além da potência instalada e da energia produzida, também foram alteradas outras características técnicas previstas no PNBEPH.

Tabela 4.8 - Alterações nas várias características técnicas dos aproveitamentos

Aproveitamento	Cota NPA		Caudal Equipado (m^3/s)		Queda útil nominal (m)		Reversibilidade	
	PNBEPH	Proposta	PNBEPH	Proposta	PNBEPH	Proposta	PNBEPH	Proposta
Foz Tua	200	195	220	310	118	113	Sim	Sim
Gouvães	883,5	890	20	110	620	626,5	Sim	Sim
Padroselos	450	450	60	120	208	208	Sim	Sim
Alto Tâmega	312	322	130	160	77	87	Sim	Não
Daivões	231	231	180	220	67	67	Sim	Não
Fridão	160	165	240	350	76	82	Não	Não
Alvito	200	221	65	250	82	101,4	Não	Sim
Girabolhos	300	300	70	505	114	80	Sim	Sim

Tal como já foi referido, a cota NPA do aproveitamento de Foz Tua já foi alterada pela respectiva DIA e assume portanto o valor de 170 m. A cota NPA da albufeira do aproveitamento de Fridão foi mantida a 160 m pela respectiva DIA, tal como tinha sido previsto no PNBEPH. Também os restantes aproveitamentos, com excepção de Girabolhos e da Cascata do Tâmega, que ainda não possuem DIA, viram os valores relativos às cotas NPA previstas no PNBEPH alterados. A cota NPA da albufeira tem uma grande influência no total de energia produzida pelo aproveitamento, uma vez que quanto maior for a cota, maior é também a sua capacidade de armazenamento, e, por consequência, na remuneração obtida pela empresa concessionária durante a sua exploração. Para além disso, albufeiras maiores permitem uma maior capacidade de recepção de energia eólica excedentária nos aproveitamentos que possuem grupos reversíveis.

Os valores definidos no PNBEPH para o caudal equipado também foram alterados. Todas as propostas prevêem um aumento do caudal equipado, sendo que nalguns casos esse aumento é bastante significativo. O aumento destes valores implica que se consiga um melhor aproveitamento dos caudais afluentes e, consequentemente um aumento da energia produzida. Torna-se possível armazenar grandes quantidades de energia nas albufeiras e posteriormente produzir mais energia em curtos períodos de tempo.

A queda útil nominal acompanha as variações da cota NPA do aproveitamento. Quanto maior for o valor do NPA, maior será também o valor da queda útil nominal. Isto terá também implicações ao nível da energia produzida pelo aproveitamento, uma vez que esta depende do caudal do rio e da altura da queda de água da barragem.

A reversibilidade revela-se também como uma característica bastante importante devido ao facto de um dos grandes objectivos do PNBEPH estar relacionado com a criação de novas reservas de armazenamento de energia excedentária, principalmente de origem eólica. Esse

armazenamento só será possível se os aproveitamentos possuírem grupos reversíveis, que efectuem a bombagem da água a jusante para a albufeira a montante da barragem.

Como já foi referido no ponto 4.2, é necessário que exista um determinado valor de potência reversível instalada de modo a que a evolução da potência eólica instalada seja devidamente acompanhada pela componente hídrica. No PNBEPH ficou previsto que, dos aproveitamentos de albufeira, apenas Fridão e Alvito não estariam equipados com grupos reversíveis. No entanto depois, de apresentadas as propostas vencedores, assiste-se a alterações por parte das empresas. A *EDP* optou pela inclusão de reversibilidade no aproveitamento hidroeléctrico de Alvito, ao passo que a *Iberdrola* optou por não incluir reversibilidade nos aproveitamentos de Alto Tâmega e Daivões. Apesar de existir um menor número de aproveitamentos reversíveis do que o que estava inicialmente previsto, existe um aumento da potência reversível provocado pelo aumento da potência instalada. O único problema que poderá existir prende-se mais uma vez com a capacidade de armazenamento das albufeiras, que desta forma limitará um pouco mais o armazenamento de energia excedentária. Se o número de aproveitamentos com reversibilidade fosse maior, a energia excedentária a armazenar poderia ser repartida pelos vários aproveitamentos hidroeléctricos, não sobrecarregando, assim, apenas algumas albufeiras.

Ainda em relação às alterações efectuadas ao que estava previsto no PNBEPH, deve ser dada especial atenção ao facto de dois dos aproveitamentos hidroeléctricos integrados no programa (**Almourol e Pinhosão**) ainda não terem sido adjudicados depois de várias fazes de concursos para atribuição das obras. Apesar de várias empresas, incluindo as vencedoras dos concursos dos restantes aproveitamentos, terem adquirido peças do concurso, nenhuma delas apresentou qualquer proposta. Isto deve-se, principalmente, ao facto de a avaliação económica, realizada no PNBEPH, estar sobrevalorizada, nomeadamente as TIR, que suscitam grande discordância por parte das empresas. Ao que tudo indica estes aproveitamentos irão mesmo ficar por construir devido, principalmente, à falta de rentabilidade que apresentam.

Existe ainda um outro aproveitamento que está em vias de não ser construído devido a questões de ordem ambiental. O aproveitamento hidroeléctrico de Padroselos, pertencente à bacia do Tâmega e atribuído à empresa *Iberdrola Generación, SAU*, poderá vir a ser excluído do Sistema Electroprodutor do Tâmega (SET).

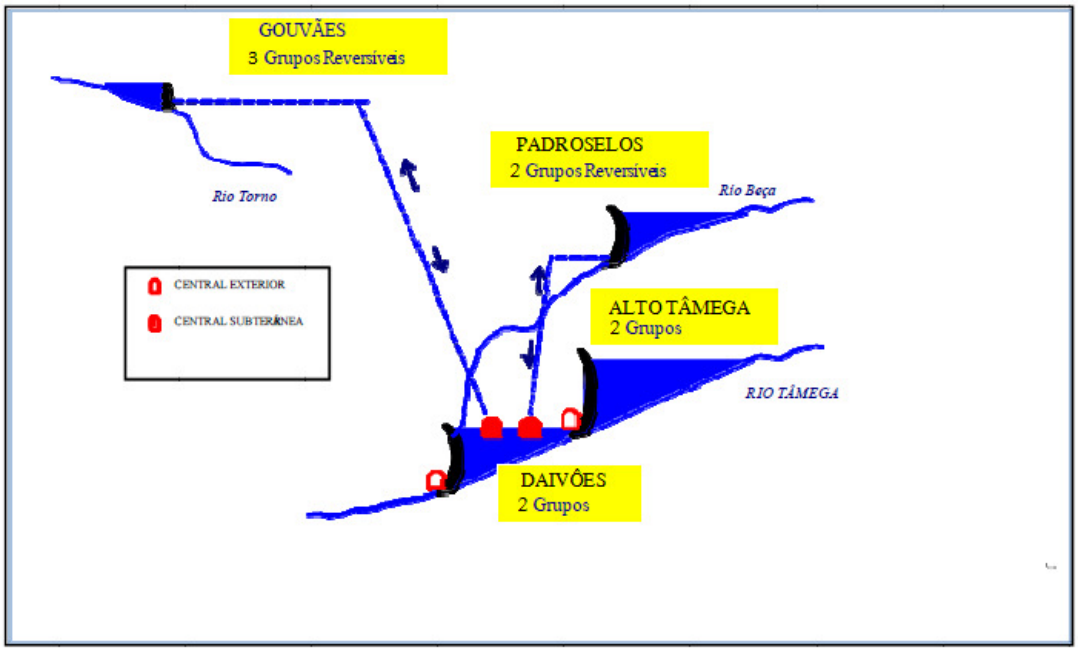


Figura 4.27 - Sistema Electroprodutor do Tâmega (Alto Tâmega, Gouvães, Daivões e Padroselos) [51]

Sem o aproveitamento de Padroselos, o SET passará a ter a seguinte configuração representada na figura seguinte.

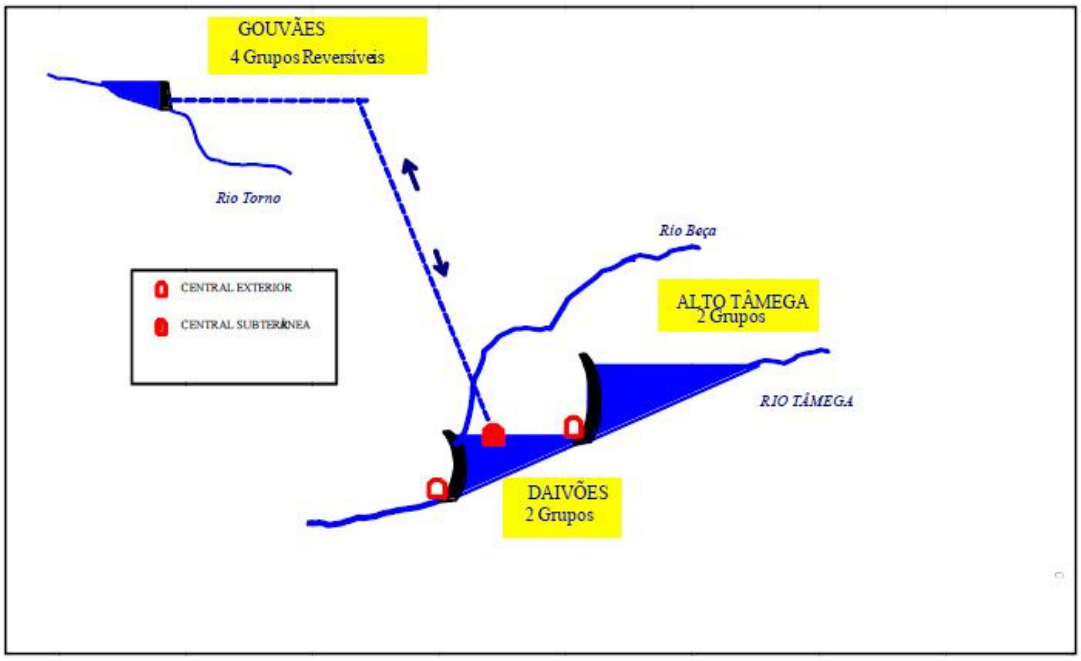


Figura 4.28 - Sistema Electroprodutor do Tâmega, sem Padroselos [51]

Neste caso, de forma a assegurar a potência prevista bem como um valor de potência reversível de cerca de 900 MW, será necessário instalar um quarto grupo de geração

reversível em Gouvães e aumentar a potência dos grupos de Alto Tâmega de forma a permitir o arranque dos grupos reversíveis [51].

A não construção de alguns aproveitamentos previstos no PNBEPH contraria o que está definido no programa [18]:

"Para os aproveitamentos seleccionados para integrar o PNBEPH não é estabelecido um ordenamento ou calendarização específicos para a sua realização, dado que todos são igualmente importantes para o cumprimento das metas de potência total instalada estabelecidas, que ***só pode ser atingida pela realização da totalidade desses aproveitamentos****."*

Apesar de pelo menos dois dos aproveitamentos seleccionados no programa não virem a ser implementados, a potência total instalada aumentou para mais do dobro, como já foi referido, não pondo em risco o cumprimento das metas definidas em relação a este parâmetro.

4.6. A não inclusão dos Aproveitamentos de Bombagem Pura

Como já foi referido anteriormente, não se incluiu a análise de aproveitamentos do tipo bombagem pura no âmbito do PNBEPH com a justificação de que estes apresentam características e objectivos específicos que não se enquadram com uma comparação com aproveitamentos hidroeléctricos convencionais [18].

Os aproveitamentos de reversibilidade pura são compostos por dois reservatórios de pequenas dimensões, tão próximos quanto possível um do outro (de modo a minimizar o comprimento do circuito hidráulico), mas com uma diferença de cota tão grande quanto possível (200 m ou mais, de modo a maximizar a energia acumulada pela água bombada) [18]. De modo a minimizar os custos de operação, os construtores podem recorrer a duas técnicas: aumentar a eficiência das turbinas ou aumentar a diferença de cota entre os dois reservatórios. A segunda opção é normalmente mais utilizada porque para além de ser mais simples, permite que o empreendimento possa ter dimensões mais reduzidas e produzir a mesma energia, e que a descarga das turbinas seja menor [52].

Os dois reservatórios estarão interligados por um circuito hidráulico de grande capacidade onde estará integrada uma central equipada com grupos reversíveis. O grande desnível necessário entre os dois reservatórios associado ao mínimo comprimento possível do circuito hidráulico faz com que este tipo de aproveitamentos seja preferencialmente implementado em zonas montanhosas. Em muitas situações recorre-se à utilização da albufeira de um aproveitamento já existente como reservatório inferior, construindo-se apenas o reservatório superior numa encosta adjacente, diminuindo desta formas os custos de construção [18].

Este tipo de aproveitamentos possui uma produtividade própria bastante inferior à produtividade que pode ser obtida com recurso à reversibilidade (menos de 5% da energia produzida tem origem nos caudais afluentes), não sendo por isso considerado como uma FER, mas sim como um sistema de armazenamento de energia [53].

Com rendimentos de bombagem da ordem dos 92% [54], ou seja, gasta mais energia a bombar do que aquela que produz quando está a turbinar, a construção destes aproveitamentos apenas se justifica pela sua rentabilidade económica, que está relacionada com o facto de bombarem a água quando a energia é mais barata (horas de vazio) para depois a turbinarem quando a energia é mais cara (horas de cheias e pontas), pela capacidade de regulação da rede e armazenagem da energia excedente das fontes de produção intermitente e pela capacidade de aumentar a energia produzida por outros aproveitamentos que se situem a montante destes.

Se os aproveitamentos de reversibilidade pura forem instalados a montante de outros aproveitamentos hidroeléctricos já existentes, contribuirão para o desafogamento dos grupos, se se tratarem de aproveitamentos a fio-de-água, uma vez que podem remover parte ou a totalidade da água em excesso a montante destes aproveitamentos e armazená-la num reservatório adjacente. Os aproveitamentos a fio-de-água do Douro beneficiariam bastante com a construção de aproveitamentos de bombagem pura uma vez que, devido à falta de regularização de caudais, são várias as vezes que estes aproveitamentos não podem turbinar devido aos caudais afluentes serem bastante superiores aos caudais equipados, desperdiçando-se desta forma grandes quantidades de energia. O único problema prende-se com o facto de poderem ocorrer situações em que a potência instalada do aproveitamento a jusante seja superior à potência instalada do aproveitamento de reversibilidade pura instalado a montante, fazendo com que quando estes últimos tiverem de turbinar, os grupos que estão a jusante possam voltar a ficar submersos, desaproveitando-se a sua potência (superior à do aproveitamento de reversibilidade pura) e, por isso, produzindo-se menos energia.

Segundo o PNBEPH, um aproveitamento de reversibilidade pura deverá ter as seguintes características:

- Poder dispor de uma potência significativa (da ordem de 400 MW);
- Poder operar a plena capacidade durante um período suficiente (pelo menos 6 horas em regime diário ou 20 horas em regime semanal);
- Ter custos moderados;
- Poder ser construída rapidamente.

O programa considera ainda que, através destes valores, seria necessário dispor-se de uma capacidade mínima de armazenamento nos reservatórios superior e inferior de cerca de

3 hm^3 e de 10 hm^3, respectivamente para o ciclo diário e semanal, **tratando-se de capacidades relativamente modestas que poderão geralmente ser obtidas com alguma facilidade com obras de moderada dimensão, com impactes reduzidos e custos não muito elevados.**

Depois destas considerações e de se ter a consciência de que estes aproveitamentos poderão desempenhar um papel bastante importante no sistema electroprodutor nacional devido à previsível falta de capacidade de bombagem para equilíbrio da potência eólica a instalar até 2015 e da capacidade de potenciar a produção de energia eléctrica de outros aproveitamentos, seria de todo o sentido que fosse efectuado um estudo aprofundado deste tipo de aproveitamentos, dos locais mais apropriados para a sua implementação em Portugal e posteriormente seleccionar, segundo critérios idênticos aos utilizados no PNBEPH e de acordo com as necessidades energéticas nacionais, um conjunto de aproveitamentos a construir.

Esta selecção poderia ter sido efectuada no âmbito do programa uma vez que este surge como uma ferramenta bastante importante para o alcance dos objectivos da política energética nacional, tendo como base o aproveitamento dos recursos hídricos portugueses. Já que as suas características diferem bastante das dos aproveitamentos hidroeléctricos analisados, a análise e selecção dos aproveitamentos de reversibilidade pura poderia ter sido efectuada separadamente destes mas incluída no mesmo estudo.

Um dos grandes problemas associados a este tipo de aproveitamentos em Portugal é o facto de não existir um levantamento dos locais óptimos de implementação. Apesar disso já se procedeu, em estudos anteriores, à análise preliminar de alguns locais promissores, como os de Linhares, no Douro, utilizando a albufeira de Valeira como reservatório inferior e o da Serra da Estrela, com um elevado desnível entre os dois pequenos reservatórios [18].

Recentemente a EDP venceu o concurso para atribuição de concessão para a captação de água no rio Távora e Ribeira de Fonte de Mel do **Aproveitamento Hidroeléctrico de Carvão-Ribeira**. Este aproveitamento hidroeléctrico será o **primeiro a funcionar como bombagem pura em Portugal** e terá uma potência instalada de cerca de 555 MW e um valor estimado de produção bruta de 859 GWh/ano [55].

Importa salientar ainda que no PNBEPH é referido que os aproveitamentos hidroeléctricos de Padroselos e Gouvães, devido à grande queda disponível e grande capacidade de armazenamento, têm potencial para a adopção de um maior sobre-equipamento de caudal

(potência) considerando o funcionamento com utilização de caudais bombados a partir do rio Tâmega (escalão tipo bombagem pura) [18].

4.7. As questões ambientais

Este tipo de empreendimentos de grandes dimensões como são os aproveitamentos hidroeléctricos tem sempre associado um elevado impacte ambiental. Este impacte advém da alteração dos cursos dos rios e dos seus ecossistemas, das regiões e das implicações no seu património natural, cultural e social, que sofre muitas vezes alterações profundas devido, principalmente, às áreas inundadas pelas albufeiras.

No entanto também se reconhece que os aproveitamentos hidroeléctricos têm várias vantagens em termos ambientais. Uma das grandes vantagens é o facto de a energia produzida a partir da captação de água permitir diminuir a emissão de GEE a partir de outras centrais mais poluentes.

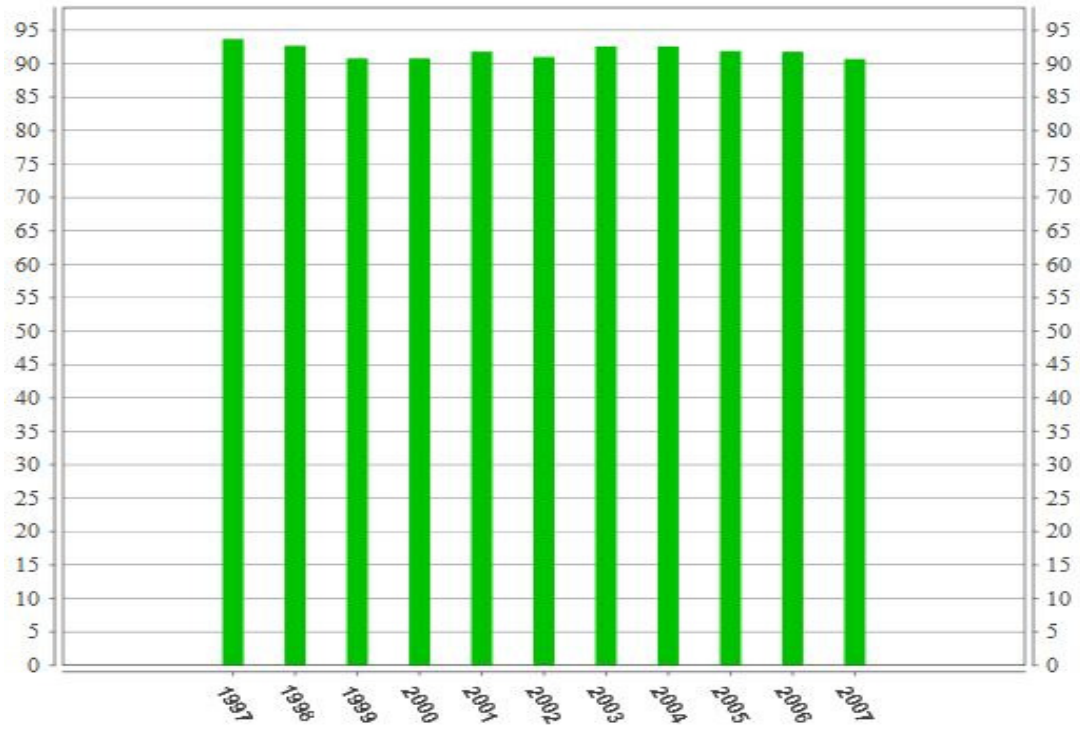


Figura 4.29 - Evolução das emissões de GEE em equivalentes de CO_2, indexados ao ano base de 1990 (100%), na União Europeia [56]

A emissão de GEE provenientes principalmente do CO_2 libertado pela queima de combustíveis fósseis é um dos grandes problemas dos Governos e da sociedade actual. Apesar de as emissões terem vindo a diminuir, estando já alcançada a meta de 8% de redução das emissões de GEE estabelecida para a UE no âmbito do Protocolo de Kyoto, com o Pacote

Clima-Energia a União Europeia estabeleceu outra meta mais ambiciosa que impõe a diminuição de 20% das emissões de GEE até 2020.

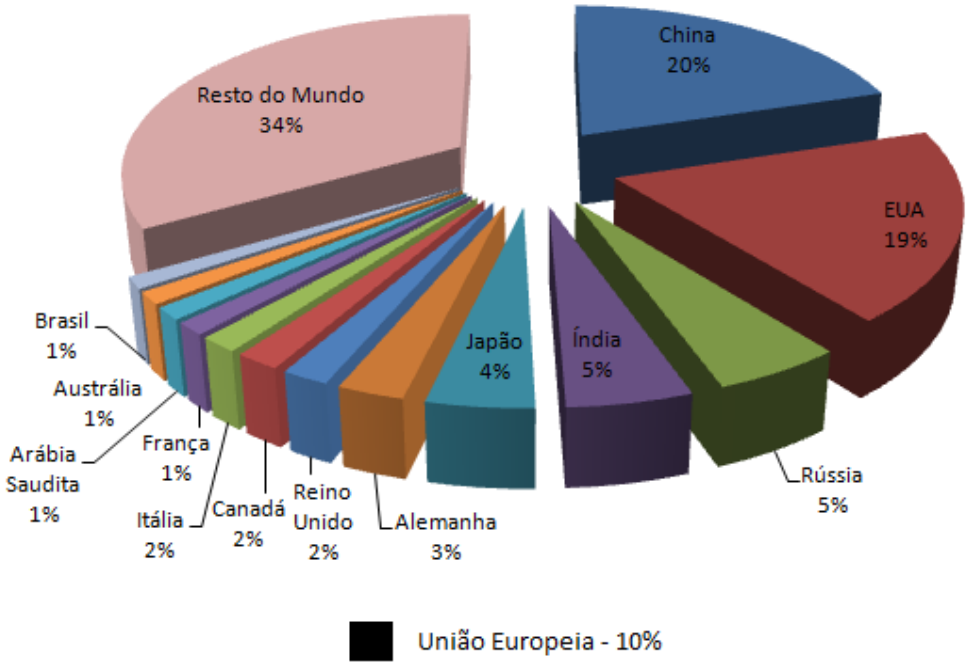


Figura 4.30 - Principais responsáveis mundiais pelas emissões de CO_2 [57]

Como se pode observar os países da UE, em conjunto com a China e os Estados Unidos da América são dos que mais contribuem para a emissão de GEE. Apesar de Portugal não ser um dos países a nível mundial que possui maiores emissões de CO_2, é dos países da UE que mais se destacam pelo elevado aumento em relação aos valores de 1990 e pela diferença ainda existente em relação à meta que lhe foi estabelecida.

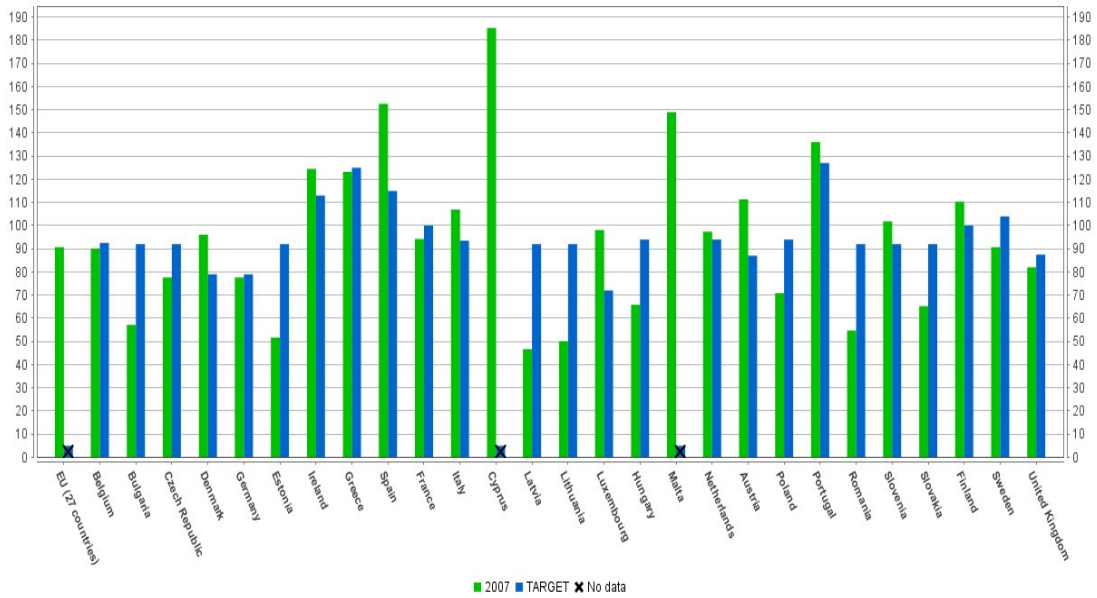


Figura 4.31 - Emissões de GEE em 2007 e respectivas metas em equivalentes de CO_2, indexados ao ano base de 1990 (100%), nos países da União Europeia [56]

A energia produzida pelas centrais hidroeléctricas pode assim contribuir de forma importante para o alcance das metas estabelecidas, na medida em que evita uma parte da produção de energia das centrais termoeléctricas, responsáveis por uma grande parte das emissões de GEE.

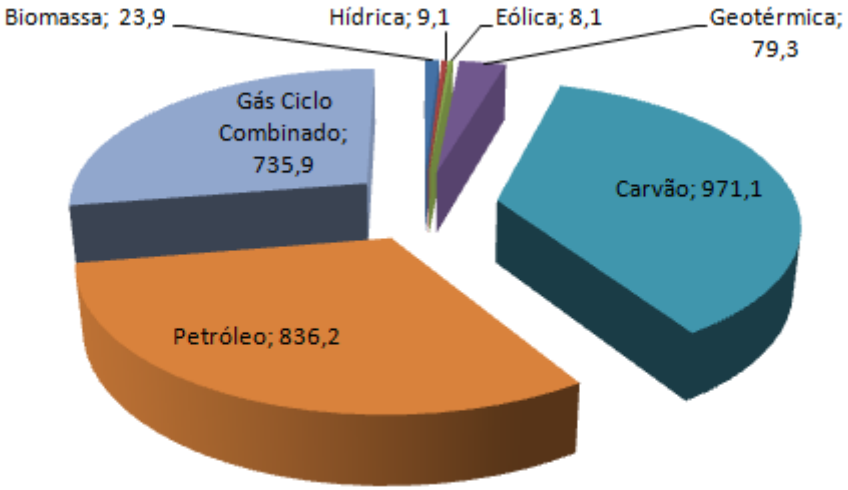


Figura 4.32 - Emissões de GEE relativas a cada fonte de produção de energia eléctrica (g/kWh) [58]

Outra vantagem associada aos aproveitamentos hidroeléctricos está relacionada com a regularização dos caudais, possibilitando a manutenção de um caudal ecológico ao longo do curso do rio, minimizando assim alguns efeitos de poluição, e um controlo do caudal de cheias, evitando muitas vezes situações catastróficas para as populações e as zonas envolventes. Este tipo de situações tem particular interesse na bacia do Douro que dispunha de uma regularização de caudais deficiente, provocada pela falta de capacidade de armazenamento, fazendo com que a dependência dos aproveitamentos espanhóis fosse bastante elevada, causando situações problemáticas em épocas de cheias e de secas.

A construção de aproveitamentos de usos múltiplos permite também a minimização da destruição ambiental provocada pelos incêndios, criando grandes reservas de água que pode ser utilizada no combate aos fogos. O abastecimento de água para consumo humano e para rega é outra das vantagens dos aproveitamentos hidroeléctricos.

É então necessário pesar as vantagens e desvantagens deste tipo de empreendimentos e, se se justificar a sua construção, é depois necessário elaborar medidas de mitigação dos efeitos adversos provocados bem como os respectivos indicadores de monitorização.

Analisando o PNBEPH pode-se afirmar que as questões ambientais foram tidas em conta e que lhes foi atribuída alguma importância. A grande prova disso é que dos 10 aproveitamentos seleccionados, tendo como base a "Opção D: Ponderação energética, socioeconómica e ambiental", 9 foram também seleccionados com base na "Opção C: Conflitos/condicionantes ambientais", que tem como objectivo classificar os aproveitamentos em função de aspectos ambientais que poderão condicionar a sua implementação. No entanto, na selecção das características dos aproveitamentos, fica a ideia de que a valia eléctrica e a rentabilidade económica foram determinantes e serviram de base para essa selecção, em detrimento da possibilidade de utilização dos aproveitamentos para usos múltiplos e das suas condicionantes ambientais.

Existem também várias dúvidas em relação a situações que não foram bem explicadas no PNBEPH, deixando a ideia de que a Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) possa ter sido efectuada de um modo um pouco superficial.

No entanto os EIA realizados pelos vários adjudicatários a cada aproveitamento e as respectivas DIA poderão ajudar a colmatar eventuais irregularidades que existam na elaboração do PNBEPH e respectiva AIA.

Dos vários pareceres ambientais emitidos uma das maiores preocupações prende-se com os aproveitamentos a construir na bacia do Tâmega, principalmente com o aproveitamento

hidroeléctrico de Padroselos que é o que possui maiores condicionantes ambientais, estando por isso em risco de exclusão, como já foi referido anteriormente.

A maioria destas entidades defende também a aposta na eficiência energética como alternativa à construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos [59], [60]. É óbvio que a aposta na eficiência energética deve ser efectuada e deve ser considerada na política energética nacional, mas nunca pode ser uma alternativa à construção de centrais hidroeléctricas, uma vez que estas continuam a ser importantes e necessárias na gestão do sistema electroprodutor, mais ainda quando se pretende um aumento de produção de energia eléctrica através de FER.

Estas entidades defendem ainda que deve ser dada prioridade de investimento à energia eólica e à solar fotovoltaica, como outras fontes de energias renováveis, e à pequena hídrica, ao nível dos aproveitamentos hidroeléctricos [60]. Como já foi referido anteriormente a aposta continuada neste tipo de energias (eólica e solar fotovoltaica), que são bastante mais caras do que a energia hídrica, está a provocar grandes problemas económicos ao país, devido à grande subsidiação de que auferem. Para além disso, devido ao seu carácter imprevisível e intermitente, tanto a potência eólica como a potência solar fotovoltaica instaladas não poderão evoluir sem o aumento da potência instalada nos grandes aproveitamentos hidroeléctricos que, devido à sua capacidade de armazenamento e reversibilidade, possuem uma capacidade de equilíbrio do sistema electroprodutor que a pequena hídrica não pode oferecer.

Capítulo 5

Conclusão

O trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação permitiu que fosse efectuada uma análise crítica ao PNBEPH, à política energética actual, incluindo a sua grande aposta nas energias renováveis, e ao modo como se relacionam entre si.

Para se efectuar essa análise foi realizada uma pesquisa exaustiva de informação relacionada com os temas abordados nos conteúdos da dissertação, permitindo que fossem adquiridos importantes conhecimentos sobre o sector energético, em geral, e a hidroelectricidade, em particular.

Em relação ao PNBEPH fica a clara ideia de que o programa foi elaborado de forma precipitada, com o grande objectivo de complementar o rápido aumento da potência eólica instalada em Portugal, relegando para segundo plano todas as outras potencialidades dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos de albufeira. Desta forma a hidroelectricidade continuará a assumir um papel secundário no panorama energético nacional.

Para além disso o programa parece ser ter sido elaborado com base em alguma informação já desactualizada, levando a que tivessem de ser efectuadas posteriormente sérias alterações ao que foi inicialmente previsto, revelando desta forma que não foram convenientemente estudadas as verdadeiras necessidades energéticas do país.

Em relação à política energética actual ficou concluído que deve ser efectuada uma séria revisão em relação aos eixos em que se baseia. A potência eólica já instalada e que continuará a ser instalada a uma grande taxa de crescimento, está a causar problemas técnicos na rede eléctrica e, principalmente, enormes problemas financeiros ao país.

A aposta nas energias renováveis, que na minha opinião deve continuar a ser feita, deve ser efectuada duma forma técnica e economicamente sustentada e sem esquecer outras formas de energia igualmente importantes, como a nuclear.

Finalmente, e apesar de todas as críticas anteriormente efectuadas, deve-se reconhecer que com a realização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico foi dado um importante passo na evolução do sector energético nacional e no desenvolvimento da hidroelectricidade.

Anexo I

Aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal, com potência instalada superior a 10 MW

Ano	Nome	Rio	Potência Instalada (MW)
1922	Lindoso	Lima	44,1
1923	Pt. Jugais	Alva	20,3
1934	Varosa	Varosa	25
1937	Ermal	Ave	10,8
1943	Santa Luzia	Unhais	25,9
1947	Sabugueiro	Rib. Da Lagoa	13,2
1951	Castelo de Bode	Zêzere	159
1951	Venda Nova	Rabagão	90
1951	Pracana	Ocreza	41
1951	Belver	Tejo	80,7
1953	Salamonde	Cávado	42
1954	Cabril	Zêzere	108
1955	Caniçada	Cávado	62
1955	Bouçã	Zêzere	44
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Int.	195
1959	Desterro	Alva	13,2
1960	Miranda	Douro Int.	369
1964	Bemposta	Douro	240
1964	Alto Rabagão	Rabagão	68
1965	Vilar-Tabuaço	Távora	58
1971	Carrapatelo	Douro Nac.	201
1972	V. das Furnas	Homem	125
1973	Régua	Douro Nac.	180
1974	Fratel	Tejo	132
1976	Valeira	Douro Nac.	240
1981	Aguieira	Mondego	336
1982	Raiva	Mondego	24
1983	Pocinho	Douro Nac.	186
1985	Crestuma	Douro Nac.	117
1988	Torrão	Tâmega	140
1992	Alto Lindoso	Lima	630
1993	Touvedo	Lima	22
1993	Caldeirão	Mondego	40
1993	Sabugueiro II	Mondego	10
2001	Vila Cova	Alva	23,4
2004	Alqueva	Guadiana	259,2

Anexo II

Alternativas técnicas consideradas para cada aproveitamento

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Foz Tua

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA Base			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	3 822								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	1 207								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	38.3								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	190			200			210		
	Área inundada	(km²)	7.6			11.2			16.9		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	216			310			450		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	73.5			73.5			73.5		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	115	220	383	115	220	383	115	220	383
	Queda bruta nominal	(m)	114	114	114	124	124	124	134	134	134
	Queda útil nominal	(m)	108	108	108	118	118	118	127	127	127
	Potência instalada	(MW)	112	215	374	122	234	407	132	253	439
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.0	5.7	10.0	3.0	5.7	10.0	3.0	5.7	10.0

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Padroselos

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA Base			NPA 1			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	315								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	202								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	6.4								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	430			440			450		
	Área inundada	(km²)	2.9			3.8			5.1		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	69			102			147		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	231.0			231.0			231.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	30	50	80	30	50	80	30	50	80
	Queda bruta nominal	(m)	199	199	199	209	209	209	219	219	219
	Queda útil nominal	(m)	189	189	189	199	199	199	208	208	208
	Potência instalada	(MW)	51	85	136	54	90	143	56	94	150
	Factor de sobre-equipamento	(-)	4.7	7.8	12.5	4.7	7.8	12.5	4.7	7.8	12.5

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Alto Tâmega (Vidago)

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA 2			NPA Base		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	1 557								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	664								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	21.1								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	300			312			325		
	Área inundada	(km²)	2.3			3.5			5.7		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	61			96			158		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	231.0			231.0			231.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	63	150	211	63	150	211	63	150	211
	Queda bruta nominal	(m)	69	69	69	81	81	81	94	94	94
	Queda útil nominal	(m)	66	66	66	77	77	77	89	89	89
	Potência instalada	(MW)	37	89	124	44	104	146	51	121	170
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.0	7.1	10.0	3.0	7.1	10.0	3.0	7.1	10.0

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Daivões

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA Base			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	1 984								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	1 057								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	33.5								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	221			231			241		
	Área inundada	(km²)	2.5			3.7			5.0		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	35			66			110		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	160.0			160.0			160.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	101	170	335	101	170	335	101	170	335
	Queda bruta nominal	(m)	61	61	61	71	71	71	81	81	81
	Queda útil nominal	(m)	58	58	58	67	67	67	77	77	77
	Potência instalada	(MW)	53	89	175	61	103	204	70	118	233
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.0	5.1	10.0	3.0	5.1	10.0	3.0	5.1	10.0

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Fridão

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA Base			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	2 630								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	1 789								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	56.7								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	150			160			170		
	Área inundada	(km²)	5.6			8.0			11.0		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	127			195			290		
SEM REVERSIBILIDADE											
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	78.0			78.0			78.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	170	240	567	170	240	567	170	240	567
	Queda bruta nominal	(m)	70	70	70	80	80	80	90	90	90
	Queda útil nominal	(m)	66	66	66	76	76	76	85	85	85
	Potência instalada	(MW)	101	143	338	116	163	386	130	184	435
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.0	4.2	10.0	3.0	4.2	10.0	3.0	4.2	10.0
COM REVERSIBILIDADE											
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	90.0			90.0			90.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	170	240	567	170	240	567	170	240	567
	Queda bruta nominal	(m)	58	58	58	68	68	68	78	78	78
	Queda útil nominal	(m)	55	55	55	64	64	64	74	74	74
	Potência instalada	(MW)	84	118	279	98	139	328	113	159	377
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.0	4.2	10.0	3.0	4.2	10.0	3.0	4.2	10.0

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Gouvães

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA Base			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	100								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	101								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	3.2								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	880			883.5			890		
	Área inundada	(km²)	1.2			1.6			2.5		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	6			13			25		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	231.0			231.0			231.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	10	20	40	10	20	40	10	20	40
	Queda bruta nominal	(m)	649	649	649	653	653	653	659	659	659
	Queda útil nominal	(m)	617	617	617	620	620	620	626	626	626
	Potência instalada	(MW)	56	111	222	56	112	224	56	113	226
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.1	6.3	12.5	3.1	6.3	12.5	3.1	6.3	12.5

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Pinhosão

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA Base			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	401								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	257								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	8.1								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	280			290			300		
	Área inundada	(km²)	1.9			2.5			3.4		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	46			68			97		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	110.0			110.0			110.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	25	50	80	25	50	80	25	50	80
	Queda bruta nominal	(m)	170	170	170	180	180	180	190	190	190
	Queda útil nominal	(m)	162	162	162	171	171	171	181	181	181
	Potência instalada	(MW)	36	73	116	39	77	123	41	81	130
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.1	6.1	9.8	3.1	6.1	9.8	3.1	6.1	9.8

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Girabolhos

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA Base			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	980								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	372								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	11.8								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	290			300			310		
	Área inundada	(km²)	3.8			5.2			7.1		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	98			143			204		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	180.0			180.0			180.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	35	80	118	35	80	118	35	80	118
	Queda bruta nominal	(m)	110	110	110	120	120	120	130	130	130
	Queda útil nominal	(m)	105	105	105	114	114	114	124	124	124
	Potência instalada	(MW)	33	75	111	36	82	121	39	89	131
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.0	6.8	10.0	3.0	6.8	10.0	3.0	6.8	10.0

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Almourol

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			ALTERNATIVAS CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA Base			NPA 2		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	67 323								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	10 305								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	326.8								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	-			31			-		
	Área inundada	(km²)	-			13.4			-		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	-			20			-		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	-			18.0			-		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	-	-	-	400	700	1000	-	-	-
	Queda bruta nominal	(m)	-	-	-	13	13	13	-	-	-
	Queda útil nominal	(m)	-	-	-	12	12	12	-	-	-
	Potência instalada	(MW)	-	-	-	45	78	111	-	-	-
	Factor de sobre-equipamento	(-)	-	-	-	1.2	2.1	3.1	-	-	-

Alternativas consideradas para o aproveitamento de Alvito

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			VARIANTES CONSIDERADAS NO PRESENTE ESTUDO								
			ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA								
			NPA 1			NPA 2			NPA Base		
			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (limites)								
			Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
BACIA HIDROGRÁFICA	Área da bacia hidrográfica	(km²)	968								
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	319								
	Escoamento médio anual	(m³/s)	10.1								
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	200			211			221		
	Área inundada	(km²)	11.1			16.8			23.1		
	Capacidade da albufeira	(hm³)	209			384			560		
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO (Albufeira de Pracana)		(m)	114.0			114.0			114.0		
CENTRAL	Caudal de equipamento	(m³/s)	30	65	101	30	65	101	30	65	101
	Queda bruta nominal	(m)	86	86	86	97	97	97	107	107	107
	Queda útil nominal	(m)	82	82	82	92	92	92	102	102	102
	Potência instalada	(MW)	22	48	74	25	54	84	28	60	93
	Factor de sobre-equipamento	(-)	3.0	6.4	10.0	3.0	6.4	10.0	3.0	6.4	10.0

Resumo das alternativas consideradas para os aproveitamentos estudados

APROVEITAMENTO	REVERSI-BILIDADE	COTA(S) DE RESTITUIÇÃO (m) (*)	ALTERNATIVAS DE NPA DA ALBUFEIRA (m)			ALTERNATIVAS DE CAUDAL DE EQUIPAMENTO (m³/s)		
			a	b	C	1	2	3
Assureira	Analisada	338	740	743	750	7	20	40
Atalaia (*)	Analisada	525 / 570	630	645	655	20	45	70
Sra. de Monforte	Analisada	380	515	525	535	30	65	100
Pêro Martins	Analisada	125.5 / 235	370	380	390	50	100	150
Sampaio	Analisada	230 / 252	360	370	377	50	120	200
Mente	Analisada	459	515	525	538	50	100	150
Rebordelo	Analisada	272	440	450	459	80	160	240
Foz Tua	**Analisada**	**73.5**	**190**	**200**	**210**	**115**	**220**	**383**
Castro Daire	Analisada	250	500	510	520	20	50	90
Alvarenga	Analisada	80	250	270	283	50	100	200
Castelo de Paiva	Analisada	13.2	70	80	84	60	120	220
Padroselos	**Analisada**	**231**	**430**	**440**	**450**	**30**	**50**	**80**
Alto Tâmega (Vidago)	**Analisada**	**231**	**300**	**312**	**325**	**63**	**150**	**211**
Daivões	**Analisada**	**160**	**221**	**231**	**241**	**101**	**170**	**335**
Fridão	**Analisada**	**78 / 90**	**150**	**160**	**170**	**170**	**240**	**567**
Gouvães	**Analisada**	**231**	**880**	**883.5**	**890**	**10**	**20**	**40**
Póvoa	Analisada	290	450	460	470	15	30	50
Pinhosão	**Analisada**	**110**	**280**	**290**	**300**	**25**	**50**	**80**
Asse-Dasse	Analisada	300	1010	1020	1030	13	30	45
Girabolhos	**Analisada**	**180**	**290**	**300**	**310**	**35**	**80**	**118**
Midões	Analisada	117	170	180	190	51	100	171
Almourol	**-**	**18**	**-**	**31**	**-**	**400**	**700**	**1000**
Santarém	-	7	-	18	-	500	900	1200
Erges	Analisada	110	180	190	200	40	80	120
Alvito	**Analisada**	**114**	**200**	**211**	**221**	**30**	**65**	**101**

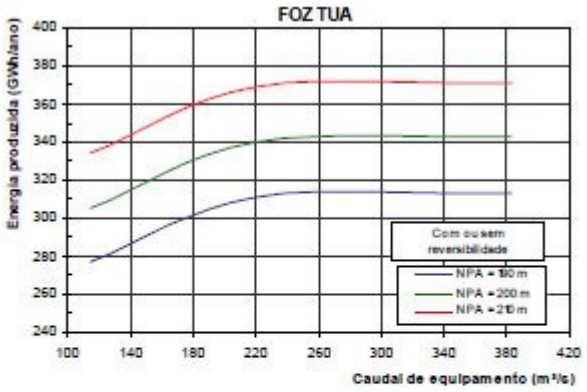
(*) – Cotas de restituição para as alternativas não reversível / reversível.

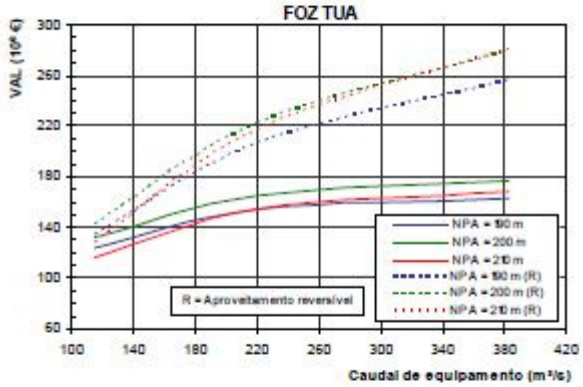
– Aproveitamentos seleccionados

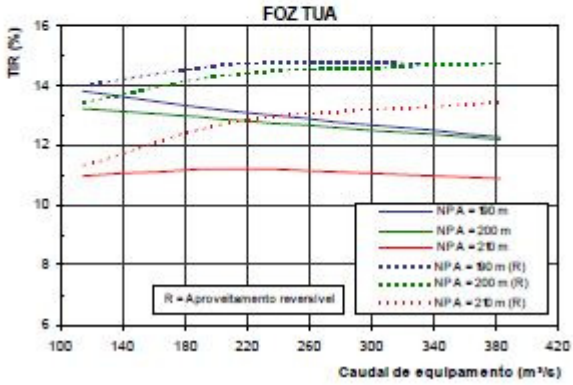
Anexo III

Parâmetros considerados no estudo de optimização económica, para cada aproveitamento seleccionado

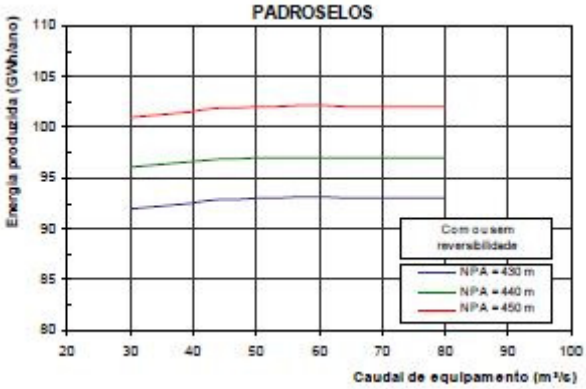
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Foz Tua

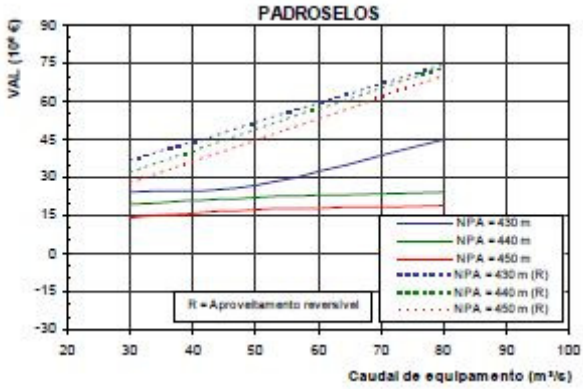


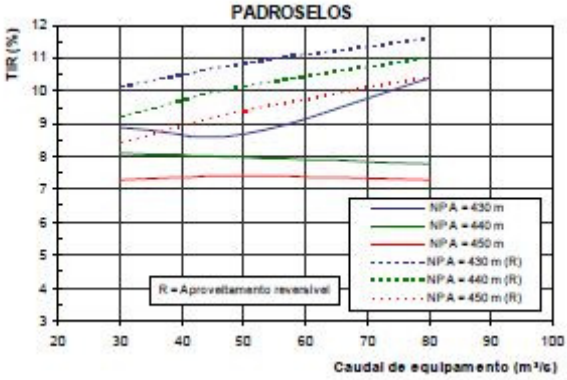




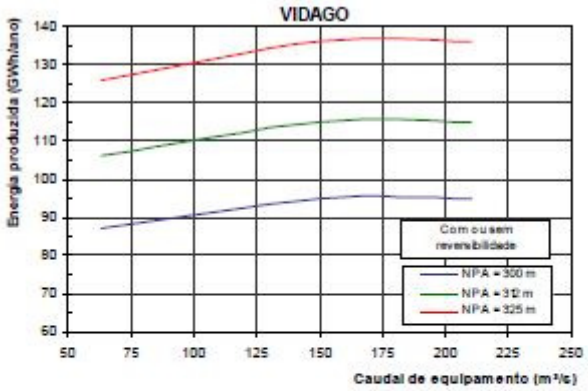
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Padroselos

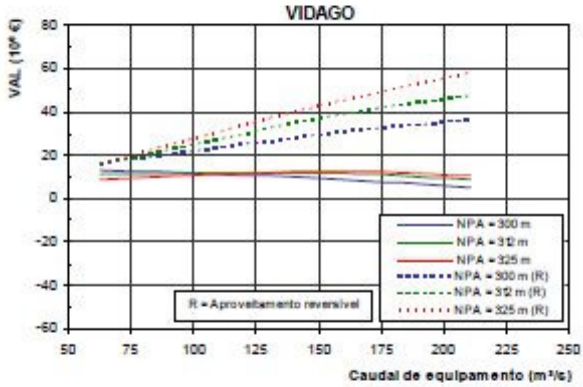


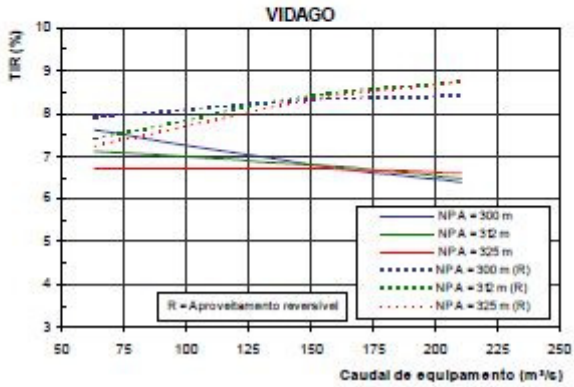




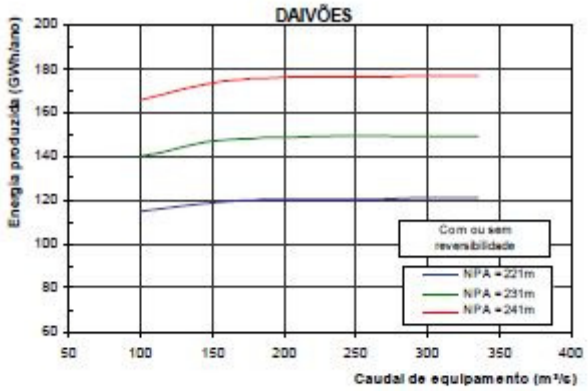
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Vidago

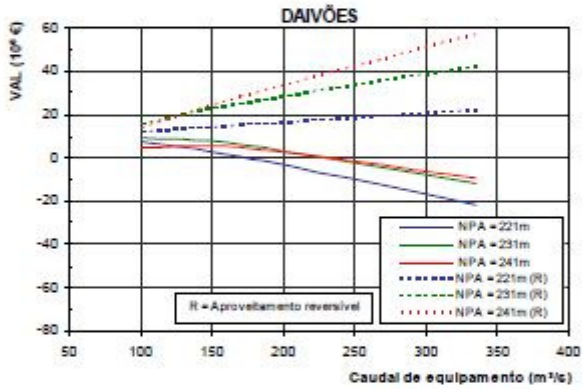


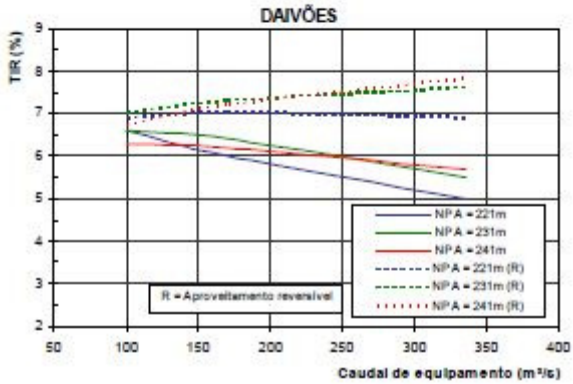




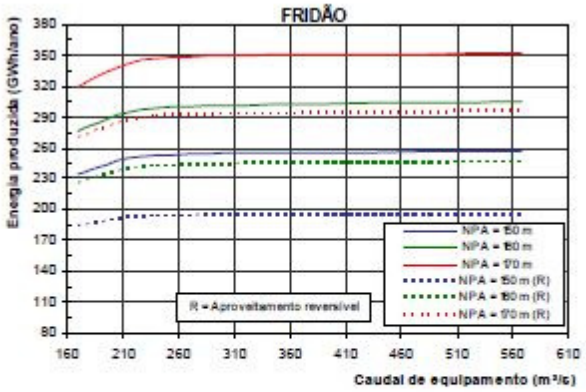
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Daivões

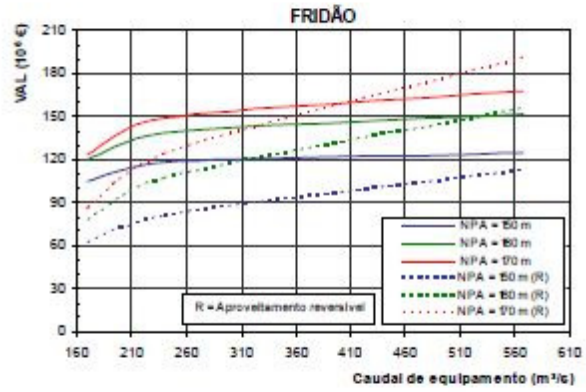


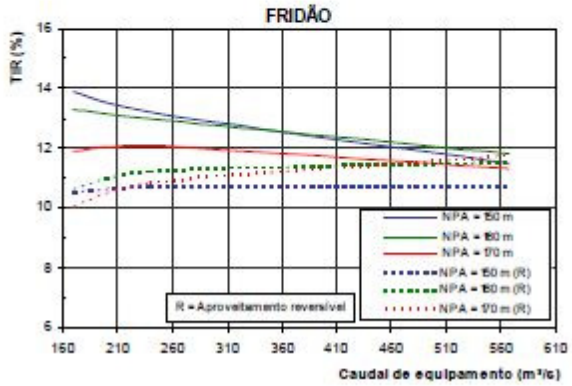




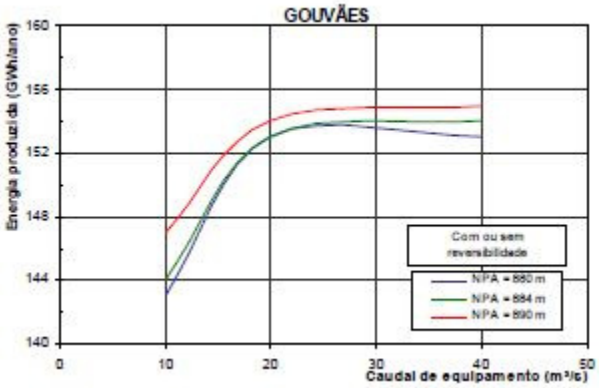
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Fridão

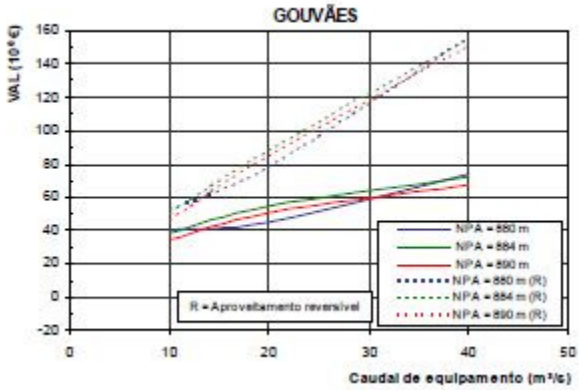


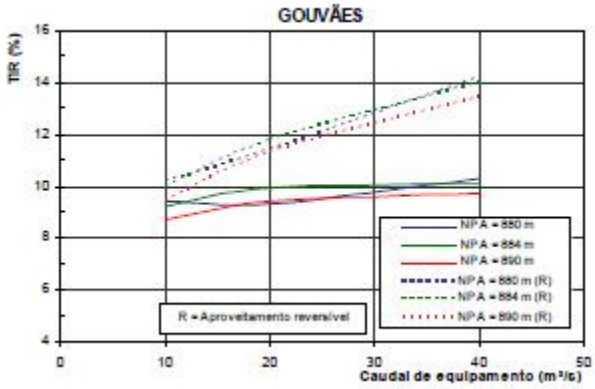




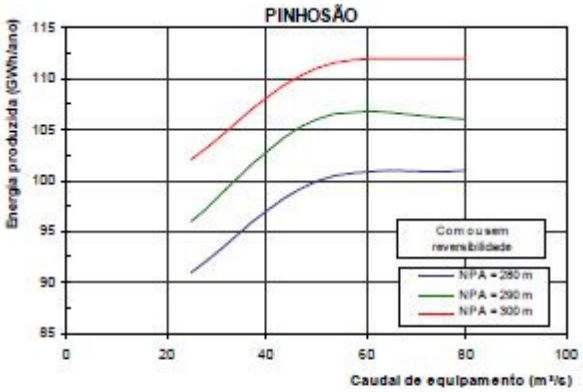
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Gouvães

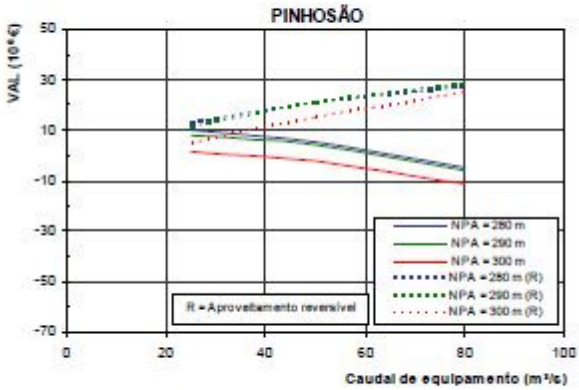


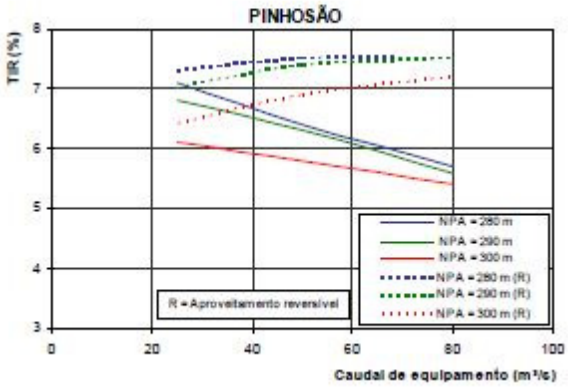




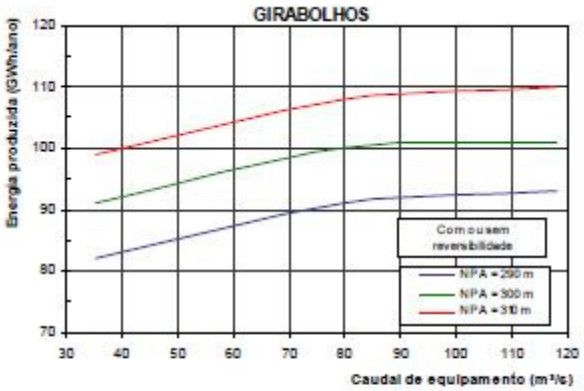
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Pinhosão

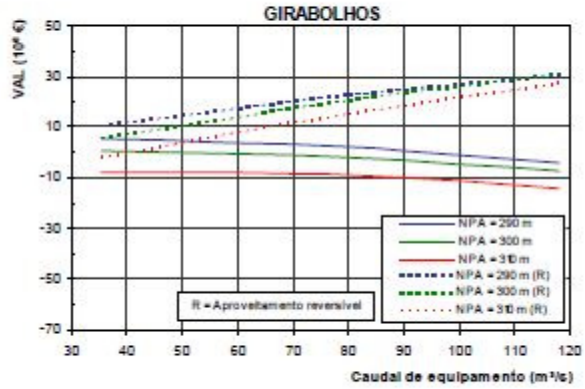


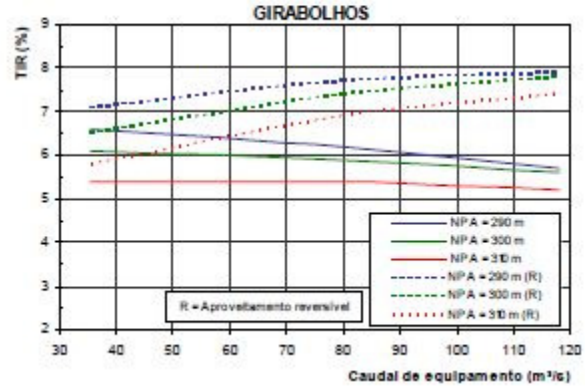




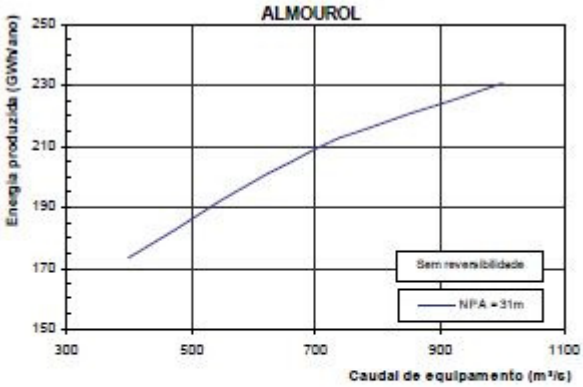
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Girabolhos

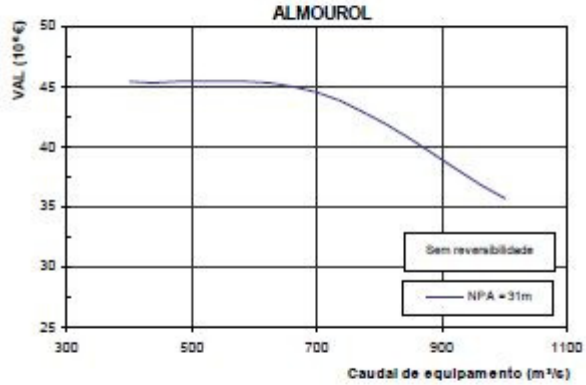


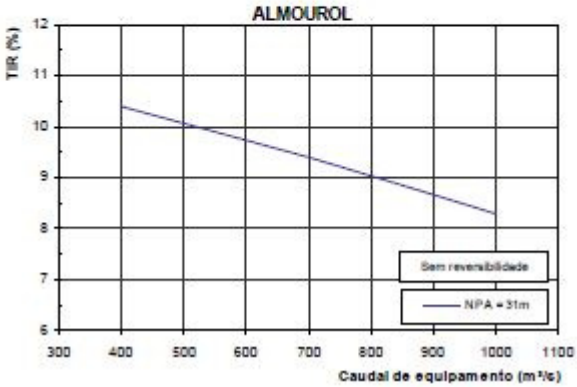




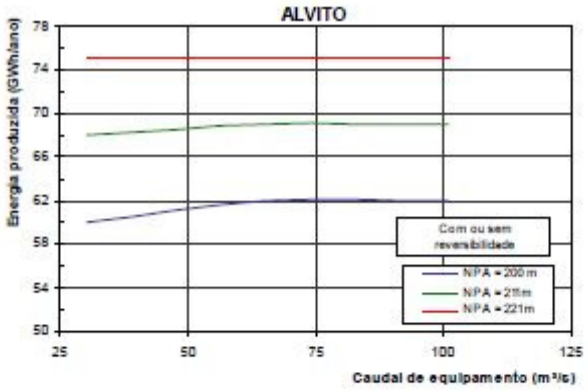
Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Almourol

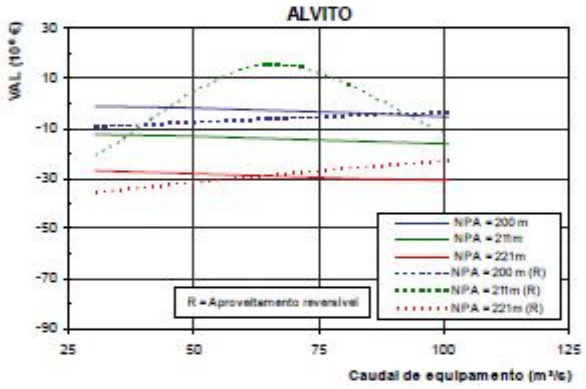


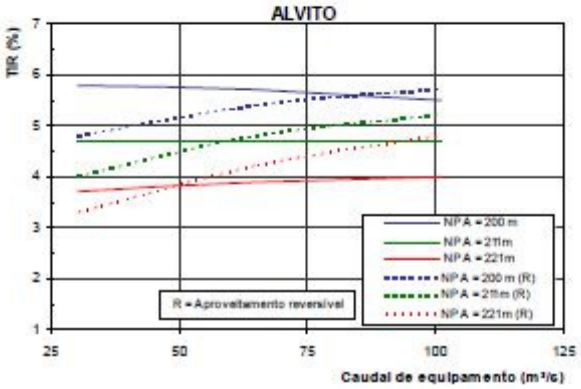




Energia produzida, VAL e TIR do aproveitamento de Alvito







Características técnicas adoptadas para os aproveitamentos hidroeléctricos

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			APROVEITAMENTOS																									
			Assureira	Abitata	Sra. de Monforte	Pário Martins	Sampaio	Mente	Rabaçal	Foz Tua	Castro Daire	Alvaranga	Castelo de Paiva	Padroselos	Vidago	Daivões	Fridão	Gouvães	Pôvoa	Pinhosão	Arão-Olesa	Girabolhos	Midões	Almourol	Santarém	Erges	Alvito
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
BACIA HIDROGRÁFICA	Bacia hidrográfica		Lima	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Vouga	Vouga	Mondego	Mondego	Mondego	Tejo	Tejo	Tejo	Tejo
	Linha de água		Castro Laboreiro	Côa	Côa	Côa	Sabor	Mente	Rabaçal	Tua	Paiva	Paiva	Paiva	Beça / Tâmega	Tâmega	Tâmega	Tâmega	Torno / Tâmega	Vouga	Vouga	Mondego	Mondego	Mondego	Tejo	Tejo	Erges	Ocreza
	Área da bacia hidrográfica	(km²)	56	946	1 404	2 140	2 435	616	1 322	3 822	364	610	775	315	1 557	1 984	2 630	100	257	401	189	980	1 423	67 323	67 838	1 155	968
	Escoamento médio anual	(hm³/ano)	124	282	371	508	656	363	854	1 207	297	657	691	202	664	1 057	1 799	101	156	257	141	372	540	11 305	11 839	268	319
	Escoamento médio anual	(m³/s)	3.9	8.9	11.8	16.1	20.8	11.5	27.1	38.3	9.4	20.8	21.9	6.4	21.1	33.5	56.7	3.2	5.0	8.1	4.5	11.8	17.1	358.5	375.4	8.5	10.1
TIPO DE APROVEITA-MENTO	Armazenamento		Pequena albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Pequena albufeira	Albufeira	Albufeira	Pequena albufeira	Albufeira	Pequena albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Fio-de-água	Fio-de-água	Albufeira	Albufeira
	Reversibilidade		Reversível	-	Reversível	Reversível	Reversível	Reversível	-	Reversível	-	Reversível	-	Reversível	Reversível	Reversível	-	Reversível	Reversível	Reversível	Reversível	Reversível	Reversível	-	-	Reversível	-
ALBUFEIRA	NPA albufeira	(m)	750	665	525	380	377	515	459	200	510	250	80	450	312	231	160	883.5	450	290	1 020	300	180	31	18	180	200
	Área inundada	(km²)	0.3	15.6	9.2	10.5	18.3	3.1	8.6	11.2	1.8	6.5	1.6	5.1	3.5	3.7	8.0	1.6	3.2	2.5	11.0	5.2	7.0	13.4	17.5	4.0	11.1
	Capacidade total da albufeira	(hm³)	4	423	271	386	754	90	286	310	35	206	37	147	96	66	195	13	45	68	563	143	166	20	26	83	209
	Coeficiente de regularização	(-)	0.03	1.50	0.73	0.76	1.19	0.25	0.33	0.26	0.12	0.31	0.05	0.72	0.14	0.06	0.11	0.13	0.29	0.26	4.00	0.38	0.31	0.00	0.00	0.31	0.66
NÍVEL NA RESTITUIÇÃO		(m)	338.0	525.0	380.0	125.5	252.0	459.0	272.0	73.5	250.0	80.0	13.2	231.0	231.0	160.0	78.0	231.0	290.0	110.0	300.0	180.0	117.0	18.0	7.0	110.0	114.0
BARRAGEM	Tipo		Betão gravidade	Aterro	Abóbada	Abóbada	Abóbada	Abóbada	Abóbada	Abóbada	Abóbada	Abóbada	Aterro	Abóbada	Abóbada	Betão gravidade	Abóbada	Betão gravidade	Abóbada	Aterro	Abóbada	Abóbada	Aterro	-	.	Abóbada	Abóbada
	Altura da barragem	(m)	35	93	98	143	137	83	95	135	55	93	61	92	82	70	90	24	50	73	175	67	60	24	16	75	76
	Comprimento do coroamento	(m)	320	760	470	340	410	310	460	325	370	410	210	550	370	300	440	160	480	300	650	460	280	320	1 100	200	290
CIRCUITO HIDRÁULICO	Tipo		Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Conduta	Conduta	Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Conduta	Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Túnel	Conduta	Conduta	Conduta / Canal	Conduta	Túnel
	Comprimento	(m)	12 200	9 300	3 200	16 000	150	150	6 500	550	10 600	6 500	1 300	3 500	1 700	3 300	150	7 200	4 400	13 000	16 500	5 800	400	100	100	150	1 700
OBRAS COMPLEMENTARES	Derivações de outras linhas de água	(-)	-	-	Açude e túnel	Açude e túnel	Açude e túnel	Açude e túnel	Açude e túnel	-	4 açudes e túneis	Açude e túnel	-	-	-	-	-	3 açudes e túneis	-	-	Açudes e túneis	-	-	-	Canal de restituição	-	-
	Contra-embalse	(-)	-	-	[eventual açude]	-	Açude	[eventual açude]	-	-	-	[eventual açude]	-	[eventual açude]	[eventual açude]	[eventual açude]	-	[eventual açude]	[eventual açude]	-	[eventual açude]	[eventual açude]	-	-	-	-	-
CENTRAL	Localização/Implantação	(-)	Caverna	Subterrânea	Caverna	Caverna	Pé-de-barragem	Pé-de-barragem	Caverna	Caverna	Subterrânea	Caverna	Subterrânea	Subterrânea	Caverna	Caverna	Pé-de-barragem	Subterrânea	Caverna	Caverna	Caverna	Caverna	Pé-de-barragem	Integrado na barragem	Integrado na barragem	Pé-de-barragem	Caverna
	Caudal de equipamento	(m³/s)	25	45	65	100	140	100	160	220	60	120	140	60	130	180	240	20	30	50	30	70	100	700	900	70	65
	Queda bruta nominal	(m)	412	130	145	255	125	56	184	124	260	170	67	219	81	71	80	653	160	180	720	120	63	13	11	70	86
	Queda útil nominal	(m)	391	124	138	242	119	53	175	118	247	162	63	208	77	67	76	620	152	171	684	114	60	12	10	67	82
	Potência instalada	(MW)	88	50	81	218	150	48	252	234	134	175	80	113	90	109	163	112	41	77	185	72	54	78	85	42	48
	Factor de sobre-equipamento	(-)	6.3	5.0	5.5	6.2	6.7	8.7	5.9	5.7	6.4	5.8	6.4	9.3	6.2	5.4	4.2	6.3	6.1	6.1	6.7	5.9	5.8	2.0	2.4	8.3	6.4
LIGAÇÃO À REDE ELÉCTRICA NACIONAL	Comprimento	(km)	40.0	75.0	50.0	25.0	95.0	40.0	40.0	26.0	30.0	30.0	28.0	25.0	16.0	32.0	22.0	20.0	9.0	10.0	36.0	41.0	20.0	15.0	20.0	60.0	28.0
	Tensão de transporte	(kV)	60	60	400	400	400	60	400	400	400	400	220	400	400	400	400	400	60	60	400	60	60	60	220	150	60

Anexo IV

Parâmetros considerados no estudo de análise económica, para cada aproveitamento seleccionado

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS			APROVEITAMENTOS																									
			Ascurelos	Abelaia	Sra. de Monfortte	Pêro Martins	Sampaio	Monte	Rebordão	Foz Tua	Castro Daire	Alvarenga	Castelo de Paiva	Padroselos	Vidago	Daivões	Fridão	Gouvães	Póvoa	Pinhosão	Arse-Dasse	Girabolhos	Midões	Almourol	Santarém	Egas	Alvito
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CUSTO POR COMPONENTE	Barragem	(M Euros)	9.4	58.7	72.0	124.2	79.6	24.5	31.0	41.4	15.1	38.5	9.7	27.7	27.0	28.0	30.6	5.8	9.0	16.5	158.4	24.5	12.5	14.4	30.4	13.7	16.2
	Circuito hidráulico	(M Euros)	29.8	31.6	13.6	100.1	1.1	0.8	51.2	5.5	49.8	41.7	9.3	14.2	11.5	28.3	5.7	15.7	11.8	47.0	44.4	25.9	5.9	2.5	3.1	0.7	7.2
	Obras complementares	(M Euros)	0.0	0.0	28.3	35.7	18.0	21.1	49.5	0.0	24.7	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.8	0.0	0.0	44.8	0.0	0.0	0.0	6.6	0.0	0.0
	Central	(M Euros)	24.0	19.3	36.0	62.9	59.6	30.3	67.4	93.3	37.5	59.7	37.1	33.5	45.1	53.9	59.5	25.4	19.0	28.4	37.1	29.9	27.5	57.8	75.0	22.3	21.9
	Ligação à rede eléctrica	(M Euros)	4.5	8.0	14.0	7.8	10.3	4.5	11.5	8.0	9.0	9.0	5.9	7.8	5.5	9.5	7.0	6.5	1.4	1.5	10.5	4.6	2.5	2.0	4.5	11.3	3.3
	Acessos	(M Euros)	1.1	1.4	2.8	2.8	0.9	0.6	0.6	0.1	0.6	0.6	0.4	0.4	1.6	0.2	0.5	0.2	0.6	0.9	0.9	0.5	0.5	0.1	1.2	3.5	0.4
	Expropriações e reposição de infra-estruturas	(M Euros)	0.3	24.9	10.7	23.8	19.1	4.4	11.1	12.6	10.7	31.5	5.7	8.2	5.6	11.2	18.4	2.6	6.0	5.3	21.1	7.3	9.8	10.4	20.2	3.8	11.5
	Estudos, Projectos, Gestão e Fiscalização	(M Euros)	6.9	14.4	17.7	35.7	18.8	8.6	22.2	16.1	14.7	19.3	6.8	9.2	9.6	13.1	12.2	9.4	4.8	10.0	31.7	9.3	5.9	8.7	14.1	5.5	6.0
CUSTO TOTAL DE EXECUÇÃO	Total construção civil	(M Euros)	62.8	130.3	141.9	310.8	138.4	61.3	172.2	88.1	120.3	148.8	38.7	63.9	82.2	87.9	71.0	76.2	37.1	84.3	284.9	71.2	35.5	42.6	81.4	31.8	48.0
	Total equipamentos	(M Euros)	23.5	28.0	53.2	82.3	70.8	33.5	72.3	87.9	41.8	62.4	36.2	37.1	43.8	56.3	62.8	27.1	16.5	25.2	60.5	30.7	29.0	53.3	73.6	28.0	20.8
	Total geral	(M Euros)	78.1	158.2	195.1	393.1	207.3	94.8	244.5	177.0	162.2	212.2	74.8	100.9	108.0	144.2	133.8	103.3	52.6	109.5	345.4	101.9	64.5	96.9	155.1	60.8	68.5
CUSTO DE EXPLORAÇÃO		(M Euros/ano)	0.77	1.39	1.90	3.67	2.16	1.00	2.43	2.12	1.55	2.11	0.88	1.08	1.18	1.67	1.57	0.99	0.62	1.02	3.02	1.02	0.74	1.20	1.82	0.72	0.87
ENERGIA PRODUZIDA		(GWh/ano)	119	82	121	297	188	41	384	340	180	257	80	102	114	148	299	163	67	106	232	99	72	209	269	45	82
VALOR DA ENERGIA PRODUZIDA		(M Euros/ano)	11.69	8.12	11.10	23.19	18.67	4.86	28.44	31.77	14.24	23.82	6.75	12.22	11.18	13.70	21.88	14.88	5.42	10.18	23.88	9.44	6.89	11.49	14.82	5.02	6.09
INDICADORES ECONÓMICOS (1) - taxa de actualização, tx=8%	Valor actualizado líquido, VAL (1)	(M Euros)	72.0	-60.1	-56.7	-97.5	26.3	-36.4	117.3	222.5	19.0	91.9	7.2	52.9	32.6	25.8	138.5	87.5	16.1	20.9	-39.8	17.3	20.6	44.5	25.9	-0.2	-2.9
	Taxa interna de rentabilidade, TIR	(%)	12.4	1.8	3.7	4.1	8.9	2.8	9.4	14.4	8.9	9.1	8.7	9.7	8.3	7.3	13.0	11.8	8.2	7.4	6.1	7.3	8.3	8.4	7.3	8.0	6.7
	Índice Benefícios-Custos, B/C (1)	(-)	1.91	0.50	0.72	0.76	1.12	0.63	1.46	2.16	1.11	1.42	1.09	1.50	1.29	1.17	1.96	1.82	1.30	1.19	0.89	1.16	1.30	1.42	1.15	1.00	0.96
	Tempo de amortização, Ta (1)	(anos)	12	-	-	-	31	-	18	10	32	19	33	17	21	28	11	13	23	27	-	29	21	17	28	-	-
Custo actualizado do kWh produzido (tx=8%)		(Euros/kWh)	0.063	0.164	0.132	0.107	0.093	0.193	0.066	0.046	0.073	0.068	0.080	0.083	0.078	0.082	0.038	0.066	0.076	0.084	0.119	0.086	0.076	0.040	0.048	0.118	0.089
Custo da potência instalada (tx=8%)		(Euros/kW)	901	3 199	2 488	1 836	1 460	2 078	1 008	822	1 245	1 259	1 011	843	1 258	1 404	886	861	1 332	1 455	1 886	1 472	1 284	1 353	1 971	1 586	1 445

Referências

1. Europeu, P. *Pacote clima-energia: "três vintes" até 2020*. 2008 17/12/2008 13/04/2010]; Disponível em: http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=IM-PRESS&reference=20081208BKG44004&language=PT.

2. REN, *Potencial Hidroeléctrico Nacional: Importância sócio-económica e ambiental do seu desenvolvimento*. 2006; Disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Potencial%20Hidroel%C3%A9ctrico%20Nacional.pdf

3. Alencoão, A.M., M.E.P. Gomes, and A.C.d. Silva, *Aproveitamentos hídricos em Vila Real: Um regresso ao passado*, UTAD, Editor. 2006; Disponível em: http://www.utad.pt/pt/eventos/ciencia_viva/GEO10-Vila_Real.pdf

4. Madureira, C., *Hidroelectricidade em Portugal memória e desafio*. 2002, REN - Rede Eléctrica Nacional: Lisboa. 71 p.-71 p.

5. *Açoriano Oriental*. 2008 17 de Dezembro de 2008 [cited 2010 15 de Abril de 2010]; Disponível em: http://www.acorianooriental.pt/noticias/view/177777.

6. Rodrigues, L., *Resenha Histórica: Energia Eléctrica nos Açores*. EDA informa, 1998. 5: p. 2; Disponível em: http://www.eda.pt/upload2/EDA_INFORMA_05_2005_03_07.pdf

7. Moreira, R.A.C., *Potencial hidroeléctrico português desaproveitado*. 2009, Porto: [s. n.]. XXIII, 281 p.-XXIII, 281 p.

8. Portugal. Ministério das Obras Públicas, C.d.F.d.O.d.G.A.H., *25 anos de construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos 1946-1971*, Lisboa: MOP. 34 p.-34 p.

9. Guedes, M.V., *A Linha de Transporte Lindoso-Freixo*, in *Electricidade*. 1996; Disponível em: http://paginas.fe.up.pt/histel/Lindoso_linha.pdf

10. Guedes, M.V., *Memórias: O Prof. Ezequiel de Campos*. Boletim Informativo da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1997. 5: p. 1; Disponível em: http://paginas.fe.up.pt/histel/EzC_boletim.pdf

11. Guedes, M.V., *Ezequiel de Campos e o Conceito de Rede Eléctrica Nacional*. Electricidade, 1997. 350(3º Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Electrotécnica): p. 11; Disponível em: http://paginas.fe.up.pt/histel/EzC_ren.pdf

12. Sousa, F.d.A.e., *Subsídios para a História da Electrificação Portuguesa*; Disponível em: http://ler.letras.up.pt/uploads/ficheiros/5285.pdf

13. Rollo, M.F., *1945: no fim da Guerra, uma Linha de Rumo para o País*. 2005; Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/oe/ingenium/historia/ing87-historia_2.pdf

14. Portugal, E.D.P.E.d. and P. Electricidade de, *O passado, o presente e o futuro dos grandes aproveitamentos hidroeléctricos*. 2002, Porto: EDP. 186 p.-186 p.

15. Rollo, M.F. and J.M.B.d. Brito, *Ferreira Dias e a constituição da Companhia Nacional de Electricidade*. Análise Social, 1996. 31: p. 12; Disponível em: http://analisesocial.ics.ul.pt/documentos/1223394207B2vIB7hv3Hv03QU8.pdf

16. Portugal, *Electrificação Nacional lei nº2002, decreto-lei nº39480, decreto-lei nº 43 335*. 1962, Lisboa: Imprensa Nacional de Lisboa. 109 p.-109 p.

17. *Barragem de Castelo de Bode*. 2010 16 de Abril de 2010 [cited 2010 23 de Abril de 2010]; Disponível em: http://castelodebode.blogspot.com/.

18. COBA, et al., *Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico - Memória*. 2007, INAG, DGEG, REN.

19. Mariano, M., *História da electricidade*. 1993, Lisboa: EDP. 215 p.-215 p.

20. Sampaio, M.d.L.B., *A Central do Freixo: Um projecto termoeléctrico para a região do Porto*. 2008, Universidade do Porto: Porto; Disponível em: http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/10717/2/tesemestcentraldofreixo000067953.pdf

21. Portugal, E.D.P.E.d., *Luz própria 50 anos do Sistema Eléctrico Nacional 25 anos da EDP*. 2002, EDP: Lisboa. 110 p-110 p.

22. EDP. *Centros Produtores - Alqueva, Fotos e Vídeos*. 2010 2010 27 de Abril de 2010]; Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/fotos_videos.php?item_id=5&cp_type=he&section_type=fotos_videos.

23. EDP. *Centros Produtores - Mapa Produção Hidroeléctrica*. 2010 28 de Abril de 2010]; Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/producao.php?cp_type=he&map_type=he.

24. REN. *Estatística diária SEN*. 30 de Abril de 2010]; Disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx.

25. REN. *Centro de Informação da REN: Electricidade, Dados Técnicos*. 2010 24 de Maio de 2010]; Disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx.

26. REN, *Resumo semanal do Sistema Electroprodutor*. 2009; Disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/

27. EWEA, *A breath of fresh air - The European Wind Energy Association Annual Report 2009*. 2009, EWEA; Disponível em: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Ewea_Annual_Report_2009.pdf

28. REN, *A energia eólica em Portugal 2009*. 2010; Disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/EnergiaEolica/A%20Energia%20E%C3%B3lica%20em%20Portugal%20-%202009.pdf

29. REN. *Diagrama de Produção Eólica*. 2010 29 de Maio de 2010 [cited 2010 29 de Maio de 2010]; Disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProdu%C3%A7%C3%A3oE%C3%B3lica.aspx.

30. OMEL, *Mercado diário de energia - Resultados do mercado*. 2010; Disponível em: http://www.omel.es/aplicaciones/resultados_mercado/frames_resultados_mercado.jsp?parMercado=1&parAno=2010&parMes=06&parDia=3&parInforme=0&parSesion=0&parPagina=0&parFichero=diario_diario.conf&parMoneda=1&parIdioma=POR

31. Verdelho, P. and ERSE, *Energia Eólica e Impactes Tarifários*. 2010; Disponível em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/noticias/2010/Documents/Debate%20Energia%20e%C3%B3lica%20Apresenta%C3%A7%C3%B5es/Prof%20Pedro%20Verdelho.pdf

32. Sá, J.L.P.d. *A ciência não é neutra - Ciência, Tecnologia e Políticas Tecnológicas*. 2010; Disponível em: http://a-ciencia-nao-e-neutra.blogspot.com/.

33. Alexandre Patrício Oliveira, *e.a.*, *Manifesto por uma Nova Política Energética em Portugal*. 2010; Disponível em: http://energiaparaportugal.com/

34. Bernardo, J., *Contributo das Energias Renováveis em 2020*, in *Renováveis Magazine*. 2010; Disponível em: http://www.renovaveismagazine.pt/apresentacoesFRM/Joao_Bernardo_DGEG.pdf

35. REN and R. Pestana, *O impacto da Energia Eólica na gestão técnica do SEN*. 2007; Disponível em: http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/PublicacoesGerais.aspx

36. Ministério da Economia, d.I.e.d.D., *Estratégia Nacional para a Energia - ENE 2020 - Uma inspiração para Portugal e uma ideia para o Mundo*; Disponível em: http://www.governo.gov.pt/pt/GC18/Documentos/MEID/Plano_Novas_Energias.pdf

37. Ministros, P.d.C.d., *Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010*. 2010.

38. Ministério da Economia, d.I.e.d.D., *Renewable - Plano Novas Energias ENE 2020*. 2010; Disponível em: http://213.58.220.193/mei/Document/ENE2020_PT.pdf

39. Eurostat, J. Goerten, and D.C. Ganea, *Electricity prices for second semester 2009*. 2010, Eurostat; Disponível em: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-QA-10-022/EN/KS-QA-10-022-EN.PDF

40. Commission, E., *EU energy and transport in figures - Statistical Pocketbook 2010*. 2010; Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/doc/2010_energy_transport_figures.pdf

41. Amaral, M., N.R.d. Silva, and A.E.d. Águeda, *A Energia nuclear em Portugal*, in *Vida Económica*. 2010; Disponível em: http://www.aea.com.pt/site/pt/eco05.pdf

42. Jacomino, V.F., *Energia Nuclear e o Desenvolvimento Sustentável*, in *O Futuro da Energia*. 2005: Casa da Cidadania, Belo Horizonte; Disponível em: http://www.amda.org.br/objeto/arquivos/93.pdf

43. Diamond, D.J., *Generation IV Nuclear Energy Systems - How they got here and where they are going*. 2003; Disponível em: http://www.engr.utk.edu/nuclear/colloquia/slides/Gen%20IV%20U-Tenn%20Presentation.pdf

44. Ferreira, P.N., *O Porquê das Energias Eólica e Hídrica*, in *Dia das Renováveis EDP*. 2008; Disponível em: http://www.edp.pt/pt/investidores/publicacoes/apresentacoes/Apresentaes%202008_1/Dia%20do%20Investidor%20-%20Janeiro%202008%20-%20Parte%20I.pdf

45. Eurostat, *Energy Statistics - Energy dependency*; Disponível em: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/main_tables

46. Saraiva, F. and REN, *Energias do Futuro - Desafios do Presente*, in *III Dia Regional Norte do Engenheiro*. 2007: Mirandela.

47. Walisiewicz, M., *Energias Alternativas - um guia para principiantes*. 2002: Civilização Editores.

48. APREN. *Origem do consumo por recurso SEN 2008/2009*. 2010; Disponível em: http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=94.

49. Portuguesa, R., *Plano de Acção Nacional para as Energias Renováveis*. 2010.

50. INAG. *PNBEPH - Os Aproveitamentos*. 7 de Junho de 2010]; Disponível em: http://pnbeph.inag.pt/np4/p/projectos.

51. Iberdrola, *Aproveitamentos Hidroeléctricos de Gouvães, Padroselos, Alto Tâmega e Daivões - Estudo de Impacte Ambiental*. 2010; Disponível em: http://pnbeph.inag.pt/np4/np4/?newsId=25&fileName=RNT_Cascata.pdf

52. Peltier, R., *Kannagawa hydropower plant, Japan*. Power, 2006. 150(6): p. 54-58; Disponível em: http://sfx.fe.up.pt/feup?sid=EI%3ACompendex;issn=0032-5929;date=2006;volume=150;issue=6;spage=54;epage=58;title=Power;atitle=Kannagawa%20hydropower%20plant%2C%20Japan;aulast=Peltier;aufirst=Robert

53. Semadeni, M. and CEPE, *Energy storage as an essential partof sustainable energy systems - A review on applied energy storage technologies*. 2003; Disponível em: http://www.cepe.ethz.ch/publications/workingPapers/CEPE_WP24.pdf

54. Fujii, K., *Lam Ta Khong Storage Project*. 2006; Disponível em: http://www.jica.go.jp/english/operations/evaluation/oda_loan/post/2007/pdf/project03_full.pdf

55. Norte, A. *Concurso Aproveitamento Hidroeléctrico de Carvão-Ribeira*. 2010; Disponível em: http://www.arhnorte.pt/?co=629&tp=7&cop=234&LG=0&mop=630&it=pagina

56. Eurostat, *Environment statistics - Greenhouse gas emissions*; Disponível em: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/environment/data/main_tables

57. Group, T.W.B., *World dataBank - World Development Indicators & Global Development Finance*; Disponível em: http://databank.worldbank.org/ddp/home.do?Step=1&id=4

58. Ramos, C.M., *Renováveis - Grande e Pequena Hídrica*. 2009, Ordem dos Engenheiros: Lisboa; Disponível em: http://www.ordemengenheiros.pt/oe/conferencia_energia/Matias%20Ramos.pdf

59. GEOTA, *Parecer do GEOTA sobre o PNBEPH (Estudo exaustivo)*. 2007; Disponível em: http://www.geota.pt/scid/geotaWebPage/defaultArticleViewOne.asp?categoryID=741&articleID=1951

60. Quercus, *Parecer da Quercus sobre o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico*; Disponível em: http://www.quercus.pt/scid/webquercus/defaultArticleViewOne.asp?categoryID=568&articleID=2222