Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

Potencial hidroeléctrico Português desaproveitado

Rui André Correia Moreira

VERSÃO DEFINITIVA

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

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Junho de 2009

U.PORTO

FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA UNIVERSIDADE DO PORTO

MIEEC - MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES 2008/2009

A Dissertação intitulada

"Potencial hidroeléctrico Português desaproveitado"

foi aprovada em provas realizadas em 17/Julho/2009

o júri

presidente Professor Doutor Carlos Manuel de Araújo Sá
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Professor Doutor Pedro Manuel Santos de Carvalho
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores do Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa

Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.

Autor – Rui André Correia Moreira

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

© Rui André Correia Moreira, 2009

Resumo

A energia é o que move o mundo. Actualmente, as energias renováveis têm sido uma forte e constante aposta para fazer frente ao consumo de combustíveis fósseis, associados aos seus inerentes malefícios ambientais e económicos.

Portugal é um país bastante próspero em recursos hídricos, porém, em termos energéticos, é dos países Europeus com um potencial hidroeléctrico desaproveitado mais elevado.

Assim, a hidroelectricidade encerra em si diversas mais-valias a considerar, num cenário de emergente necessidade de recursos renováveis geradores de energia.

Este documento incide sobre o estudo do potencial hidroeléctrico Português desaproveitado e, simultaneamente, uma análise crítica ao Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico.

Palavras-chave

Energia

Hidroelectricidade

PNBEPH

Recursos hídricos

Aproveitamento hidroeléctrico

Abstract

Energy is what moves the world. Currently, renewable energies have been a strong and constant bet to face the fossil fuels consumption, associated with their inherent environmental and economic damages.

Portugal is a fairly prosperous country in water resources, however, in energetic conditions, is one of the European countries with a higher unexploited hydropower potential.

Therefore, the hydropower, itself, has several added-values to consider, in a scenario of emerging need for renewable energy generators.

This document focuses on the study of Portuguese unexploited hydropower potential, and, simultaneously, on a critical analysis to the national plan of dams with high hydroelectric potential.

Keywords

Energy

Hydroelectricity

PNBEPH

Hydric Resources

Hydroelectric plant

Agradecimentos

O maior e sincero agradecimento dirige-se, naturalmente, ao meu orientador, o Excelentíssimo Professor Doutor António Machado e Moura, pela sua invulgar e ilimitada preocupação e dedicação que se revelaram fundamentais para a execução deste trabalho. É de louvar o seu nível de conhecimento nesta matéria e a capacidade com que me conseguiu contagiar com o fascínio pela hidroelectricidade.

Foram várias as outras pessoas que contribuiram para a execução deste trabalho e a quem quero expressar os meus agradecimentos.

À minha namorada, Dra. Carla Almeida, pelo incondicional apoio e incentivo constante, sem a qual a realização desta dissertação não teria sido possível.

Aos meus pais, pela motivação que demonstraram ao longo dos anos da minha formação académica.

Aos poucos mas bons colegas de curso, que ajudaram a ultrapassar os momentos mais difíceis.

Ao meu primo, Engenheiro Rui Melo, pela disponibilidade e ajuda nas questões técnicas relacionadas com o trabalho.

Índice

Resumo……iv

Palavras-chave……iv

Abstract……vi

Keywords……...vi

Agradecimentos……..viii

Índice……x

Lista de figuras……xiv

Lista de tabelas……..xviii

Lista de gráficos……..xxi

Lista de abreviaturas e símbolos……..xxiii

Capítulo 1……1

1. Introdução……....1

1.1. Enquadramento e motivação……1

1.2. Estrutura do tabalho……...5

Capítulo 2……7

2. Retrospectiva histórica……7

2.1. De 1894 a 1930……..7

2.2. Os anos 30 e 40……...15

2.3. Os anos 50……21

2.4. Os anos 60……25

2.5. Os anos 70 e 80……..26

2.6. Os anos 90……29

2.7. De 2000 a 2006……31

2.8. Enquadramento energético……32

Capítulo 3……..41

3. Actualidade da hidroelectricidade……..41

3.1. Bacias hidrográficas e respectivos aproveitamentos hidroeléctricos existentes……41

3.1.1. Bacia hidrográfica do Douro……44

3.1.2. Bacia hidrográfica do Tejo……66

3.1.3. Bacia hidrográfica do Guadiana……..77

3.1.4. Bacia hidrográfica do Minho……81

3.1.5. Bacia hidrográfica do Sado.....82

3.1.6. Bacia hidrográfica do Mondego……...83

3.1.7. Bacia hidrográfica do Vouga……92

3.1.8. Bacia hidrográfica do Lima……...95

3.1.9. Bacia hidrográfica do Cávado……100

3.1.10. Bacia hidrográfica do Mira……..114

3.1.11. Bacia hidrográfica do Ave……..115

3.1.12. Bacia hidrográfica do Lis……118

3.1.13. Bacia hidrográfica do Leça……118

3.1.14. Bacia hidrográfica das Ribeiras do Oeste……119

3.1.15. Bacia hidrográfica das Ribeiras do Algarve……119

3.2. Aproveitamentos em implementação……120

3.2.1. Reforço das centrais de Picote e Bemposta, no rio Douro……120

3.2.2. Aproveitamento do Baixo Sabor……125

3.2.3. Aproveitamento de Ribeiradio – Ermida, no rio Vouga……130

3.2.4. Reforço da central do Alqueva, no rio Guadiana (Alqueva II)……..136

3.2.5. Aumento da potência instalada e capacidade de armazenamento….138

3.3. Rios menos aproveitados, com especial ênfase para a região Norte e Centro……139

3.3.1. Análise detalhada da bacia do Douro……..145

Capítulo 4……156

4. Perspectivas futuras para a hidroelectricidade……156

4.1. Política hidro-energética: metas a atingir……...156

4.1.1. Política energética internacional……157

4.1.2. Política energética nacional……...162

4.1.3. Energias renováveis no panorama energético actual……169

4.2. Aproveitamentos a implementar no futuro……171

4.2.1. Características dos aproveitamentos seleccionados pelo PNBEPH – Ponto de situação……..189

4.3. Impacto no sistema hidro-produtor Português com a introdução dos novos pontos de geração……200

4.4. Binómio Hidroelectricidade – Eólica……204

4.5. Aproveitamentos de bombagem pura……210

Capítulo 5……213

5. Conclusões……213

Anexo I – Escoamentos anuais médios dos rios que constituem a bacia hidrográfica do Douro……215

Anexo II – Áreas das bacias dos rios que constituem a bacia hidrográfica do Douro……217

Anexo III – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Douro……219

Anexo IV – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Tejo……221

Anexo V – Esquema representativo do empreendimento de fins múltiplos do Alqueva….240

Anexo VI – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Guadiana……...242

Anexo VII – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Mondego……245

Anexo VIII – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Lima……252

Anexo IX – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Cávado……..255

Anexo X – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Ave…….263

Anexo XI – Aproveitamentos com mais de 10 MW de potência em Portugal continental..265

Anexo XII – Principais características económicas dos aproveitamentos estudados pelo PNBEPH…….267

Capítulo 6…….269

6. Bibliografia……...269

Lista de figuras

Figura 2. 1 – Vista geral da central de Poço Agueirinho. 8

Figura 2. 2 – Central da Vila, 1899 (1ª central eléctrica dos Açores) [6]. 9

Figura 2. 3 – Capa de " A Política Agrícola de Oliveira Martins", onde se encontra o Projecto-Lei do Fomento Rural. 10

Figura 2. 4 – Vista do interior da Central de Riba Côa [3]. 11

Figura 2. 5 – Central do Varosa (situação actual). 11

Figura 2. 6 – O Engenheiro Ezequiel Campos. 12

Figura 2. 7 – Central de Lindoso em 1923. 13

Figura 2. 8 – O Engenheiro Ferreira Dias. 15

Figura 2. 9 – Canal de Fuga e Central do Ermal (inaugurada em 1937). 21

Figura 2. 10 – Notícia no jornal "O Século", anunciando o investimento de capital nos recursos da bacia do Douro, pelo Plano Marshall, em [20]. 22

Figura 3. 1 – Principais bacias hidrográficas luso-espanholas e respectivas áreas, em km^2 [34]. 42

Figura 3. 2 – Principais bacias hidrográficas de Portugal Continental, Fonte INAG. 43

Figura 3. 3 – Trajecto do rio Douro na Península Ibérica 45

Figura 3. 4 – Unidades hidrográficas da BH Douro, em [35]. 46

Figura 3. 5 – Localização dos aproveitamentos hidroeléctricos na BH DOURO, com potência superior a 10 MW [3]. 50

Figura 3. 6 - Aproveitamentos de grande dimensão na bacia do rio Douro – Cronologia de realização [3]. 50

Figura 3. 7 – Barragem de Miranda. 53

Figura 3. 8 – Barragem do Picote com Descarregadores e Edifício de Comando. 55

Figura 3. 9 – Barragem da Bemposta. 56

Figura 3. 10 – Barragem do Pocinho. 59

Figura 3. 11 – Barragem da Valeira. 60

Figura 3. 12 – Barragem de Vilar. 61
Figura 3. 13 – Barragem da Régua. 62
Figura 3. 14 – Barragem do Varosa. 63
Figura 3. 15 – Barragem do Carrapatelo. 63
Figura 3. 16 – Barragem do Torrão. 65
Figura 3. 17 – Barragem de Crestuma-Lever. 66
Figura 3. 18 – BH do rio Tejo: parte portuguesa [40]. 67
Figura 3. 19 – Trajecto do rio Tejo na Península Ibérica. 67
Figura 3. 20 – Barragem de Santa Luzia. 71
Figura 3. 21 – Barragem de Castelo de Bode. 73
Figura 3. 22 – Barragem de Pracana. 74
Figura 3. 23 – Barragem de Belver. 74
Figura 3. 24 – Barragem de Cabril. 75
Figura 3. 25 – Barragem de Bouçã. 76
Figura 3. 26 – Barragem de Fratel. 76
Figura 3. 27 – Trajecto do rio Guadiana na Península Ibérica. 77
Figura 3. 28 – Barragem de Pedrógão. 79
Figura 3. 29 – Barragem do Alqueva 79
Figura 3. 30 – Trajecto do rio Minho na Península Ibérica. 81
Figura 3. 31 – Bacia hidrográfica do rio Mondego [52]. 83
Figura 3. 32 – Barragem da Aguieira. 87
Figura 3. 33 – Barregem de Fronhas. 87
Figura 3. 34 – Barragem da Raiva. 88
Figura 3. 35 – Barragem da Lagoa Comprida. 89
Figura 3. 36 – Barragem do Lagoacho. 90
Figura 3. 37 – Barragem do Cladeirão. 91
Figura 3. 38 – Bacia hidrográfica do rio Lima 95
Figura 3. 39 – Barragem do Alto Lindoso. 97
Figura 3. 40 – Esquematização dos constituintes do aproveitamento do Alto Lindoso. 99
Figura 3. 41 – Barragem e Central de Touvedo. 100

Figura 3. 42 – Bacia Hidrográfica do Cávado e sua posição relativa às outras bacias [61]. ... 101

Figura 3. 43 – Esquema representativo do rio Cávado, seus afluentes e barragens [62]. 102

Figura 3. 44 – Bacia Hidrográfica do Cávado e barragens de albufeira com finalidades hidroeléctricas [63]. 103

Figura 3. 45 – Esquema hidroeléctrico do sistema Cávado-Rabagão-Homem [31]. 104

Figura 3. 46 – Barragem do Alto Rabagão. 106

Figura 3. 47 – Barragem do Alto Cávado. 107

Figura 3. 48 – Complexo hidroeléctrico Venda Nova/Vila Nova/Paradela e nova central subterrânea que corresponde à Central de Frades inaugurada em 2005 [31]. 108

Figura 3. 49 – Central de Frades, exteriro à esquerda e interior à direita. 109

Figura 3. 50 – Tomada de água para turbinamento [31]. 110

Figura 3. 51 – Tomada de água para bombagem [31]. 110

Figura 3. 52 – Barragem de Salamonde. 112

Figura 3. 53 – Barragem de Caniçada. 112

Figura 3. 54 – Barragem de Vilarinho das Furnas. 113

Figura 3. 55 – Bacia hidrográfica de Mira [64]. 114

Figura 3. 56 – Bacia Hidrográfica do rio Ave, sua posição relativa com as bacias a Norte de Portugal; rio Ave e os seus dois afluentes principais: Este e Vizela. 115

Figura 3. 57 – Localização dos centros de produção no Douro Internacional [69]. 121

Figura 3. 58 – Obras na central de Picote. 122

Figura 3. 59 – Localização dos principais elementos do reforço de potência do aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional – Bemposta (a vermelho) [74]. 124

Figura 3. 60 – Antevisão do projecto do aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor [76]. . 127

Figura 3. 61 – Localização do aproveitamento do Baixo Sabor e restantes aproveitamentos do rio Douro [50]. 127

Figura 3. 62 – Ponte do Sabor, em 2006 à esquerda e durante a cheia de Novembro 2005, à direita. 128

Figura 3. 63 – Dinamização turística na albufeira do Azibo, Macedo de Cavaleiros. 129

Figura 3. 64 – Obras do aproveitamento do Baixo Sabor. 130

Figura 3. 65 – Título da notícia no Jornal de Notícias a 27 de Dezembro de 2008 [81]. 131

Figura 3. 66 – Esquema do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida [82]. 132

Figura 3. 67 – Antevisão do aproveitamento de Ribeiradio – Ermida [83]. 132

Figura 3. 68 – Intervenções Anteriormente Efectuadas no “Local de Montante” [82]..... 134

Figura 3. 69 – Local de implementação da central Alqueva II. 137

Figura 3. 70 – Albufeira de Almendra (Espanha). 146

Figura 3. 71 – Esquema de aproveitamentos existentes e previstos na bacia do Douro [5]. ... 150

Figura 4. 1 – Esquematização das principais estratégias da actual política energética europeia. 160

Figura 4. 2 – Localização esquemática do aproveitamento de Foz Tua [99]. 189

Figura 4. 3 – Perfil longitudinal esquemático do aproveitamento de Foz Tua 190

Figura 4. 4 – Localização dos aproveitamentos na cascata do rio Tâmega [101]. 191

Figura 4. 5 – Localização esquemática do aproveitamento de Padroselos [102]..... 192

Figura 4. 6 – Localização esquemática do aproveitamento de Alto Tâmega (Vidago) [103].... 193

Figura 4. 7 – Localização esquemática do aproveitamento de Daivões [104]. 194

Figura 4. 8 – Localização esquemática do aproveitamento de Gouvães [105]. 194

Figura 4. 9 – Aproveitamentos Iberdrola / EDP na bacia do Douro [107]. 195

Figura 4. 10 – Esquema do aproveitamento de Fridão [108]. 196

Figura 4. 11 – Localização do aproveitamento de Pinhosão no rio Vouga [101]. 196

Figura 4. 12 – Localização do aproveitamento de Girabolhos [101]. 198

Figura 4. 13 – Localização dos aproveitamentos de Almourol e Alvito [101] 199

Figura 4. 14 – Exemplo do binómio eólica-hidroelectricidade do Baixo Sabor [76]. 207

Lista de tabelas

Tabela 2. 1 – Aproveitamentos realizados nas décadas 30 e 40, em [5]. 20
Tabela 2. 2 – Aproveitamentos Hidroeléctricos mais importantes dos anos 50 [5]. 23
Tabela 2. 3 – Aproveitamentos Hidroeléctricos mais importantes dos anos 60 [5]. 25
Tabela 2. 4 – Aproveitamentos Hidroeléctricos mais importantes dos anos 70 e 80 [5]. 27
Tabela 2. 5 – Aproveitamentos hidroeléctricos inaugurados na década de 90, adaptado [5]. ... 30
Tabela 2. 6 – Potências Hídrica e Térmica adicionadas nas últimas décadas, valores aproximados. 35
Tabela 2. 7 – Evolução da potência instalada em Centrais de Produção de Energias Renováveis, em MW, Fonte REN, adaptado [33]. 36
Tabela 2. 8 – Evolução da componente hídrica no total da potência instalada entre 2000 e 2006. 37
Tabela 2. 9 – Evolução da componente eólica no total da potência instalada entre 2000 e 2006. 37
Tabela 2. 10 – Evolução da componente renovável no total da potência instalada entre 2000 e 2006. 37
Tabela 2. 11 – Peso percentual da componente hídrica no total de produção de energia eléctrica com base em fontes renováveis entre 2000 e 2006. 38
Tabela 2. 12 – Produção de Energia Eléctrica a partir de fontes renováveis (GWh), Fonte REN adaptado [33]. 38
Tabela 2. 13 – Peso percentual da componente hídrica no total de produção de energia eléctrica em Portugal entre 2000 e 2006. 39
Tabela 2. 14 – Peso percentual da componente eólica no total da produção renovável e no total de energia eléctrica em Portugal entre 2000 e 2006. 39

Tabela 3. 1 – Escoamento anual médio e capacidade total de armazenamento das albufeiras das respectivas BH, de acordo com o Plano Nacional da Água. 44
Tabela 3. 2 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Douro e em Portugal Continental, dados da DGEG. 49
Tabela 3. 3 – Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Douro, com potência > 10 MW [10]. 52
Tabela 3. 4 – Afluentes do rio Tejo; a a negrito estão aqueles de maior relevo [40]. 68
Tabela 3. 5 – Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Tejo com potência > 10 MW 70

Tabela 3. 6 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Tejo e em Portugal Continental, dados da DGEG. 71

Tabela 3. 7 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Guadiana e em Portugal Continental, dados da DGEG. 79

Tabela 3. 8 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Mondego e em Portugal Continental, dados da DGEG. 85

Tabela 3. 9 - Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Mondego com potência > 10 MW 86

Tabela 3. 10 – Aproveitamentos hidroeléctricos de grande dimensão (P > 10mw) da BH Lima 97

Tabela 3. 11 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Lima e em Portugal Continental, dados da DGEG. 97

Tabela 3. 12 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Lima e em Portugal Continental, dados da DGEG. 104

Tabela 3. 13 – Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Cávado, com potência > 10 MW 105

Tabela 3. 14 – Emissões de CO_2 evitadas pelo Baixo Sabor, em quilotoneladas (kton), dados em [76]. 128

Tabela 3. 15 – Produção anual média, na actualidade e no futuro 137

Tabela 3. 16 – Características técnicas dos aproveitamentos em implementação. 138

Tabela 3. 17 – Potência instalada em hidroelectricidade e capacidade de armazenamento nas principais bacias nacionais. 140

Tabela 3. 18 – Principais características dos aproveitamentos previstos para a bacia do Vouga [85]. 141

Tabela 3. 19 – Principais características dos aproveitamentos previstos para a bacia do Mondego [85]. 141

Tabela 3. 20 – Principais características do aproveitamento previsto para a bacia do Lima [85]. 142

Tabela 3. 21 – Principais características dos aproveitamento previstos para a bacia do Tejo [85]. 144

Tabela 3. 22 – Aproveitamentos previstos para as bacias do Vouga, Mondego, Lima e Tejo. 144

Tabela 3. 23 – Caudais de estiagem nos principais afluentes do Douro, adaptado do PNBEPH. 149

Tabela 3. 24 Principais características dos quinze aproveitamentos previstos para a bacia do Douro [85]. 153

Tabela 3. 25 – Cenário previsto *versus* o cenário actual. 154

Tabela 4. 1 – Principais acções definidas pelo Protocolo de Quioto. 157

Tabela 4. 2 – Principais metas do Pacote Clima-Energia da EU 159

Tabela 4. 3 – Metas a que Portugal se propôs a atingir, em relação à percentagem de energias renováveis. 164

Tabela 4. 4 – Metas a atingir nas fontes renováveis de energia. 165

Tabela 4. 5 – Investimento, criação de emprego directo e redução de CO_2: comparação entre a totalidade das fontes renováveis e a hidroelectricidade. 165

Tabela 4. 6 – Medidas e objectivos para atingir até 2010, 2015 e 2020, em termos de hidroelectricidade. 167

Tabela 4. 7 – Actual panorama energético no sector das FER e comparação com as metas a atingir em 2010, dados da DGEG. 170

Tabela 4. 8 – Aproveitamentos estudados no âmbito de PNBEPH (a sombreado azul, encontram-se aqueles que entrarão em implementação até 2020). [29]. 172

Tabela 4. 9 – Classificação dos aproveitamentos segundo o seu contributo para a optimização do potencial hídrico da correspondente bacia hidrográfica [29]. 183

Tabela 4. 10 – Classificação dos aproveitamentos de acordo com a biodiversidade, património cultural e restrições territoriais [29]. 184

Tabela 4. 11 – Classificação dos aproveitamentos segundo a sua contribuição para os conflitos e condicionantes ambientais [29]. 185

Tabela 4. 12- Classificação dos aproveitamentos de acordo com a ponderação energética, socio-económica e ambiental. 187

Tabela 4. 13 – Ordenamento final dos aproveitamento estudados pelo PNBEPH [29]. 188

Tabela 4. 14 – Novas previsões para os aproveitamentos a implementar até 2020. 201

Tabela 4. 15 – Previsão da evolução da capacidade de armazenamento das bacias nacionais. 202

Tabela 4. 16 – Novos reforços de potência anunciados pela EDP [62]. 202

Lista de gráficos

Gráfico 2. 1 – Evolução da potência instalada hidroeléctrica e termoeléctrica entre 1930 e 1960, adaptado de [10]. 24

Gráfico 2. 2 – Peso relativo da potência hídrica na produção de energia, adaptado de [10]. 24

Gráfico 2. 3 – Evolução da potência instalada hidroeléctrica *versus* Termoeléctrica [21]. 32

Gráfico 2. 4 – Evolução do consumo de energia eléctrica [3]. 33

Gráfico 2. 5 – Produção de energia eléctrica no SEN em 2000, *Fonte EDP, Turbogás, Tejo Energia , DGE*, em [32]. 33

Gráfico 2. 6 – Produção de energia eléctrica no SEP por sistema hídrico em 2000, *Fonte REN, EDP*, [32]. 34

Gráfico 2. 7 – Evolução da quota da potência hidroeléctrica no parque electroprodutor [22]. 34

Gráfico 2. 8 – Potências Hídrica e Térmica adicionadas nas últimas décadas. 35

Gráfico 2. 9 – Evolução da potência instalada em Centrais de Produção de Energias Renováveis, em MW, Fonte REN, adaptado [33]. 36

Gráfico 2. 10 – Produção de Energia Eléctrica a partir de fontes renováveis (GWh), Fonte REN adaptado [33]. 38

Gráfico 3. 1 – Potências colocadas pela central de Picote no ano 2015 [70]. 123

Gráfico 3. 2 Caudal afluente médio diário (m^3/s) no aproveitamento do Carrapatelo entre 01/06/2002 e 01/06/2004 [87] 147

Gráfico 3. 3 – Caudal turbinado médio diário (m^3/s) no aproveitamento do Carrapatelo entre 01/06/2002 e 01/06/2004 [87] 147

Gráfico 3. 4 – Caudal descarregado médio diário (m^3/s) no aproveitamento do Carrapatelo entre 01/06/2002 e 01/06/2004 [87] 148

Gráfico 4. 1 – Emissões e factor de emissão médio de CO_2 do sistema electroprodutor em 2020 [93]. 161

Gráfico 4. 2 – Excesso de produção em períodos de vazio – probabilidade de ser superado: Janeiro de 2020 [93]. 161

Gráfico 4. 3 – Potência instalada do sistema electroprodutor nacional. FER: Fontes de Energia Renováveis [94]. 163

Gráfico 4. 4 – Potencial hídrico não aproveitado. 166

Gráfico 4. 5 – Potência instalada por aproveitamento [29]. 174

Gráfico 4. 6 – Capacidade de armazenamento das albufeiras por aproveitamento [29]. 175

Gráfico 4. 7 – Capacidade de reserva de energia por aproveitamento [29]. 176

Gráfico 4. 8 – Custo total de execução por aproveitamento [29]. 177

Gráfico 4. 9 – Valor da energia produzida por aproveitamento [29]. 178

Gráfico 4. 10 – Valor actualizado líquido por aproveitamento [29]. 178

Gráfico 4. 11 – Taxa Interna de Rentabilidade por aproveitamento [29]. 179

Gráfico 4. 12 – Classificação dos aproveitamentos de acordo com o seu Potencial Hidroeléctrico [29]. 180

Gráfico 4. 13 – Coeficientes de regularização das albufeiras por aproveitamento [29]. 181

Gráfico 4. 14 – Áreas inundadas e volumes armazenados na albufeira de Foz Tua [99]. 191

Gráfico 4. 15 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal continental entre Janeiro de 2000 e Março de 2009 [33]. 204

Gráfico 4. 16 – Utilização da potência eólica instalada nos meses de 2008 [33]. 205

Gráfico 4. 17 – Produção eólica no dia 22 de Fevereiro 2009 [114]. 205

Gráfico 4. 18 – Evolução e previsão da potência eólica instalada 208

Gráfico 4. 19 – Objectivos energéticos para 2020 [115]. 209

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

BH	Bacia Hidrográfica
CCGT	*Combined Cycle Gas Turbine*
CHENOP	Companhia Hidroeléctrica do Norte de Portugal
CPE	Companhia Portuguesa de Electricidade
CO_2	Dióxido de Carbono
DGEG	Direcção Geral da Energia e Geologia
DGSH	Direcção Geral dos Serviços Hidráulicos
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renováveis
GEE	Gases de Efeito de Estufa
INAG	Instituto da Água, IP
NPA	Nível de Pleno Armazenamento
PCMH	Pequenas Centrais Mini-hídricas
PNA	Plano Nacional da Água
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico
PRE	Produção em Regime Especial
PSL	Plataforma Sabor Livre
REN	Redes Energéticas Nacionais
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENP	Sistema de Electricidade do Norte de Portugal
SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico Público
UE	União Europeia

Lista de símbolos

$Q_{méd}$	Caudal Médio
€	Euro
GWh	Gigawatt hora
hm^3	Hectómetro cúbico
MW	Megawatt
m	Metro
m^3	Metro cúbico
m^3/s	Metros cúbicos por segundo
km	Quilómetro
kt	Quilotonelada
kV	Quilovolt
kVA	Quilovoltampere
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt hora
t	Tonelada

Capítulo 1

1. Introdução

Neste capítulo é realizada uma introdução à hidroelectricidade no cenário eléctrico actual e, quais a suas potencialidades para o futuro da energia em Portugal.

Apresenta-se o enquadramento da dissertação e numeram-se as ideias fundamentais que motivaram a abordagem deste tema. É também explorada a forma de organização estrutural do trabalho, com o intuito de mostrar, sumariamente, as partes que o constituem.

1.1. Enquadramento e motivação

O advento da utilização da água, como força para produção de energia eléctrica, ocorreu, a nível mundial, em meados do século XIX e, em Portugal, no final desse século. Até o início dos anos 30, a hidroelectricidade limitava-se a suprir as necessidades dos consumos locais, como alimentação de pequenas instalações de iluminação pública e pequenas indústrias. Com o desenvolvimento económico e industrial, após 1930, a energia hídrica ganha uma nova dimensão, voltada para a industrialização. No entanto, é a partir de 1950 que se assiste ao prosperar da energia hídrica, com a construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos. Entretanto, nas últimas décadas tem-se verificado um desacelerar no investimento destes aproveitamentos e, actualmente, Portugal é um dos países da União Europeia com uma maior percentagem de potencial hídrico desaproveitado, de cerca de 50%.

Os grandes aproveitamentos hidroeléctricos apresentam impactos diferentes, tanto na diversidade como na magnitude, das restantes energias renováveis, quer pela sua dimensão,

quer pela sua área de influência. Este tipo de empreendimentos traz consigo uma panóplia de vantagens, entre as quais, se destacam:

1. Para o sector eléctrico:
    - Fonte de energia renovável, limpa, não poluente e inesgotável, uma vez que a água não se consome aquando da produção de energia;
    - Grande flexibilidade de exploração, sendo um serviço dinâmico que dá uma resposta quase imediata às variações da procura e, consequentemente, um rápido ajuste da produção ao consumo ;
    - Nível de disponibilidade e fiabilidade muito elevados, permitindo uma intervenção rápida em situações de problemas na rede, garantindo, assim, a continuidade dos fornecimentos. As centrais hidroeléctricas asseguram facilmente variações significativas de carga e são as únicas que podem responder satisfatoriamente às ocorrências acidentais de redução de potência na rede;
    - Constituição de uma reserva operacional de exploração, através do armazenamento estratégico de grandes quantidades de energia nas albufeiras que é esssencial para situações de pico de consumo;
    - Contribuição para a segurança do abastecimento energético, contribuindo a integração de outras fontes de energia renováveis de geração aleatória, como a eólica;
    - Atenuação do impacto da variabilidade da produção eólica aumentando ou diminuindo rapidamente a potência disponível ou aumentando o consumo (centrais com bombagem) no caso de excesso de produção eólica.
    - Contribuição para a independência energética do exterior.
2. Para a sociedade:
    - Criação de condições que permitem o desenvolvimento regional e fixação da população, nomeadamente, a construção de infra-estruturas (como pontes e estradas) aquando da construção dos novos aproveitamentos, que contribuem para um significativo desenvolvimento das populações adjacentes;
    - Abastecimento de água para consumo humano, industrial e agro-pecuário;
    - Regularização de caudais e controlo de cheias, diminuindo os prejuízos causados por estas;
    - Criação de condições de navegabilidade, como o exemplo do rio Douro;
    - Turismo e lazer, através da criação de condições propícias a actividades de recreio, desporto, campismo, hotelaria e restauração.

3. Para o ambiente:
    - Protecção contra a crescente irregularidade climática prevista;
    - Garantia de caudais em períodos críticos;
    - Diminuição da emissão atmosférica de gases de efeito de estufa, através do descréscimo de consumo de combutíveis fósseis, poluentes;
    - Diminuição de catástrofes, como os incêndios, uma vez que, são criadas condições necessárias para o reabastecimento de meios aéreos.

Não obstante, os aproveitamentos hidroeléctricos também têm as suas desvantagens. Uma delas prende-se ao facto de a produção de hidroelectricidade ser dependente de factores climatéricos, nomeadamente da pluviosidade. O aumento da área submersa também pode interferir com algumas actividade económicas, nomedamente agrícolas e pode mesmo levar à submersão de aldeias, com consequente necessidade de deslocação das populações nativas. Além disso, a construção de aproveitamentos hidroeléctricos, ao promover a edificação de um obstáculo transversal ao curso de água, com a subsequente divisão do habitat em dois compartimentos, altera, inevitavelmente, as características ecológicas da secção da bacia hidrográfica onde a obra hidráulica se insere. Esta alteração ecológica e ambiental apresenta algumas desvantagens, nomeadamente: o efeito de barreira à actividade migratória dos peixes, minimizado com a criação de eclusas para peixes; alteração do habitat devido à interrupção do fluxo unidireccional da água; mudanças no regime de escoamento que, em situações extremas, sobretudo entre a captação e a restituição dos aproveitamentos, a alteração dos caudais poderá ser drástica, permanecendo esta secção sem água; alteração da qualidade e dos parâmetros físico-químicos da água, devido ao seu represamento que provoca a sedimentação de material sólido e mudanças ao nível da temperatura; além disso, a retenção de água pode aumentar a intrusão salina nas áreas próximas da foz.

Como é fácil inferir, a energia é a força motriz da nossa sociedade actual. Questões prementes como as alterações climáticas e a crescente dependência de petróleo e de outros combustíveis fósseis, bem como o aumento dos custos da energia estão a obrigar-nos a repensar o modo como produzimos e consumimos energia.

Assim, as fontes de energia renováveis constituem uma parte importante da solução para um futuro energético sustentável. Os recursos energéticos endógenos são decisivos para a segurança do abastecimento energético, uma vez que a sua utilização não depende de factores externos ao País, nomeadamente das conjecturas internacionais e consequentes variações dos preços dos combustíveis fósseis. Portugal (um dos Estados-Membros da União Europeia com maior dependência energética face ao exterior, na ordem dos 80% de energia primária importada), tem vindo a desenvolver políticas que promovem uma produção energética dominada pelas fontes energéticas renováveis, em detrimento dos combustíveis

fósseis. Para além desta vantagem económica, os recursos renováveis inesgotáveis e não poluentes, são uma aposta ambiental contra as alterações climáticas, cada vez mais evidentes, diminuido as emissão de gases de efeito de estufa.

Estas premissas estiveram na génese da reformulação da política energética nacional e fizeram com que se concentrassem as atenções no investimento das energias renováveis. Entre outras metas ambiciosas, o Ministério da Economia e Inovação propôs-se, em 2007, a atingir uma potência instalada hidroeléctrica nacional de 7000 MW, em 2020. Como tal, tendo em conta que cerca de metade do potencial hidríco está desaproveitado, a hidroelectricidade tornou-se uma aposta prioritária no sector energético Português.

É neste contexto que surge o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – PNBEPH – com o objectivo de identificar e definir quais os investimentos mais apropriados em termos de aproveitamentos hidroeléctricos entre 2007 e 2020, de forma a assegurar valores de capacidade instalada adicional na ordem dos 2000 MW. Neste trabalho é apresentada uma perspectiva sobre a evolução e importância da hidroelectricidade em Portugal, é feita uma análise crítica ao PNBEPH e um ponto de situação actualizado, uma vez que o referido estudo data de 2007.

Foram várias as motivações e interesses que fomentaram a escolha desta temática. Desde logo, o meu primordial interesse pela energia e todas as suas envolventes, destacando a hidroelectricidade como a forma de produção de electricidade de eleição, de acordo com a minha opinião. É importante perceber e compreender qual o papel que a hidroelectricidade desempenha no cenário nacional energético e, aquele que poderá desenvolver se o potencial hídrico nacional for devidamente aproveitado. Assim, nunca é demais chamar a atenção para o deficiente funcionamento do sistema hídrico Português, cuja importância vai muito para além da simples produção de electricidade.

Numa época em que, o consumo de combustíveis fósseis é um tema cada vez mais debatido, pelas razões óbvias e já sobejamente conhecidas, mais do que nunca, as energias renováveis deverão ser estudadas a fundo por forma a conseguir tirar partido de todas as suas potencialidades, com particular interesse para a energia hidroeléctrica que, incompreensivelmente, tem ficado esquecida nos últimos tempos.

1.2. Estrutura do trabalho

O texto está organizado em seis capítulos. O primeiro e presente capítulo destina-se a fazer uma introdução sumária ao conteúdo da dissertação, enunciar as motivações que despoletaram a escolha desta temática e enumerar os objectivos que se pretendem atingir.

Os três seguintes e principais capítulos, são um *continuum* do desenvolvimento da hidroelectricidade, através do seu passado, presente e futuro.

O capítulo 2, *Retrospectiva histórica*, é um enquadramento histórico da hidroelectricidade em Portugal, compreendendo a sua génese, a sua evolução e respectivo papel no cenário energético nacional ao longo das décadas.

No capítulo 3, *Actualidade da hidroelectricidade*, pretende-se mostrar o presente panorama da energia hídrica. Como tal é feita uma caracterização sumária das bacias hidrográficas portuguesas, descritos os seus actuais aproveitamentos hidroeléctricos de grandes dimensões (com uma potência instalada superior a dez megawatts) e apresentados aqueles que se encontram em implementação. Para terminar este capítulo, procede-se a um estudo dos cursos de água menos aproveitados, com particular ênfase para o Norte e Centro de Portugal e um aprofundamento mais exaustivo do potencial hidroeléctrico desaproveitado na bacia do rio Douro.

No capítulo 4, *Perspectivas futuras para a hidroelectricidade*, são apresentadas as metas a atingir, na hidroelectricidade, relativamente às políticas energéticas internacional e nacional, enfatizando os recursos energéticos renováveis, em especial, da energia hídrica. Ainda neste capítulo, são analisados, criticamente, os aproveitamentos a implementar no futuro, de acordo com o PNBEPH, bem como o seu impacto no sistema energético Português. Para terminar esta parte da dissertação, e a pensar no futuro da hidroelectricidade, é analisada a relevância do binómio hidroelectricidade-eólica, tal como, da bombagem pura.

No Capítulo 5, *Conclusões*, mostram-se as conclusões retiradas após a realização deste trabalho.

O Capítulo 6, *Bibliografia*, é dedicado à enumeração das fontes bibliográficas usadas para a execução da dissertação.

Capítulo 2

2. Retrospectiva histórica

2.1. De 1894 a 1930

Nos finais do século XIX, já no quadro de um inegável atraso em termos internacionais, começaram a surgir em Portugal as primeiras iniciativas no sentido de promover a utilização dos rios, sobretudo para a produção de energia, procurando minorar a grande dependência do País em combustíveis. É também nesses finais de oitocentos que o País assiste ao arranque das primeiras experiências de produção de electricidade revelando as sedutoras possibilidades que oferecia desde logo no campo da iluminação [1].

De salientar que os primeiros aproveitamentos hidroeléctricos foram instalados perto de rios, utilizando as quedas criadas pela construção de pequenos açudes em alvenaria, consistindo em azenhas adaptadas com a instalação de dínamos. Inicialmente, estes aproveitamentos alimentavam instalações industriais existentes nas imediações das próprias centrais, mas depois começaram a alimentar a iluminação pública onde se encontravam as instalações industriais e de algumas habitações.

Para compreender os primórdios da energia hidroeléctrica, é importante conhecer a história da **Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real.** Esta teve a sua génese em Março de 1890, quando **Leopoldo Augusto das Neves**, um grande homem de negócios, apresentou à

Câmara Municipal de Vila Real uma proposta de iluminação pública com energia eléctrica gerada hidraulicamente, coisa que nenhuma província do país dispunha até à época. Assim, em 13 de Julho de 1892 aparecem publicados os estatutos da denominada Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real, com fim a adquirir a concessão eléctrica de Vila Real. Na realidade, já em 1891, a empresa estava activa, pois os jornais noticiavam em Agosto desse ano que "começara a construção de um açude no rio Corgo para a derivação da água necessária para mover as máquinas". O fundão do Agueirinho foi reconhecido como lugar propício para a construção do açude, talvez porque já aí existiam alguns moinhos. Fez-se o levantamento da planta de Vila Real e, a gerência da Empresa dirigiu-se a **Emílio Biel** (1838-1915), cidadão alemão residente no Porto, que entre outras ocupações tinha a de representar a firma Schuckert de Nuremberga. Entregaram-lhe a planta da cidade para que fizesse o estudo da rede de distribuição de energia eléctrica e, ao mesmo tempo, encomendaram-lhe o equipamento e os materiais necessários para a estação produtora de energia e respectiva rede de distribuição. Todavia, como a empresa não dispunha de meios económicos para levantar o material, a concessão e obras já iniciadas foram vendidas a Emílio Biel que se viu encarregado de levar adiante o empreendimento [2].



Figura 2. 1 – Vista geral da central de Poço Agueirinho.

Assim, de acordo com esta informação, a mais antiga central hidroeléctrica em Portugal foi instalada num dos afluentes do rio Douro (rio Corgo), em 1894, com uma potência de 120 kW (quilowatts) e com a designação Central de Poço Agueirinho [3]. Tratava-se de um aproveitamento de dimensões reduzidas, que canalizava as águas do rio Corgo (com um caudal de 645 litros/s) para uma turbina Knop, após uma queda de 25 m. A energia era gerada em dínamos ligados em série, transportada para a cidade e, aí era distribuída por uma rede de três cabos. A produtividade era muito afectada pelo caudal reduzido do Corgo em período seco, pelo que as interrupções no fornecimento se tornavam frequentes e periódicas. O alteamento temporário do açude, com pranchões de madeira não se mostrou eficaz para a resolução do problema que só foi solucionado com o **aproveitamento municipal de Terrajido**, também no Corgo, em 1926 [4]. Este aproveitamento era constituído por uma barragem, no

sítio de Ínsua e uma central em Terrajido, equipada com uma turbina Francis Volth ainda com a potência de aproximadamente 120 kW [5].

Paralelamente, a Vila Real, em 1893, Braga torna-se a primeira cidade totalmente iluminada por luz eléctrica, por serviço concessionado à **Sociedade de Electricidade do Norte de Portugal (SENP)**, visando a exploração da iluminação pública desta cidade. A ideia inicial seria o aproveitamento do rio que passava mais perto, o rio Este, mas cedo se viu que a solução hidroeléctrica só marchava com regularidade de caudais, o que não era o caso [6]. Mesmo assim, terá entrado em serviço, em 1895 ou 1896, a **Central de Furada**, no rio Cávado, que aproveitava uma queda de 4 m e estava equipada de 3 turbinas (Jonval/Escher Wiss) de 93 kW, acoplada a alternadores (Oerlinkon) de 95 kVA (Quilovoltampere). Praticamente neste mesmo local viria muito mais tarde, em 1951, a ser instalado o aproveitamento de Penide promovido pela CHENOP – **Companhia Hidroeléctrica do Norte de Portugal** [5].



Figura 2. 2 – Central da Vila, 1899 (1ª central eléctrica dos Açores) [6].

De salientar, nesta época, dois engenheiros açorianos, **José Cordeiro** (1867-1908) e **Manuel Pacheco Vieira** (1877-1967) que, após terem estudado na Bélgica e Alemanha, regressaram às suas ilhas, motivados pela vontade de inovação. Há quem os considere os verdadeiros precursores da hidroelectricidade portuguesa. Assim, o Engenheiro José Cordeiro inaugura, em 1899 a pequena **Central da Vila** (com potência de 60 kVA), que aproveitava a pequena Ribeira da Praia para iluminar Vila Franca do Campo (S. Miguel) e que, ainda há alguns anos, ainda estava a trabalhar. Outros dois aproveitamentos hidroeléctricos deste engenheiro foram construídos em **Água d'Alto** e no **Salto do Cabrito**, na Ribeira Grande, que lhe garantiam uma potência instalada e 470 kVA [7]. O Engenheiro Vieira apesar de inicialmente ter ido para a Terceira, onde, iluminou Angra do Heroísmo através de energia termoeléctrica, acabou por ceder às vantagens da energia hidroeléctrica e, em São Miguel

consegue uma Central de 40 kVA, instalada na Ribeira dos Tambores e ilumina Furnas e Povoação.

Ainda em finais do século XIX, é referida, pela primeira vez, a ideia de recorrer ao aproveitamento das águas do rio Guadiana. Essa referência é dada no **Projecto-Lei do Fomento Rural** [8], elaborado pelo político e historiador **Joaquim Pedro de Oliveira Martins** (1845-1894), onde se indicia que esse projecto se baseava no aproveitamento das águas do rio Guadiana a jusante da confluência do rio Dagebe, seu afluente da margem direita, ou seja, praticamente no local onde só agora se encontra a Barragem do Alqueva.

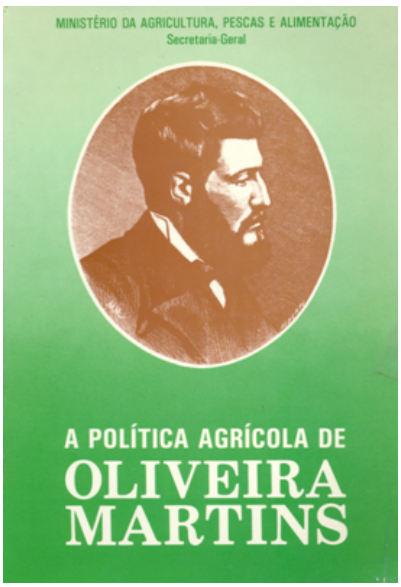


Figura 2. 3 – Capa de " A Política Agrícola de Oliveira Martins", onde se encontra o Projecto-Lei do Fomento Rural.

Em 1899, a Guarda torna-se outra das cidade pioneiras a dispor de iluminação eléctrica, graças à **Central do Pateiro** cuja concessão tinha sido dada a **Francisco Pinto Balsemão**. A sua intenção era aproveitar as águas do rio Mondego, construindo esta barragem na freguesia dos Trinta e, para tornar a exploração mais eficaz, constrói-se um açude no Alto Mondego, na freguesia de Vila que desviava as águas para a zona da Central do Pateiro, onde formavam uma queda de cerca de 45 metros (m), proporcionando um melhor aproveitamento para gerar electricidade. Esta Central que serviu para abastecer a energia eléctrica da cidade da Guarda a partir 1899, iniciou a sua produção em Novembro do ano anterior, nessa altura, como força motriz para as instalações fabris do referido empresário. Posteriormente, com a constituição da **Empresa de Luz Eléctrica da Guarda Lda**, em 1907, de que fazia parte o mesmo empresário, esta central passou a ser explorada por esta empresa. Esta situação manteve-se até 1951, ano em que a **Companhia Eléctrica das Beiras** comprou a empresa, passando a explorá-la [9].



Figura 2. 4 – Vista do interior da Central de Riba Côa [3].

No início do século XX, entre 1906 e 1910, regista-se a sucessiva entrada em funcionamento de mais aproveitamentos hidroeléctricos, como o de **Riba Côa**, no rio Côa (105 kW), **Caniços**, no rio Vizela (225 kW), **Varosa**, no rio do mesmo nome (100 kW) e **Desterro**, no rio Alva (300 kW) [10].

A **Central de Riba Côa**, no concelho de Almeida, foi inaugurada em 1906 e é mantida em exploração, na actualidade, pela EDP, cuja remodelação se encontra em estudo [3]. A perspectiva de instalar uma rede eléctrica na Vila de Santo Tirso, surgiu em Abril de 1907, quando se soube que a Fábrica de Fiação e Tecidos do Rio Vizela, de Negrelos, ia pôr a concurso a construção de um açude, no rio Vizela, perto da Estação de Caniços. No início de Setembro de 1908, a referida empresa apresentou à Câmara Municipal uma proposta para a iluminação pública, sendo-lhe concedida por 30 anos. Porém, o **aproveitamento hidroeléctrico de Caniços** foi usado para consumo energético da própria empresa [11].



Figura 2. 5 – Central do Varosa (situação actual).

Já em 1899 havia sido concedida a licença a **Álvaro Rebelo Valente** para a construção de uma **Central** no rio **Varosa**, licença essa transferida para **a Companhia Hidroeléctrica do Varosa**, fundada em 1907. A primeira central deste rio foi inaugurada em 1909 e tinha apenas 100 kW [7].

Quanto ao Rio Alva, o primeiro alvará concedido a **António Marques da Silva**, depois transferido para a Empresa Hidroeléctrica da Serra da Estrela, data de 1908 e levou ao **aproveitamento da Senhora do Desterro**, inaugurado em 1909 com uma turbina Pelton de 300 kW de potência instalada.



Figura 2. 6 – O Engenheiro Ezequiel Campos.

Entretanto, num tempo em que o ambiente internacional fazia temer a iminência de uma Guerra Mundial, o louvável **Engenheiro Ezequiel de Campos** (1874-1965), debatia-se pelo fomento do País. Assim, em 1913, publica a **Conservação da Riqueza Nacional** onde procura demonstrar a necessidade de promover o aproveitamento dos rios para a produção de energia eléctrica destinada a abastecer o País. Como é citado, numa obra do **Professor Manuel Vaz Guedes** [12]:

"A utilização dos nossos rios, especialmente o 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".

Entendendo, claro, a abundância de energia, a preços competitivos, como condição para o desenvolvimento da riqueza nacional, mesmo, que no seu pensamento, esta tivesse a ver, por enquanto, com a actividade agrícola.

Também **Geraldo Coelho de Jesus**, em 1916, avalia recursos e aponta a possibilidade de "aproveitamentos das quedas de água" como "factor de maior importância no nosso desenvolvimento industrial". Sempre presente, o problema da produção de hidroelectricidade contava já com várias empresas, salientando, nesta fase, a **Companhia Electro-Hidráulica de Portugal** (1918) e a **Hidroeléctrica do Alto Alentejo** (1925) [13].

A licença para o aproveitamento do Lima seria concedida em 1915 à empresa espanhola Electra del Lima, mas não produziu efeitos imediatos, em virtude da guerra. Só em 1922, entrou a trabalhar o 1º grupo do **Lindoso**, mas já com potência de 7500 kW.

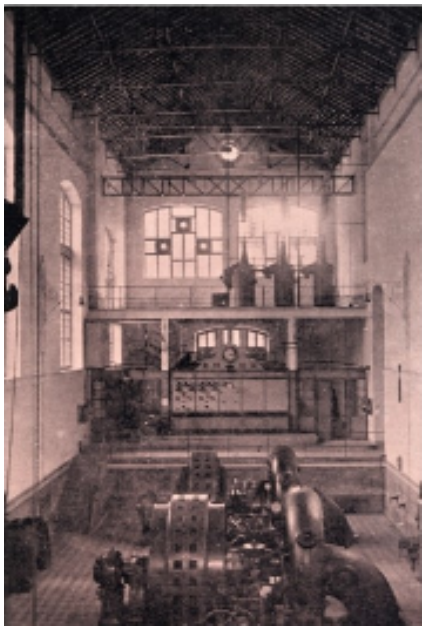


Figura 2. 7 – Central de Lindoso em 1923.

Nos anos vinte, foi dada a concessão à **Companhia das Quedas de Água do Norte de Portugal** para o aproveitamento do sistema Cávado-Rabagão. Durante muito tempo gastou-se muito dinheiro em estudos, mas nunca houve dinheiro suficiente para avançar com as obras, o que, 20 anos mais tarde, fizesse com que o projecto caducasse. Ainda relativo ao Norte do País, há um projecto para o aproveitamento do Douro, pelo notável **Ezequiel de Campos**, que escolheu Bitelos, para localização da barragem, contudo, a sonda acusou uma fundação bastante má, que tornaria impraticável a construção. Foi esse projecto mais tarde deslocado para o Carrapatelo, onde não se pode dizer que não tivesse havido problemas, mas que, construído uns anos depois, já integrado num plano e com outros meios, é hoje uma portentosa realidade [14].

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 Lindoso, do Varosa, do Alva e do Vizela, 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: Quilovolt), continuada, depois, até Coimbra a 60 kV.

Em 1918, **Francisco Xavier Esteves** (1864-1944) passou pela pasta do Comércio e, após ter tomado posse, decretou o estudo dos nossos rios com vista ao seu aproveitamento hidroeléctrico, a começar pelo Cávado e pelo Douro. Em 1919, foi promulgada a **Lei das Águas** (Decreto nº 5787 – IIII, de 10 de Maio) que procurava pôr alguma ordem no concessionamento, embora não conseguisse ir até ao fim e permitisse a multiplicidade de concessões e, daí, a quantidade de pequenos monopólios que se vieram a instalar [14].

Em 1926, seria publicado o decreto nº 12 599 promulgando a **Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos** que, pela primeira vez, estabelece, na Base I, a noção governamental de **Rede Eléctrica Nacional** que, como primeira medida, unifica as tensões e até as frequências da energia a distribuir [15]:

"O conjunto de transporte de energia no País que seja objecto de comércio em espécie constituirá uma rede com o nome de Rede Eléctrica Nacional e abrangerá não só as linhas destinadas a efectuar transporte de energia eléctrica das regiões produtoras para as consumidoras, qualquer que seja o modo de produção e qualquer que seja o destino, consumo ou uso da energia e as linhas de equilíbrio ou de compensação, mais ainda as linhas colectoras de energia produzida pelas centrais e as linhas ou redes de distribuição regional."

Esta lei regulava a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Assim, estabelecia-se que cabia ao governo promover e apoiar a construção de transporte de linhas de energia, como criar um fundo especial destinado a auxiliar a construção das centrais produtoras, designadamente hidráulicas e a instalação de indústrias que interessassem à economia nacional [16]. Na introdução deste decreto é exposta uma doutrina muito semelhante àquela que o **Engenheiro Ezequiel de Campos** há muito havia defendido: o 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, normalizando-se as tensões e a frequência; criação de fundos para auxiliar a construção dos sistemas [12]. Outro aspecto relevante desta Lei, foi a criação de condições para que os organismos oficiais pudessem exercer funções de fiscalização junto das empresas concessionárias e, desta forma, que se pudesse lançar um inquérito que permitisse a elaboração das primeiras análises estatísticas eléctricas a partir de 1928. Este inquérito revelou "*um sistema produtor eléctrico extremamente disperso, constituído por 395 centrais, das quais apenas 5 de potência superior a 7000 CV (Cavalos), com valores referentes a 31 de Dezembro de 1928*" [17].

A Lei dos Aproveitamento Hidráulicos tratava-se de um documento notável e, como o próprio **Engenheiro Ferreira Dias,** na figura 8, (1900-1966) reconheceu, não só bastante avançado para a época, mas que lhe serviu de matriz para a "sua" **Lei nº 2002**. Aliás, foi nesta altura, por volta de 1926, que o engenheiro Ferreira Dias começou a interessar-se e a escrever sobre a questão da electrificação nacional [16].



Figura 2. 8 – O Engenheiro Ferreira Dias.

Até 1930 assistiu-se à proliferação de um grande número de centrais hidroeléctricas (mas também térmicas), de um modo geral de pequena potência, públicas ou particulares, sobretudo para serviço local e alimentavam certas indústrias, como moagens, fiação, tecelagem e lanifícios, localizadas nomeadamente, nas zonas do Vale do Ave, da Covilhã e de Portalegre [5]. Nesse ano, encontravam-se em serviço 75 centrais hídricas, com 37 MW (Megawatts), das quais cerca de metade tinham uma potência superior a 100 kW, mas apenas 4 delas ultrapassavam 1 MW: Lindoso, no rio Lima (14 MW), Ponte de Jugais no rio Alva (3 MW), Chocalho no rio Varosa (1,9 MW) e Bruceira na Ribeira de Niza (1,8 MW) [10].

A falta de uma rede de transporte interligada dificultava a exploração de recursos nacionais e os aproveitamentos de fio-de-água, bastante irregulares, impediam a confiabilidade dos fornecimentos. Além disso, a construção de grandes aproveitamentos em albufeira, capazes de assegurar uma produção energética conveniente e regular, requeria investimentos avultados, que só poderiam ser realizados mediante intervenção do Governo.

2.2. Os anos 30 e 40

Em 1930, perante a necessidade de coordenar os serviços públicos que superintendiam as instalações eléctricas, foi decidido centralizar, na **Administração-Geral dos Serviços Hidráulicos** todas as instituições estatais que tutelavam a produção, o transporte, a distribuição e a utilização da energia eléctrica. Deste modo, surge a nova **Administração-Geral dos Serviços Hidráulicos e Eléctricos** e, em simultâneo, é remodelada a constituição e as funções **Conselho Superior da Electricidade**, cuja direcção foi tomada pelo **Engenheiro Ferreira Dias**, professor de Electrotecnia no Instituto Superior Técnico [16].

No início dos anos 30, o Governo começa, então, a encarar a realização de grandes aproveitamentos hidroeléctricos, visando o “aumento da produção industrial e agrícola, pela irrigação dos campos” (discurso de Oliveira Salazar na Sala do Risco, citado em [5]).

Apesar disto, até esta altura, o potencial energético dos rios portugueses permanecia desconhecido, bem como as respectivas geologia e topografia. É a partir da década 30 que começam a se executar estudos sistemáticos dos rios e da viabilidade do seu aproveitamento para a produção de electricidade (desenvolvido pelos Serviços Hidráulicos) e abastecimento de água para rega (desenvolvido pela Junta Autónoma das Obras de Hidráulica Agrícola). Disto, resultou a elaboração do primeiro inventário dos recursos hidráulicos nacionais.

No campo da electrificação por parte do governo da Ditadura Nacional, chega a haver concurso para algumas concessões importantes: em 1931 abriu concurso para o primeiro empreendimento no Douro Nacional, sem qualquer sucesso; o **Aproveitamento Hidroeléctrico do Cávado-Rabagão**, concedida à **Companhia das Quedas de Água do Norte de Portugal** (em Dezembro de 1920) que caducou em Abril de 1935 (decreto nº 25220), a do rio Zêzere, com barragem a construir na zona do Castelo de Bode, entregue **à Companhia Nacional de Viação e Electricidade** em 1930 (pelo Decreto nº 27712) é anulada em Maio de 1937, uma vez que esta companhia se recusava a iniciar as obras sem estar definida superiormente a rede de transporte de energia, a que o contrato a subordinava em ternos futuros, deixando caducar o prazo de construção. Ou seja, o primeiro fôlego electrificador da então Ditadura Nacional afundou-se, continuando a multiplicar-se pequenas iniciativas de privados, quase sempre assentes em pequenas centrais térmicas e algumas hidroeléctricas [18].

A 28 de Março de 1936 (pelo decreto nº 26470) foi criada, no âmbito do Ministério das Obras Públicas e Comunicações, a **Junta de Electrificação Nacional**, à qual são atribuídas as seguintes funções [13]:

- Estudar as providências necessárias para o desenvolvimento da electrificação e para a conveniente orientação do problema da energia, propondo a publicação de 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.

No início dos anos 40, a produção de energia eléctrica é, essencialmente, caracterizada por [5]:

- **Recursos estrangeiros predominantes**: dois terços dos recursos utilizados para a produção de electricidade são estrangeiros (tendo em conta, também, a produção da central hidroeléctrica do Lindoso).

- **Três centrais dominantes**: a central hidroeléctrica do Lindoso e duas centrais termoeléctricas do Tejo e de Santos. Até 1940, estas produziam mais do que as restantes 180, ao serviço público.

- **Pulverização de potência excessiva**: num total de 660 centrais, 176 eram de serviço público (das quais apenas 10 de potência superior a 5 MW: 3 hidráulicas e 7 térmicas) e 484 de serviço particular (das quais somente uma com mais de 5 MW, embora com oito grupos). Em 1943, as centrais eléctricas existentes eram 674, das quais 110 hidráulicas e 564 térmicas, tendo sido a **produção de energia, em 1942, de 465 milhões de KWh** (Quilowatt hora).

- **Custo de produção elevado**: devido à pulverização da potência instalada havia um encarecimento excessivo do custo kW instalado e do kWh produzido por tão grande número de unidades.

O **Engenheiro Zuzarte de Mendonça** (1877-1967) Chefe da **Repartição de Estudos de Hidráulica**, apresenta um anteprojecto do aproveitamento hidroeléctrico em Castelo de Bode, no rio Zêzere, no início de 1940. Em 1941, o ministro e engenheiro **Duarte Pacheco** (1899-1943) pretende a intensificação dos estudos nos Serviços Hidráulicos e, em 1942, fomenta a revisão do anteprojecto do aproveitamento de Castelo de Bode, que é, então entregue ao francês **André Coyne**.

Recapitulando o panorama do sistema produtor de energia, no início dos anos quarenta: no Norte havia 4 sistemas hidroeléctricos **Lindoso**, **Ave**, **Varosa** e **Serra da Estrela**, apoiados, principalmente, nos regimes secos, pelas centrais do Freixo (**União Eléctrica Portuguesa)** e Caniços (**CHENOP**), com predominância para a central de Lindoso. Em 1943, o novo **aproveitamento hidroeléctrico de Santa Luzia**, da **Companhia Eléctrica das Beiras**, deu entrada na rede de energia. No Sul era quase predominante a energia térmica, com maior relevo para a Central Tejo, das **Companhias Reunidas de Gás e Electricidade**, a que, em 1930, se veio juntar a **Central de Cachofarra**, em Setúbal. A hidroelectricidade era quase exclusivamente representada pelo **aproveitamento da Ribeira de Nisa**, no distrito de Portalegre, construído pela **Hidroeléctrica do Alto Alentejo**.

No ano de 1943, os Serviços Hidráulicos apresentam o **Plano Geral de Aproveitamento Hidroeléctrico do rio Zêzere**, desde Cambas até à Foz. É então, que o Governo decide iniciar a construção de grandes aproveitamentos hidroeléctricos e começa a dar orientações para tal. O Engenheiro **Duarte Pacheco** toma várias medidas: a elaboração de um caderno de encargos da concessão de aproveitamento de energia das águas do rio Zêzere, desde Cambas até à Foz; a apresentação dos programas financeiro e de trabalhos para a construção do escalão de Castelo de Bode; a remodelação dos estatutos da empresa concessionária a criar, em que um terço do capital seria do Estado, um terço das empresas produtoras e distribuidoras

de electricidade existentes e um terço do público. Tudo estava pronto para decisão em Conselho de Ministros quando um acidente de automóvel vitima Duarte Pacheco [5].

Mesmo assim, em 1944 são apresentados os planos gerais do aproveitamento **hidroeléctrico do Sistema do Cávado – Rabagão**, pelos Serviços Hidráulicos, e do troço nacional do rio Douro (em 1948). Continuam-se a desenvolver estudos relativamente ao troço internacional do rio Douro e dos seus afluentes, assim como dos rios Lima, Mondego e Guadiana.

No Governo, como subsecretário de estado do Comércio e Indústria, o **Engenheiro Ferreira Dias**, que contou com a cobertura constante do Ministro da Economia, Rafael Duque (1893-1963), fica com mãos livres para, finalmente, concretizar o seu projecto de electrificação nacional através da aprovação e promulgação da **Lei nº 2002 – Lei de Electrificação Nacional** – a 26 de Dezembro de 1944. Abrindo com a definição do conceito de rede eléctrica nacional, segue-se a **Base II**, que dá relevo à hidroelectricidade:

"*A produção de energia eléctrica será principalmente de origem hidráulica. As centrais térmicas desempenharão funções de reserva e apoio, consumindo combustíveis nacionais pobres na proporção mais económica e conveniente*" [19].

Os objectivos fixados pela lei são claros e são expressos na **Base III**:

" *O Governo, tendo em atenção a regularização dos cursos de água, as possibilidades do seu aproveitamento integral, os interesses da navegação e a defesa dos terrenos marginais, promoverá e auxiliará, de harmonia com a base anterior, a instalação de centrais produtoras de energia eléctrica, conforme o exigem:*

a. A reorganização e o fomento industrial;

b. A electrificação das linhas de caminho-de-ferro;

c. A rega e outras aplicações de interesse agrícola;

d. *O consumo na iluminação, gastos domésticos e os industriais não previstos nas alíneas anteriores*." [19]

De resto, esta **Lei nº 2002** consagra a constituição de um plano nacional de energia cujo objectivo maior era o de racionalizar a produção energética nacional servindo de suporte a todo o vasto campo de desenvolvimento económico e social.

Em suma, esta lei tem como pontos fundamentais, os seguintes:

- Preferência da energia hídrica sobre a térmica, reconhecendo a esta funções de apoio e reserva;
- Estabelece normas para a regularização dos rios e o seu aproveitamento para fins hidroeléctricos;

- Define princípios de comparticipação estatal no capital das empresas produtoras, de concessão de créditos e de isenção fiscal;
- Torna obrigatória a interligação das centrais, coordenadas por um "repartidor de cargas";
- Cria o princípio de reversão para o Estado dos bens afectos à concessão;
- Consagra um capítulo especial à "pequena distribuição" a efectuar por municípios ou concessões destes a distribuidores locais, estabelecendo ainda as fórmulas para a venda de energia em alta-tensão e a tutela das tarifas máximas de baixa-tensão.

As Lei nº 2002 juntamente com a nº 2005 do fomento e reorganização económica foram os dois grandes contributos do **Engenheiro Ferreira Dias** para o desenvolvimento económico nacional: electrificar e fomentar as indústrias era uma obra a desenvolver em paralelo, dada a imbricação profunda entre as duas vias: os consumos de electricidade eram assegurados pela indústria (em 1940, 80% da energia eléctrica era consumida pela indústria), que garantia a viabilidade às produtoras de energia, assim como estas asseguravam o elemento base para a emergência das novas indústrias, de natureza química, que precisavam de energia barata e abundante [18].

Em 1945, o Governo define a política respeitante à execução de novos aproveitamentos hidroeléctricos e anuncia a decisão de promover a constituição de duas empresas para o estabelecimento e exploração de obras hidráulicas e de centrais produtoras de electricidade nos rios Zêzere, Cávado e Rabagão [5]. Na altura foi muito criticada a opção imediata do governo pelo **sistema Cávado-Rabagão**, deixando para mais tarde o sistema do Douro, que muitos gostariam de iniciar de imediato, dadas as suas maiores potencialidades energéticas. O sistema Cávado-Rabagão surgia como um sorvedouro de dinheiro, dados os múltiplos túneis e canais e os menores caudais, ao qual se reconhecia apenas a integridade nacional da bacia hidrográfica, isto é, não estava dependente de eventuais acções espanholas a montante [18].

Aliás, as leis do fomento de 1945 ficaram em grande parte pelo caminho, sendo apenas tardia e pontualmente regulamentadas, esvaziando-as de conteúdo nas suas componentes mais internacionalistas.

Em Outubro de 1945, e após a declaração de caducidade das concessões do **aproveitamento hidroeléctrico dos rios Cávado-Rabagão** (pertencentes às **Companhias de Queda de Água do Norte de Portugal**) e **Zêzere** (à **Companhia de Viação e Electricidade de Lisboa**), como já referido anteriormente, por falta de cumprimento dos prazos fixados para o início das obras, concretizam-se as escrituras públicas através das quais se constituem, no quadro da nova filosofia inscrita na Lei nº 2002, as duas primeiras empresas hidroeléctricas de capitais mistos: a **Hidroeléctrica do Cávado** (escritura a 24 de Outubro de 1945) e a **Hidroeléctrica do Zêzere** (escritura a 30 de Outubro de 1945). É, então, dado início à construção dos dois primeiros grandes aproveitamentos hidroeléctricos: o de **Castelo de Bode** no rio Zêzere, com 139 MW e o de **Venda Nova** no rio Rabagão, com 81 MW, que viriam a ser

inaugurados em 1951, tal como o de **Belver** no rio Tejo, com 32 MW, realizado pela **Hidroeléctrica do Alto Tejo**, empresa entretanto criada.

Quase dois anos de controvérsia marcaram o intervalo que mediou a constituição da Hidroeléctricas do Cávado e do Zêzere e a decisão sobre quais as identidades que se encarregariam do transporte da electricidade. A solução foi encontrada a 14 de Abril de 1947, com a constituição da **Companhia Nacional da Electricidade** (pelo decreto nº 36 286), à qual foi outorgada a "concessão para o estabelecimento e exploração das linhas de transporte e subestações destinadas a interligar os sistemas do Douro e do Cávado entre si e com os sistemas existentes e ao abastecimento aos grandes centros de consumo" [16].

Em 1947, foi decidida a elaboração do **Plano Geral de Aproveitamento do Douro Nacional** que ficou concluído no ano seguinte. Nesse plano definiam-se os contornos principais dos quatro escalões previstos para o aproveitamento do Douro e apresentava-se um estudo detalhado do escalão de Carrapatelo a que se atribuía prioridade [20].

Durante os anos 30 e 40, para além do reforço da **Central de Lindoso** promovido pela **Electra del Lima** com + 15 MW em 1933 e + 15 MW em 1945, são de salientar os seguintes aproveitamentos, na tabela 1:

Ano de Inauguração	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	24.4
1945	Senhora do Porto	Ave	8.8
1947	Sabugueiro I	Mondego	12.8

Tabela 2. 1 – Aproveitamentos realizados nas décadas 30 e 40, em [5].

As primeiras três centrais do Sistema Ave foram promovidas pela **Electro-hidráulica de Portugal**, a de Santa Luzia pela **Companhia Eléctrica das Beiras** e a última, no Ave, pela **CHENOP** (resultante da fusão de E.H. de Portugal em 1943 e da Hidro-Eléctrica de Varosa a qual, entretanto, comprara a SENP em 1939) [5].



Figura 2. 9 – Canal de Fuga e Central do Ermal (inaugurada em 1937).

Até 1950, a evolução da potência hídrica instalada em Portugal (que totalizava 153 MW nesse ano), verificou-se sobretudo à custa da instalação de um grande número de centrais de pequena dimensão. De um total de 113 existentes, destacavam-se apenas sete com mais de 5 MW, com evidência para as de **Lindoso** (57 MW) e **Santa Luzia** (24,4 MW) [3].

2.3. Os anos 50

A partir de 1950, em resultado das opções de política industrial e energética, então definidas, intensificou-se, de forma decisiva, a construção de novos centros produtores hídricos de grande dimensão nos principais cursos de água portugueses [3]. Assistiu-se a uma forte expansão no sector da hidroelectricidade, que se prolongou praticamente ao longo da segunda metade do século XX, durante a qual foram construídos os grandes aproveitamentos que hoje se encontram em exploração. A potência hídrica cresceu neste período, com ritmos elevados, desde os 153 **MW de 1950 até aos 4400 MW existentes no ano 2000** [10].

Em 1947, na sequência da segunda guerra mundial, o Plano Marshall é concebido, sob a forma de incentivos financeiros, de forma a que houvesse uma recuperação económica da Europa pós-guerra. Portugal também se encontrava suma situação económica instável, contudo, através do governo de Salazar, recusa esse auxílio, pois pretende manter a seu país economicamente autónomo. Porém, após um ano, o Governo português, confrontado com a deterioração da situação económica e financeira do País, acaba por ceder e aceita a ajuda

norte-americana. O envolvimento de Portugal no Plano Marshall teve um papel relevante na estruturação do seu desenvolvimento económico. A verba atribuída a Portugal foi essencial para a recuperação da economia, para o investimento no programa de industrialização e para o prosseguimento da construção de algumas infra-estruturas, nomeadamente aproveitamentos hidroeléctricos.

Em Março de 1950, é feito um pedido de assistência técnica relativo ao aproveitamento do rio Douro que foi, através do documento intitulado "**Hydroelectric *Development of the River Douro – Carrapatelo Plant***", solicitando a revisão do anteprojecto da barragem e central do Carrapatelo que tinha sido preparado pela **Direcção Geral dos Serviços Hidráulicos**. Foram enviados dois técnicos, Samuel F. Neville e George Clemens, de 13 a 24 de Abril, para visitarem as obras em curso e entrevistarem entidades públicas e privadas responsáveis pelo programa de Electrificação do País. Estes técnicos faziam parte da entidade administrativa do **Plano Marshall** (figura 12) e, em Junho de 1950 fizeram um relatório de importância capital para a prossecução da política de electrificação portuguesa, em termos de prioridade de construção dos empreendimentos previstos. Entretanto, o estudo da bacia hidrográfica do Douro foi atribuído à **Knappen-Tippets-Abbets-McCarthy** [20].



Figura 2. 10 – Notícia no jornal "O Século", anunciando o investimento de capital nos recursos da bacia do Douro, pelo Plano Marshall, em [20].

Em Abril de 1953, a **Knappen** apresenta o Relatório Geral que salientava a produção de energia mais económica acima do rio Tornes, no Douro Internacional, em detrimento do Douro português, indicando a **Barragem do Picote**, como a obra prioritária entre os aproveitamentos a hidroeléctricos a realizar na bacia do Douro. Este estudo vinha contrariar o projecto inicial da Direcção Geral dos Serviços Hidráulicos, que tinha apontado o Douro Nacional como prioritário, com a construção da Barragem do Carrapatelo. Em simultâneo, o estudo também defendia o uso pleno das albufeiras do Zêzere e Cávado para garantir o fornecimento de energia nos períodos de fraca corrente de água [20].

Tal como referido anteriormente, em 1945 foram constituídas as empresas **Hidro-Eléctrica do Cávado** e **Hidro-Eléctrica do Zêzere**, que entretanto tinham começado a construção de várias barragens, acima nomeadas. Assim o Aproveitamento hidroeléctrico de **Castelo de Bode** é inaugurado a Janeiro de 1951 e o de **Venda Nova**, menos de meio ano depois [7].

Ano de Inauguração	Nome	Rio	Potência instalada (MW)
1951	Castelo de Bode	Zêzere	159
	Venda Nova	Rabagão	81
	Pracana	Ocreza	15
	Belver	Tejo	81
1953	Salamonde	Cávado	42
1954	Cabril	Zêzere	108
1955	Canicada	Cávado	60
	Bouçã	Zêzere	44
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Int.	195
1960	Miranda	Douro Int.	174

Tabela 2. 2 – Aproveitamentos Hidroeléctricos mais importantes dos anos 50 [5].

No prosseguimento da política de aproveitamento dos recursos energéticos nacionais, em 7 de Julho de 1953 é constituída a empresa **Hidro-Eléctrica do Douro**, sendo-lhe outorgada, em 1954, a concessão do aproveitamento das águas do rio Douro, no seu troço nacional e na parte do troço internacional, reservada a Portugal pelo **Convénio Luso-espanhol** de 1927. Simultaneamente foi-lhe atribuído o encargo de "completar o estudo do plano geral do aproveitamento hidráulico e dos seus afluentes, elaborado com desenvolvimento suficiente para permitir definir uma prioridade de execução, tidas em conta as necessidades nacionais de energia eléctrica" [10]. Estes aproveitamentos trazem uma valorização económica para o País e vêm beneficiar esta região que representa um quarto do território metropolitano. Das realizações da Hidro-Eléctrica do Douro, no curto período de oito anos após a sua fundação, destacam-se: o **Aproveitamento Hidroeléctrico de Picote**, com início da construção em 1954 e exploração desde Janeiro de 1958 e o de **Miranda**, desde Novembro de 1960; a elaboração do Plano Geral dos aproveitamentos hidráulicos do Douro e dos seus principais afluentes, no qual foram tratados os aspectos energéticos, de beneficiação hidro-agrícola, navegação, piscícola e outros; e a construção do **Aproveitamento Hidroeléctrico da Bemposta**, que teve início de funcionamento em 1964.

Com a criação destas centrais, as velhas centrais térmicas que alimentavam grande parte do País puderam parar: a electricidade tornou-se mais barata, deixando de ser um luxo, para passar a ser uma necessidade. O aumento exponencial a que estas novas centrais deram origem tornou inevitável o apoio térmico, a cargo da **Empresa Termoeléctrica Portuguesa**,

constituída em 1954 e que construiu a **Central da Tapada do Outeiro** (que entrou em Serviço em Maio de 1959) e que funcionava como uma central de reserva e era destinada a consumir combustíveis nacionais [21].

Durante os anos 50, podem-se salientar os seguintes pontos relevantes:

- As centrais hidráulicas aumentam apenas de 113 para 117, porém, a potência nelas instalada sobe de 152,8 MW /44% do total) para **1085,2 MW (81% do total)**, ou seja, há um acréscimo de 610% [5].
- O número das centrais térmicas passa de 519 para 301 (redução de 42%) e a potência nelas instalada de 192,4 MW (56% do total) para 249,8 MW (19% do total), ou seja, há um acréscimo de 30% [5].
- A energia produzida passa de 941,8 GWh para **3263,5 GWh**, registando um acréscimo de 246,5% (a que corresponde uma taxa anual média de 13,2%), tendo a contribuição das centrais hidráulicas subido de 46% para 95% e a das térmicas descido de 54% para 5% [5].
- Na capitação dos consumos regista-se uma subida no modestíssimo valor de 99,3 kWh/hab para 338,9 kWh/hab (um valor médio de 13% para a taxa de crescimento anual) [5].

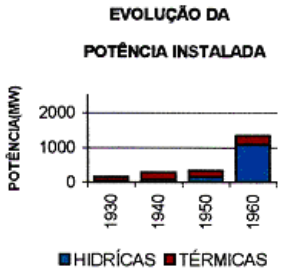


Gráfico 2. 1 – Evolução da potência instalada hidroeléctrica e termoeléctrica entre 1930 e 1960, adaptado de [10].

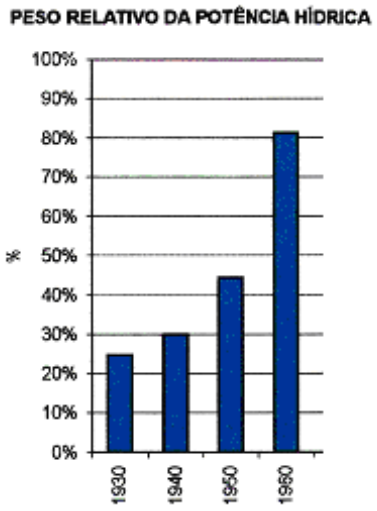


Gráfico 2. 2 – Peso relativo da potência hídrica na produção de energia, adaptado de [10].

2.4. Os anos 60

Nesta década, devido ao aumento do consumo de electricidade, como já referido anteriormente, e para garantir o abastecimento, são necessárias fontes alternativas de energia. Só à base de empreendimentos hidroeléctricos seria impossível e, por outro lado, na década de 60, em virtude da quebra do poder do cartel das 7 grandes companhias petrolíferas, o preço de petróleo, desceu significativamente. Assim, criar energia a partir de centrais termoeléctricas era muito mais barato e muito mais rápido do que por hidroelectricidade. Entra-se então numa nova fase da produção de electricidade, em que ocorre a introdução de centrais térmicas de grandes dimensões, que queimam carvão e fuelóleo, desacelerando, assim, o investimento em novas centrais hidroeléctricas. Como tal, são feitos acréscimos de 50 MW de potência na **Central da Tapada do Outeiro**, em 1964 e um novo, de 50 MW, em 1967 e é construída a **Central do Carregado**, com 6 grupos de 125 MW que, de 2 em 2 anos, foram entrando em funcionamento entre 1968 e 1976 [5], [7].

Os aproveitamentos hidroeléctricos realizados na década de 60 encontram-se descritos na seguinte tabela:

Ano de Inauguração	Nome	Rio	Potência instalada (MW)
1964	Bemposta	Douro	240
	Alto Rabagão	Rabagão	72
1965	Vilar-Tabuaco	Távora	58

Tabela 2. 3 – Aproveitamentos Hidroeléctricos mais importantes dos anos 60 [5].

O tão falado aproveitamento do **Alto Rabagão** foi finalmente implementado, no entanto, o aproveitamento mais significativo construido nesta década foi o de **Bemposta**, apresentando uma potência instalada de 240 MW e, completando assim os aproveitamentos a instalar no trecho internacional do Douro.

De salientar a entrada em serviço de **850 MW térmicos e apenas 346 MW hídricos**.

Nesta década, são ainda realizadas obras complementares nos escalões de **Paradela** e **Venda Nova** para reforço das afluências às respectivas albufeiras, por derivação de águas das cabeceiras de afluentes a jusante [5].

Em meados da década 60, os Planos Hidroeléctricos português e espanhol estavam ultimados, logo a 19 de Maio de 1968, é assinado um novo **Convénio Luso-Espanhol**, pelo **Decreto-Lei nº 48661**, para Aproveitamento Hidráulico dos troços internacionais dos rios Minho, Lima, Tejo, Guadiana, Chança e seus afluentes [23]. A partilha foi baseada nos mesmos princípios, com igual quantidade de energia para ambos os lados e, como o troço do Minho só admitia uma barragem, iria fazer-se uma distribuição adequada desse

aproveitamento pelos dois países. Espanha ficava responsável pelo Tejo e Chança e Portugal ficava com o Lima e Guadiana [7].

São ainda lançadas as obras dos escalões do **Carrapatelo**, **Régua** e **Valeira**, no troço nacional do rio Douro, de **Vilarinho das Furnas**, no rio Homem e de **Fratel**, no rio Tejo [5].

A 27 de Agosto de 1969 é publicado o **Decreto-Lei nº 49211**, no qual o Governo decide fundir as 5 empresas da rede primária (Hidroeléctricas do Cávado, do Douro e do Zêzere, a Empresa Termoeléctrica Portuguesa e a Companhia Nacional de Electricidade), criando a **Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE)**, como vem referido no decreto-lei enunciado: "*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*" [5], [7]. A CPE tinha como encargo o prosseguimento dos programas de construção dos aproveitamentos hidroeléctricos em curso e das termoeléctricas de "base", quer a fuelóleo, quer a carvão, cumprindo a estratégia de diversificação de fontes energéticas e promovendo o desenvolvimento da interligação e da rede de transporte de electricidade [13].

2.5. Os anos 70 e 80

Nos anos de 70 e 80 houve um acréscimo das taxas de consumo de electricidade, fundamentalmente justificadas pelo crescimento económico e pela electrificação do País. Assim, procurou-se colmatar a necessidade crescente de electricidade através de grandes centrais a carvão, que na altura era muito mais barato que o petróleo. É neste contexto que se introduzem dois grandes grupos térmicos de enorme dimensão: uma no **Carregado**, com 4 grupos de 125 MW, em 1974 e 1976 e outra grande central, em **Sines**, perto do porto que recebe o carvão importado principalmente da América ou África do Sul. Tratava-se de uma central de 4 grupos de 314 MW que entraram em funcionamento em 1985, 1986, 1987, 1988 [5], [7].

Em simultâneo com estas centrais térmicas, vários aproveitamentos hidroeléctricos começam a funcionar, como vem enunciado na seguinte tabela

Ano de Inauguração	Nome	Rio	Potência instalada (MW)
1971	Carrapatelo	Douro Nac.	201
1972	V. das Furnas	Homem	64
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
1987	V. das Furnas II	Homem	74
1988	Torrão	Tâmega	140

Tabela 2. 4 – Aproveitamentos Hidroeléctricos mais importantes dos anos 70 e 80 [5].

Só em 1971 entrou em funcionamento o **aproveitamento hidroeléctrico do Carrapatelo**, que ficou a constituir o primeiro aproveitamento hidroeléctrico do Douro Nacional, tendo começado a ser construído pela **Hidroeléctrica do Douro** e tendo sido inaugurada já no tempo da **Companhia Portuguesa da Electricidade**. Este aproveitamento compreende uma barragem com 57 m de altura, uma central com três grupos de geradores tipo Kaplan, com 67 MW e uma subestação com saídas de 220 kV [20] [24].

A 12 de Maio de 1972, entrou em serviço o **aproveitamento hidroeléctrico de Vilarinho das Furnas**, que recebeu o nome da aldeia comunitária que se encontra, actualmente, soterrada pela sua bacia hidrográfica, do rio Homem, afluente do Cávado. Foi a última das barragens a serem construídas no âmbito do plano de aproveitamentos hidroeléctricos do Cávado-Rabagão [18]. Esta barragem tem 94 m de altura e inicialmente tinha uma potência instalada de 64 MW. Em 1987, ocorreu um aumento da potência instalada de mais 74 MW e o equipamento tornou-se reversível, permitindo a bombagem de água. A água da albufeira é derivada, desde a barragem, por um túnel em carga com 6800 m de comprimento que atravessa a serra do Gerês, ligando-se em seguida a uma conduta forçada, com 890 m de extensão, que entra na central, em galeria bifurcada, para alimentar os dois grupos de geradores. Junto do edifício da central encontra-se uma subestação exterior com os dois transformadores principais e saídas de 150 kV [24].

Em 1973, entrou em serviço o **aproveitamento hidroeléctrico da Régua,** que foi o segundo do Douro Nacional, construído pela CPE. Este aproveitamento compreende uma barragem com 41 m de altura, uma central equipada com três grupos de geradores tipo Kaplan, com 60 MW cada e uma subestação com saídas de 220 kV [24].

Em 1974, o **aproveitamento de Fratel** entrou em serviço, cujas obras pertenceram à **Hidroeléctrica do Zêzere**. Está localizado no rio Tejo, cerca de 20 km a jusante das Portas de Ródão e cerca de 500 m a montante da foz do rio Ocreza. Esta barragem aproveita o efeito

regularizador da grande albufeira espanhola de Alcântara. É composta por uma barragem com 48 m de altura, uma central de por três grupos de geradores com turbinas Kaplan com uma potência instalada de 44 MW, cada e uma subestação com saídas de 150 kV e uma a 30 kV que liga à central de Pracana que foi posteriormente inaugurada em 1993 [24].

Em 1975, à semelhança do que aconteceu nos outros sectores da actividade económica, assistiu-se à nacionalização do sector eléctrico e, em consequência disso, à criação de empresas públicas às quais são conferidas, por tempo indeterminado, o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

Assim, em 30 de Junho de 1976, pelo **Decreto-Lei nº 502**, de 30 de Junho é criada a **Electricidade de Portugal** – Empresa Pública, abreviadamente, **EDP**, que resultou da fusão de treze empresas do sector eléctrico português. De acordo com o Artigo 2º deste decreto-lei, *"A EDP tem por objectivo principal, o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no território do continente, para promover e satisfazer as exigências de desenvolvimento social e económico de toda a população"* [25]. O mesmo artigo refere que *"O serviço público cometido à EDP será explorado em regime de exclusivo, por tempo indeterminado*", não impedindo a "produção e distribuição de energia eléctrica para uso próprio" por outras entidades [25].

Em 1976, entrou em serviço o **terceiro aproveitamento hidroeléctrico do Douro Nacional**, a **Valeira**, tendo sido construído pela Companhia Portuguesa de Electricidade e inaugurado já na vigência da EDP. Compreende uma barragem de 48 m de altura, uma central equipada com três grupos de geradores Kaplan, cada um com 80 MW de potência e uma subestação com saídas de 220 kV[24].

O **aproveitamento hidroeléctrico da Aguieira**, inaugurado em 1981, insere-se no **Plano Geral de Aproveitamento Hidráulico da Bacia do Mondego**, juntamente com a Barragem da Raiva, inaugurada no ano seguinte e pela barragem de Fronhas (1985). Tem um túnel de derivação de 8,2 km que leva a água do rio de Alva para o Mondego. O aproveitamento de Aguieira é composto por uma barragem de 89 m de altura, uma central com três geradores reversíveis, de 112 MW cada e uma subestação com saídas de 220 kV e uma de 30 kV ligada à central de Raiva [24].

Como já foi referido acima, o **aproveitamento hidroeléctrico da Raiva** entrou em serviço em 1982, criando para montante um contra-embalse da Aguieira e regulando a jusante o rio Mondego. É formado por uma barragem de 34 m de altura, por uma central com dois grupos de geradores tipo bolbo, de 12 MW cada e uma subestação com um transformador interior e saídas de 60 kV e outra de 30 kV para interligação com a Aguieira[24].

O **aproveitamento hidroeléctrico do Pocinho** é aquele que se encontra mais a montante no troço nacional do Douro e entrou em funcionamento em 1983, por iniciativa da EDP. Compreende uma barragem com 49 m de altura, uma central equipada com três grupos de

geradores tipo Kaplan, com potência instalada de 62 MW, cada e uma subestação com saídas de 220 kV [24].

O **aproveitamento hidroeléctrico de Crestuma-Lever** é o que se situa mais a jusante no troço nacional do rio Douro, foi o último a ser construído no curso principal do Douro e entrou em serviço m 1986, na vigência da EDP. É constituído por uma barragem de 25,5 m de altura, uma central equipada com três grupos de geradores tipo Kaplan, com 39 MW cada e uma subestação com tranformadores colocados no interior da central com saídas de 60 kV.

O **aproveitamento hidroeléctrico do Torrão** localiza-se no rio Tâmega e entrou em funcionamento em 1988, na direcção da EDP. Compreende uma barragem com 70 m de altura, uma central equipada com dois grupos de geradores tipo Francis reversíveis, o que permite efectuar bombagem a partir da barragem Crestuma-Lever, com vista ao reforço de enchimento da albufeira própria. Cada grupo tem 70 MW, de potência instalada e a subestação tem saídas de 220 kV.

2.6. Os anos 90

Em 1992 entrou em funcionamento o **aproveitamento hidroeléctrico de Alto Lindoso**, situado no curso principal do rio Lima a escassas centenas de m da fronteira com Espanha. Trata-se do centro produtor hídrico português com maior potência instalada (630 MW) e foi construído no local antigo açude do Lindoso [26]. É composta por uma barragem em betão, com 110 m de altura, uma parte central subterrânea a 340 m de profundidade, com dois grupos de geradores com turbinas tipos Francis com 317 MW cada e uma subestação com saídas a 400 kV [24].

O **aproveitamento hidroeléctrico do Touvedo**, localizado no rio Lima, a jusante da central do Alto Lindoso, entrou em serviço em 1993. Este escalão tem por finalidade principal a regularização dos elevados caudais provenientes do Alto Lindoso, atenuando os efeitos a jusante decorrentes da concentração dos turbinamentos nos períodos diários de maior valorização de energia. É composto por uma barragem com 42,5 m, uma central equipada com um grupo gerador por uma tubina tipo kaplan e um alternador de 22 MW de potência e uma subestação com saídas a 60 kV e 15 kV [24] [26].

Ainda em 1993 é efectuado um **reforço de potência no aproveitamento hidroeléctrico de Pracana**, 25 MW e reformulação do aproveitamento por parte da EDP, com construção de uma nova central, reparação dos parâm da barragem e um novo descarregador de cheias [5].

No mesmo ano ocorre um **reforço de potência do Sabugueiro (Sabugueiro II)**, 10 MW, com nova central alimentada pela albufeira criada pela nova barragem do Lagoacho [5].

Em 1994 entra em serviço o **aproveitamento hidroeléctrico do Caldeirão**, na bacia superior do Mondego, na ribeira do Caldeirão. É composto pela Barragem do Caldeirão com significativa capacidade de armazenamento, com 39 m de altura, por um açude explorado a fio-de-água (Açude dos Trinta) situado no próprio rio Mondego, por uma central equipada por um grupo de geradores tipo Francis com 20 MW cada e uma subestação com saídas de 60 e 15 kV [24].

A **REN – Rede Eléctrica Nacional** – foi constituída em 1994 por cisão da EDP S.A., no âmbito do processo de reestruturação do sector eléctrico, tendo sido concluída a sua separação com a autonomização daquele grupo em 2000. Concretizou-se, assim, a separação entre a empresa de transporte e as empresas de produção, distribuição e comercialização de electricidade.

Em 1995, mais de 30 anos depois da entrada em funcionamento, ocorre um **reforço** de potência de 194 MW do **escalão de Miranda** e a construção de uma nova central [5].

Ano de Inauguração	Nome	Rio	Potência instalada (MW)
1992	Alto Lindoso	Lima	634
1993	Touvedo	Lima	22
1993	Pracana II	Tejo	26
1993	Sabugueiro II	Mondego	10
1994	Caldeirão	Mondego	40
1995	Miranda II	Douro	195

Tabela 2. 5 – Aproveitamentos hidroeléctricos inaugurados na década de 90, adaptado [5].

Com o pacote legislativo de 1995 e a aplicação dos princípios da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns com vista à criação do Mercado interno de Electricidade, dá-se início à liberalização do sector, marcado pela reprivatização da EDP e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às actividades de produção e distribuição de energia eléctrica, através da definição de um **Sistema Eléctrico Nacional** (SEN) baseado na coexistência de um **Serviço Eléctrico Público** (SEP) e um **Sistema Eléctrico Não Vinculativo** (SENV). Simultaneamente, consagra-se a regulação do sector eléctrico através da criação de uma entidade administrativa independente, a **Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE** [27].

Nos anos 90, para além dos cerca de 800 MW instalados em hidroelectricidade, entraram em serviço 1940 MW em termoelectricidade, concentrados nas **centrais do Pego** (carvão, 628 MW) e da **Tapada do Outeiro** (gás, ciclo combinado, 990 MW) [29].

2.7. De 2000 a 2006

A partir do ano 2000 não se registaram grandes marcos em termos de construção e inauguração de aproveitamentos hidroeléctricos, excepto Alqueva e a nova central de Frades, que seguidamente se descrevem.

O aproveitamento do Alqueva tem uma longa história: os primeiros planos para sua a realização surgiram em 1957, integrando a barragem do Alqueva no Plano de Rega do Alentejo. O objectivo deste plano era irrigar cerca de 175 mil hectares de terreno no Alentejo, captando água do Guadiana. No entanto, este empreendimento só ganha novo impulso em 1973, altura em que se inicia o estudo do aproveitamento hidráulico do Guadiana e as obras iniciam-se em 1976. Porém, em 1978, as obras são interrompidas pelo 3º governo constitucional, devido a dificuldades financeiras. Em 1987 é feito o "Estudo de Impacto Ambiental do Empreendimento do Alqueva". A partir de 1990 é retomado o debate sobre a construção da barragem do Alqueva, decidindo-se ir em frente com o projecto. As obras reiniciam, assim, em 1994. Mesmo assim, continuaram a haver fortes dúvidas, por parte de vários sectores da população sobre a concretização deste empreendimento [30].

Finalmente, em Maio de 2004, é inaugurado o **aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva** que faz parte do **Empreendimento de Fins Múltiplos do Alqueva**. A Barragem do Alqueva, localizada no rio Guadiana é o componente central deste empreendimento. A Central hidroeléctrica de Alqueva é composta por dois grupos reversíveis Turbo/Francis, dois alternadores de 120 MW cada e com uma potência total instalada de 240 MW.

A nova central de **Frades** entrou em serviço em 2005 e constituiu um acréscimo ao complexo da barragem de Venda Nova e Central de Vila Nova, incluída no centro de produção do Cávado-Lima, ocupando a margem esquerda do rio Rabagão, freguesia de Ruivães, no Minho [31].

Este projecto teve como principal objectivo, o aumento da produção de energia eléctrica à custa de um melhor aproveitamento das águas dos rios Cávado e Rabagão, passando pela utilização de estruturas hidráulicas já existentes, nomeadamente, as barragens de Venda Nova e Salamonde e pela exploração das respectivas albufeiras de uma forma mais vantajosa.

Assim, de 2000 a 2006, houve um **aumento de cerca de 500 MW de hidroelectricidade**, maioritariamente devido ao aproveitamento do Alqueva e à nova central de Frades, ambos equipados com grupos reversíveis. Durante este período também entraram em serviço mais 1650 MW de termoelectricidade, essencialmente concentrados na **central do Ribatejo** (gás, ciclo combinado, com cerca de 1180 MW) [29].

2.8. Enquadramento energético

Como se pôde verificar nas secções anteriores a hidroelectricidade nacional deu o verdadeiro salto em termos de potência instalada a partir da década de 50.

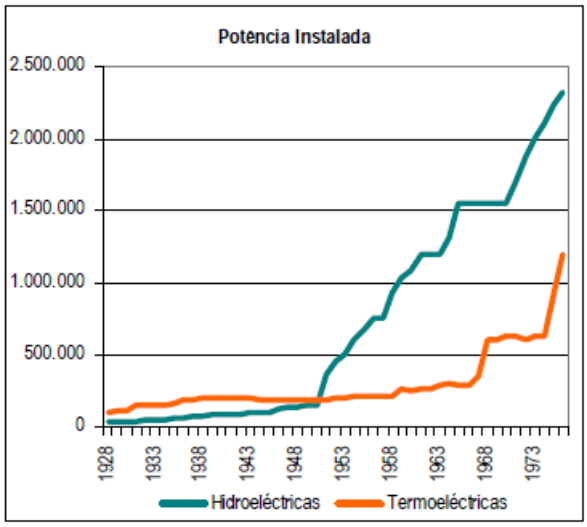


Gráfico 2. 3 – Evolução da potência instalada hidroeléctrica *versus* Termoeléctrica [21].

No entanto, a partir dos anos 80 a taxa de crescimento do consumo de electricidade começou a tornar-se significativamente mais elevada, naturalmente relacionada com a evolução da economia, e a resposta a este crescimento foi dada com o crescimento da componente térmica. Como tal, desde então, a hidroelectricidade começou a perder terreno e a evoluir a um ritmo muito reduzido, comparado com as necessidades de consumo.

O aumento da potência instalada no SEN (Sistema Eléctrico Nacional), entre 1980 e 2000, deveu-se maioritariamente ao aumento da potência instalada nas centrais térmicas do SEP (Serviço Eléctrico Público) e ao nível do crescimento da PRE (Produção em Regime Especial), uma vez que em questões de hidroelectricidade, esta não sofreu aumentos significativos após 1995 [32] .

Apesar da sua grande expansão inicial (um aumento de quase 30 vezes em relação ao valor de 1950), a importância relativa da hidroelectricidade tem vindo a atenuar-se progressivamente nas últimas décadas, já que o aumento dos consumos é superior à capacidade de geração do sector hidroeléctrico.

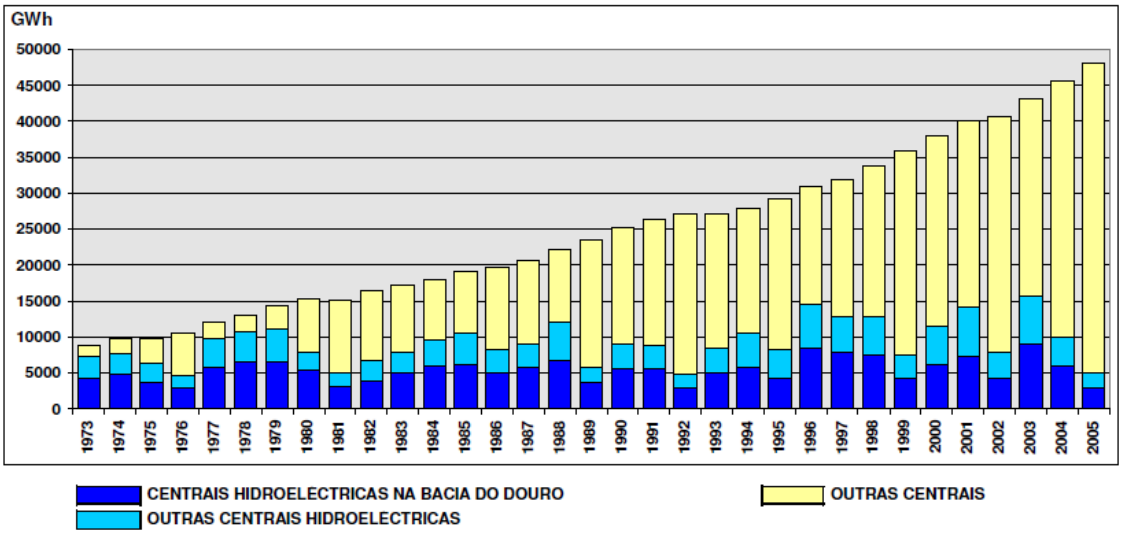


Gráfico 2. 4 – Evolução do consumo de energia eléctrica [3].

Como tal, a partir dos anos 90, a hidroelectricidade perdeu o domínio que tinha, e o seu peso relativo desceu abaixo dos 50%. Esta tendência não mais se inverteu até aos dias de hoje. O gradual aumento da procura exige a participação da energia térmica, que tem vindo a aumentar desde a década de 60 [1], [10].

No ano de 2000, as centrais termoeléctricas produziram mais de 2/3 da produção total, estando as centrais hidroeléctricas associadas à restante produção.

Comparando a produção de energia com a potência instalada, constata-se que o SEP apresentou uma utilização de potência (quociente entre produção de energia e a respectiva potência instalada) de aproximadamente **5070 horas para as centrais térmicas e de 2810 horas para as centrais hídricas**.

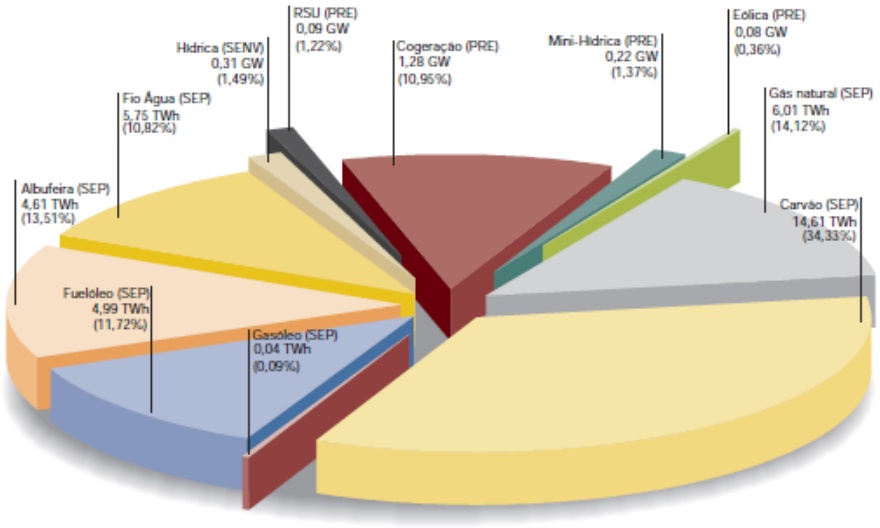


Gráfico 2. 5 – Produção de energia eléctrica no SEN em 2000, *Fonte EDP, Turbogás, Tejo Energia , DGE*, em [32].

Em termos de produção energética pelos sistemas hídricos, verifica-se, tal como na potência instalada, um predomínio do sistema do Douro, como se vê na figura seguinte:

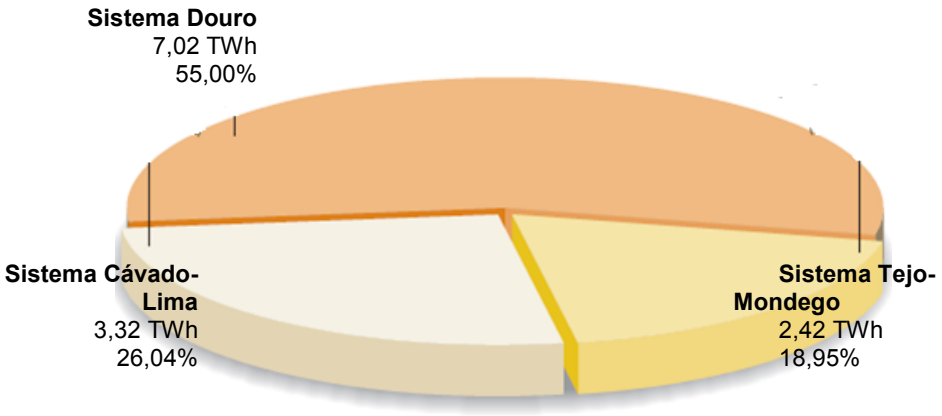


Gráfico 2. 6 – Produção de energia eléctrica no SEP por sistema hídrico em 2000, *Fonte REN, EDP*, [32].

A redução de quota da potência hidroeléctrica no parque electroprodutor nacional foi mais intensa entre as décadas de 70, 80 e 90. No entanto, desde 2000 que a quota continua a descer (ver gráfico 2.7). Em **2006**, a potência instalada no parque electroprodutor do sistema eléctrico nacional ultrapassava os **14.000 MW**, dos quais cerca de **35% com origem hidroeléctrica** (4580 MW nas médias e grandes hídricas e os restantes 370 MW nas pequenas centrais hidroeléctricas), totalizando assim cerca de **4900 MW de potência hídrica instalada** [22].

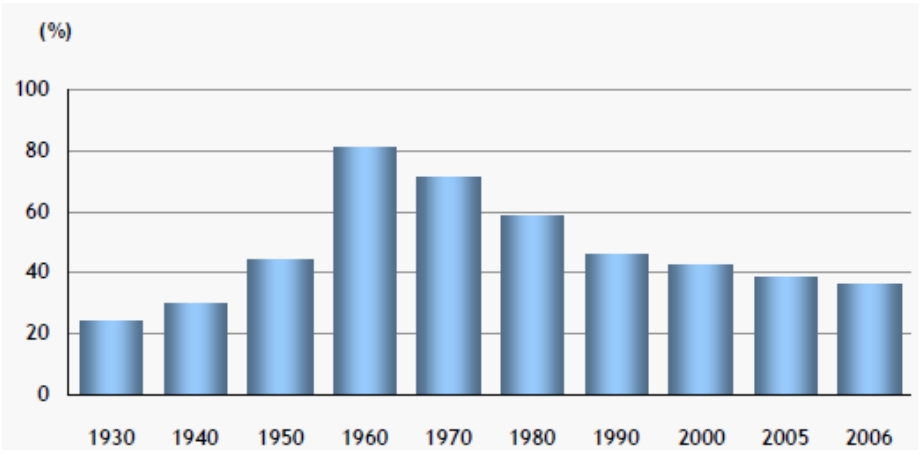


Gráfico 2. 7 – Evolução da quota da potência hidroeléctrica no parque electroprodutor [22].

Pela tabela e gráfico que se seguem, pode ver-se que a introdução de nova potência produtora hidroeléctrica nas décadas de 90 e 2000, está muito longe da potência térmica introduzida.

Década	70/80	90	2000
Potência Hidroeléctrica adicionada (MW)	1547	918	500
Potência Térmica adicionada (MW)	1756	1940	1650

Tabela 2. 6 – Potências hídrica e térmica adicionadas nas últimas décadas, valores aproximados.

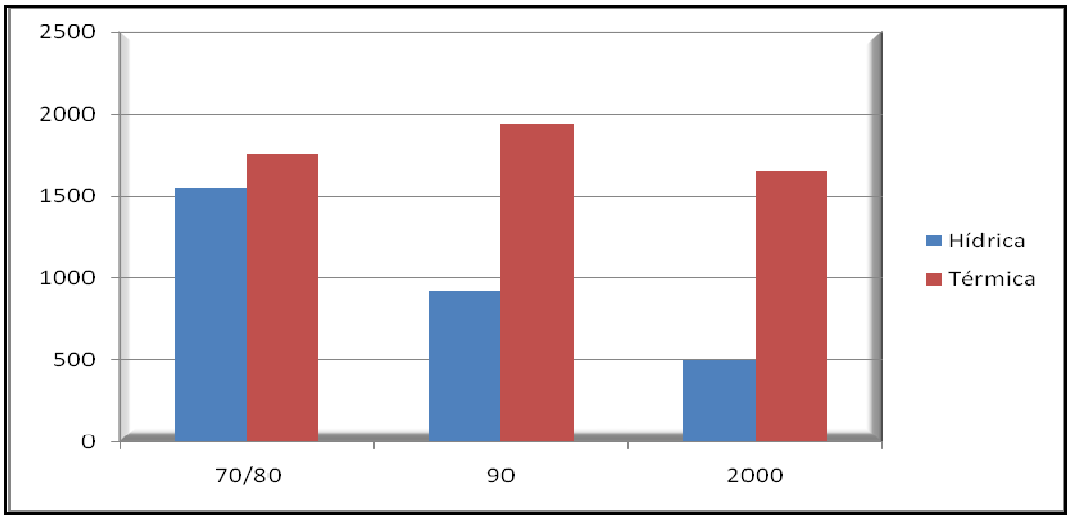


Gráfico 2. 8 – Potências hídrica e térmica adicionadas nas últimas décadas.

Fazendo um ponto da situação, relativamente à potência instalada, em fim de **Dezembro de 2006** [32]:

- O **total de potência instalada** passou de **11280 MW em 2000** para **14962 MW em 2006**, correspondendo a **um crescimento de cerca de 33%**.
- O total de potência instalada renovável atingiu 7087 MW, comparando com os 4846 MW observados em 2000, com um crescimento de aproximadamente 46%.
- **A potência hidroeléctrica instalada foi de 4868 MW** (em 2000 tinha sido de 4303), que o incluía 4550 MW de centrais do regime ordinário e 318 MW em centrais de regime especial (mini-hídricas).
- **A potência termoeléctrica é francamente superior**, **com cerca de 7150 MW**, dos quais 5850 fazem parte do serviço público e 1300 do regime especial (cogeração e resíduos florestais) [29].
- De assinalar o arranque efectivo da instalação de **parques eólicos** cuja potência instalada passou de **83 MW em finais de 2000, para 1699 MW no final de 2006**, com um crescimento de 195%.

Analisando agora o enquandramento da potência instalada com base em fontes renováveis entre 2000 e 2006, comprova-se mais uma vez a introdução de pouco mais de 550 MW hídricos num total de 3682 MW adicionados no parque electroprodutor Português.

Em total contraste com a componente hídrica está a componente eólica, com a entrada em funcionamento de mais de 1600 MW, sobretudo em 2005 e 2006.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hídrica	**4303**	**4330**	**4354**	**4359**	**4627**	**4818**	**4868**
Biomassa	441	441	478	458	473	474	487
Eólica	83	125	190	268	553	1063	1699
Geotérmica	18	18	18	18	18	18	30
Solar	1,17	1,34	1,51	2,07	2,7	2,99	3,4
Total Renováveis	4.846	4.915	5.042	5.105	5.674	6.376	7.087
Total Electricidade	11.280	11.405	11.620	12.018	13.114	13.899	14.962

Tabela 2. 7 – Evolução da potência instalada em Centrais de Produção de Energias Renováveis, em MW, Fonte REN, adaptado [33].

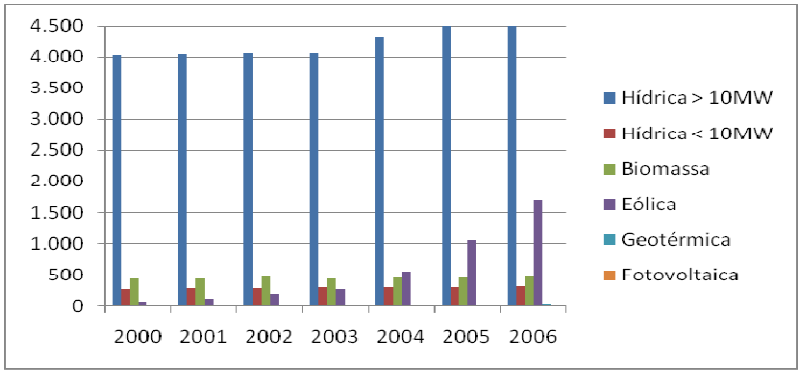


Gráfico 2. 9 – Evolução da potência instalada em Centrais de Produção de Energias Renováveis, em MW, Fonte REN, adaptado [33].

Assim, existe a salientar a percentagem decrescente de mais de **38% para cerca de 32% da componente hídrica** no total potência instalada **entre 2000 e 2006**, caindo assim cerca de 5,6%.

Ano	Hídrica / TOTAL (%)
2000	38,15
2001	37,97
2002	37,47
2003	36,27
2004	35,28
2005	34,66
2006	32,54

Tabela 2. 8 – Evolução da componente hídrica no total da potência instalada entre 2000 e 2006.

Em oposição total, tem-se a percentagem crescente do potêncial eólico ao relação ao total instalado em território nacional, passando de **0,74% em 2000 para 11,36 em 2006**, crescendo quase 11%.

Ano	Eólica / TOTAL (%)
2000	0,74
2001	1,10
2002	1,64
2003	2,23
2004	4,22
2005	7,65
2006	11,36

Tabela 2. 9 – Evolução da componente eólica no total da potência instalada entre 2000 e 2006.

Importa também analisar a evolução do total de potência instalada com base em fontes renováveis em relação ao total instalado. Assim entre 2000 e 2006, verifica-se um aumento de mais de 4%.

Ano	Renováveis / TOTAL (%)
2000	42,96
2001	43,10
2002	43,39
2003	42,48
2004	43,26
2005	45,87
2006	47,37

Tabela 2. 10 – Evolução da componente renovável no total da potência instalada entre 2000 e 2006.

Relativamente à **produção de energia**, no fim do ano de 2006, salienta-se:

- A produção total de energias renováveis é fortemente dependente da variação da hidroelectricidade.

Ano	Hídrica / Renováveis (%)
2000	86,68
2001	87,99
2002	79,01
2003	87,67
2004	78,91
2005	57,17
2006	69,53

Tabela 2. 11 – Peso percentual da componente hídrica no total de produção de energia eléctrica com base em fontes renováveis entre 2000 e 2006.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hídrica	11.715	14.375	8.257	16.054	10.147	5.118	11.467
Biomassa	1.553	1.600	1.734	1.669	1.809	1.987	2.011
Eólica	168	256	362	496	816	1.773	2.925
Geotérmica	80	105	96	90	84	71	85
Solar	1	2	2	3	3	3	5
Total Renováveis	13.515	16.338	10.451	18.312	12.859	8.952	16.493
Total Electricidade	43.764	46.509	46.107	46.852	45.105	46.575	49.041

Tabela 2. 12 – Produção de Energia Eléctrica a partir de fontes renováveis (GWh), Fonte REN adaptado [33].

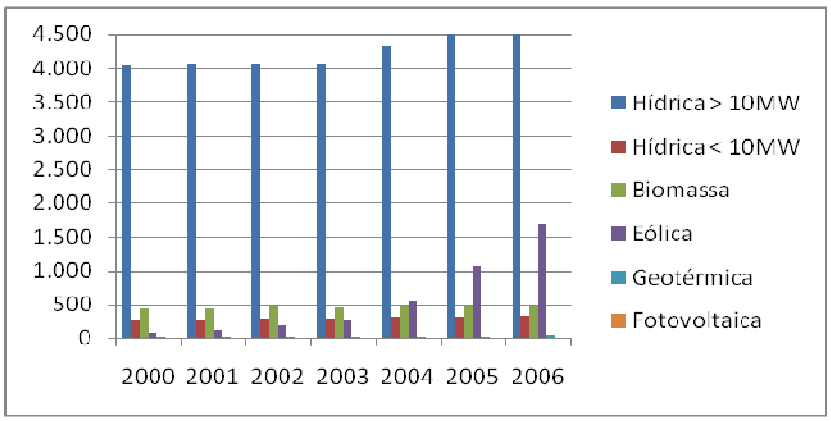


Gráfico 2. 10 – Produção de Energia Eléctrica a partir de fontes renováveis (GWh), Fonte REN adaptado [33].

A produção hídrica teve um peso variável entre um **mínimo de 11% e um máximo de 34%** no total da produção Portuguesa entre 2000 e 2006. Este números reflectem a falta de capacidade de resposta às variações pluviométricas por parte dos aproveitamentos hidroeléctricos Portugueses. A capacidade de regularização é gravemente insuficiente, logo não existe forma de manter os caudais dos rios nacionais em valores adequados e, consequentemente não é possível estabilizar/optimizar a produção hidroeléctrica nacional.

Ano	Hídrica / TOTAL (%)
2000	26,77
2001	30,91
2002	17,91
2003	34,27
2004	22,50
2005	10,99
2006	23,38

Tabela 2. 13 – Peso percentual da componente hídrica no total de produção de energia eléctrica em Portugal entre 2000 e 2006.

À semelhança do que ocorreu para a potência instalada, também na produção, a energia eólica ganhou terreno, principalmente nos anos de 2005 e 2006. Atingiu um máximo de quase 20% do total das produções renováveis e de quase 6% da energia eléctrica total produzida em Portugal.

Ano	Eólica / Renováveis (%)	Eólica / Total (%)
2000	1,24	0,38
2001	1,57	0,55
2002	3,46	0,79
2003	2,71	1,06
2004	6,35	1,81
2005	19,81	3,81
2006	17,73	5,96

Tabela 2. 14 – Peso percentual da componente eólica no total da produção renovável e no total de energia eléctrica em Portugal entre 2000 e 2006.

Em termos de produção com base em fontes renováveis, a **energia eólica cresceu mais de 16%** e, **no total da produção nacional cresceu quase 6%, entre 2000 e 2006**. Mas como

será analisado num dos próximos capítulos, nem tudo é positivo em relação à energia eólica e, a ligação entre a produção de energia a partir de fontes eólicas e a partir de fontes hidraulicas, tem muito mais interesse num sistema de funcionamento em conjunto.

Em jeito de conclusão deste capítulo, existe então a salientar o forte crescimento das instalações e produção hidroeléctrica em Portugal a partir dos anos 50. No entanto, pelas razões já apresentadas, a partir dos anos 80 o domínio hídrico começou a desvanescer, principalmente em relação à ascenção da componente térmica. Os anos 90 e os primeiros 6 anos do novo século, deixaram uma realidade em relação à hidroelectricidade, muito aquém das expectativas dos mais interessados por estas questões.

Capítulo 3

3. Actualidade da hidroelectricidade

Foi em 2007 que foi publicado o **Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH**), que é a principal referência deste texto. Assim, neste capítulo será analisada a actualidade, considerando como tal os anos de 2007, 2008 e parte de 2009 (até ao presente).

Neste capítulo é feito um enquadramento energético actual, são dadas a conhecer as mais importantes bacias hidrográficas e respectivos aproveitamentos hidroeléctricos e são analisados os aproveitamentos actualmente em implementação, o seu enquadramento,fazendo sempre uma análise crítica das decisões tomadas. São ainda analisados os cursos menos aproveitados, com especial enfase para a região norte e centro, e uma é feita uma análise detalhada da situação actual da tão importante bacia do rio Douro.

3.1. Bacias hidrográficas e respectivos aproveitamentos hidroeléctricos

Rede hidrográfica é um conjunto formado por rio e todos os cursos de água que nele debitam as suas águas. Uma **bacia hidrográfica – BH –** de um curso de água é o conjunto de terras

que fazem a drenagem da água das precipitações para esse curso de água, medindo-se em km^2, por se tratar de uma área geográfica.

Os **rios mais importantes** que correm em Portugal – **Minho, Douro, Tejo e Guadiana** – constituem as 4 principais BH internacionais, uma vez que se situam parcialmente em território espanhol. As BH destes rios encontram-se representadas na figura 3.1, com indicação das respectivas áreas [34]. Embora não se encontre representada a bacia do rio Lima também é internacional, sendo a menor, em termos de área, no conjunto da internacionais



Figura 3. 1 – Principais bacias hidrográficas luso-espanholas e respectivas áreas, em km^2 [34].

As BH nacionais são 11, entre as quais se destacam as dos rios Sado (7696 km^2), Mondego (6645 km^2) e Vouga (2653 km^2). Para além destas existem ainda as do rio Ave, Cávado, Leça, Lima, Lis, Mira, das Ribeiras do Algarve e das Ribeiras do Oeste. A próxima figura representa as principais bacias hidrográficas do território continental e as áreas correspondentes.

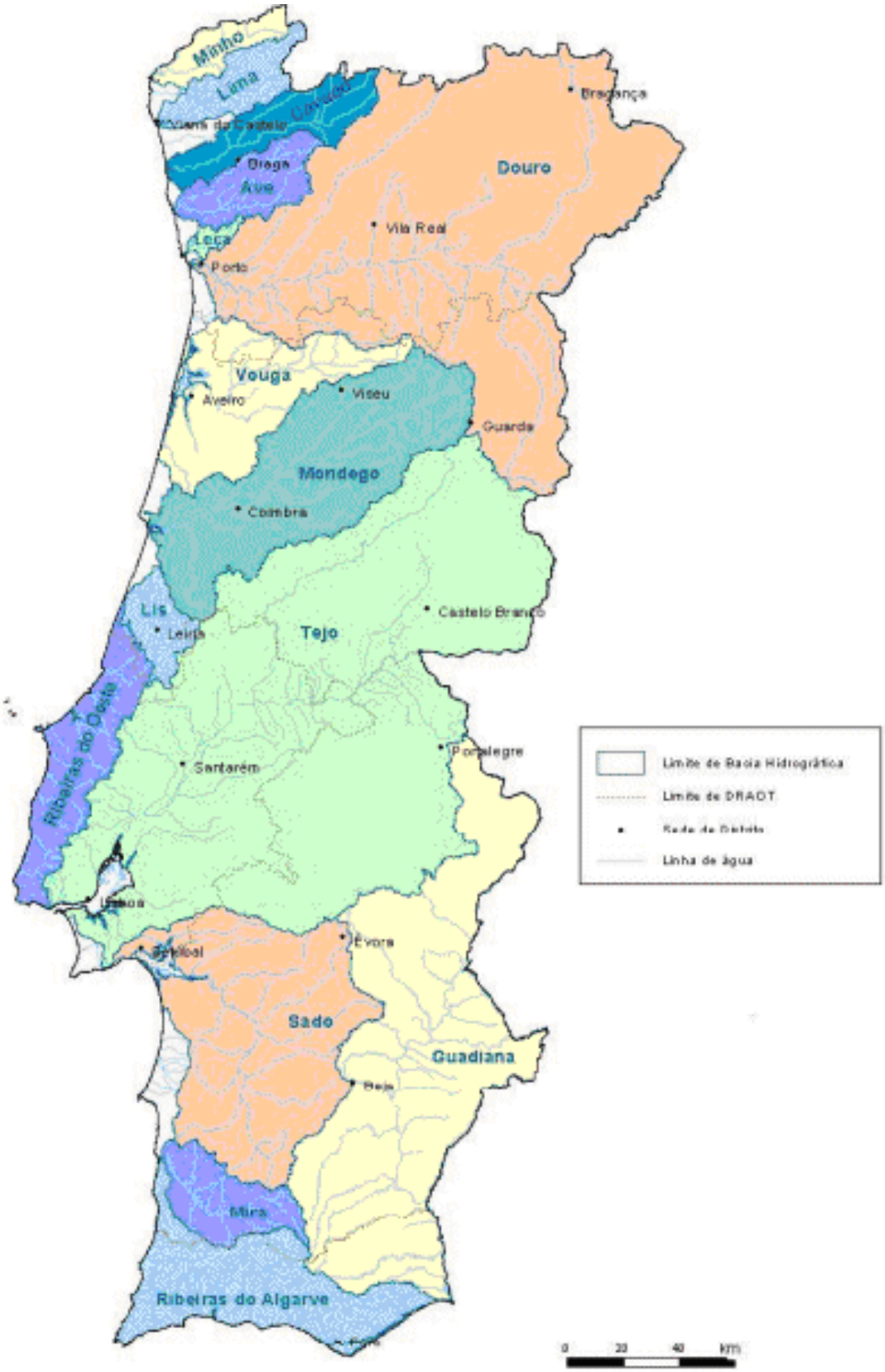


Figura 3. 2 – Principais bacias hidrográficas de Portugal Continental, Fonte INAG.

Pode verificar-se que a área da parte portuguesa das BH internacionais (57293 km^2) representa cerca de 62% da área total do território continental português (89300 km^2) e que a área das três maiores bacias totalmente portuguesas representa cerca de 19% deste território.

Em termos de escoamentos médios anuais, de acordo com o Plano Nacional da Água de 2001 (PNA 2001), há a seguinte distribuição:

BACIAS	Escoamento anual médio (hm^3)			Capacidade total das Albufeiras (hm^3)		
	PORTUGAL	ESPANHA	TOTAL	PORTUGAL	ESPANHA	TOTAL
DOURO	9200	13700	22900	396	7670	8066
TEJO	6200	10900	17100	2750	11140	13890
GUADIANA	1900	5500	7200	4610	9220	13830
MINHO	1000	11100	12100	0,20	2880	2880
SADO	1000	-	1000	771	-	771
MONDEGO	3400	-	3400	540	-	540
VOUGA	1900	-	1900	0	-	1
LIMA	1500	1600	3100	400	170	570
CÁVADO	2100	-	2100	1180	-	1180
MIRA	300	-	300	486	-	486
AVE	1200	-	1200	100	-	100
LIS	300	-	300	0	-	0
LEÇA	100	-	100	0	-	0
RIB. OESTE	300	-	300	10	-	10
RIB. ALGARVE	300	-	300	63	-	63
TOTAL	30700	42800	73500	11306	31080	42386

Tabela 3. 1 – Escoamento anual médio e capacidade total de armazenamento das albufeiras das respectivas BH, de acordo com o Plano Nacional da Água.

3.1.1. Bacia hidrográfica do Douro

A **Bacia Hidrográfica do Douro** – **BH Douro** – tem uma área total de total é de **97 682 Km^2**, dos quais 18 643 Km^2 (19,1%) em Portugal e 79 039 Km^2 (80,9%) em território espanhol, sendo a maior BH da Península Ibérica. A parte portuguesa é também uma das maiores, em termos de área (a segunda), entre as bacias de rios nacionais ou internacionais que atravessam o território português [35].

O **rio Douro** nasce na **serra de Urbion** (Cordilheira Ibérica), a cerca de 1700 m de altitude. Ao longo do seu curso de 927 km (o terceiro maior entre os rios da Península Ibérica, depois do Tejo e do Ebro), até à foz no Oceano Atlântico, junto à cidade do Porto, atravessa o território espanhol numa extensão de 597 km, depois serve de fronteira ao longo de 122 km, sendo os últimos 208 km percorridos em Portugal [36].



Figura 3. 3 – Trajecto do rio Douro na Península Ibérica.

Em termos de orografia, ou seja, de variações de relevo, a parte portuguesa da bacia BH Douro é muito menor que a espanhola. Mesmo assim, em Portugal, **há uma grande variação de altitude**, desde os 0 m em São João da Foz, no contacto com o oceano, e os 1527 m na Serra do Larouco, no extremo noroeste da bacia. A BH Douro é caracterizada pela presença de vários alinhamentos montanhosos de grande importância, alguns dos quais constituem o limite natural da própria bacia. É de destacar o **grande encaixe do vale do rio Douro, que aumenta para o interior** e se estende aos sectores jusante dos vales dos seus principais afluentes, o que acentua a posição de abrigo desta área em relação às áreas montanhosas da bacia. Esta posição de abrigo estende-se de forma mais ou menos acentuada ao longo dos seus principais vales, principalmente na margem direita, devido à sua posição entre vários alinhamentos montanhosos. Em alguns locais estes vales dão lugar a depressões interiores mais ou menos extensas, como são os casos das áreas de Mirandela (230 m) e de Chaves (368 m) [36].

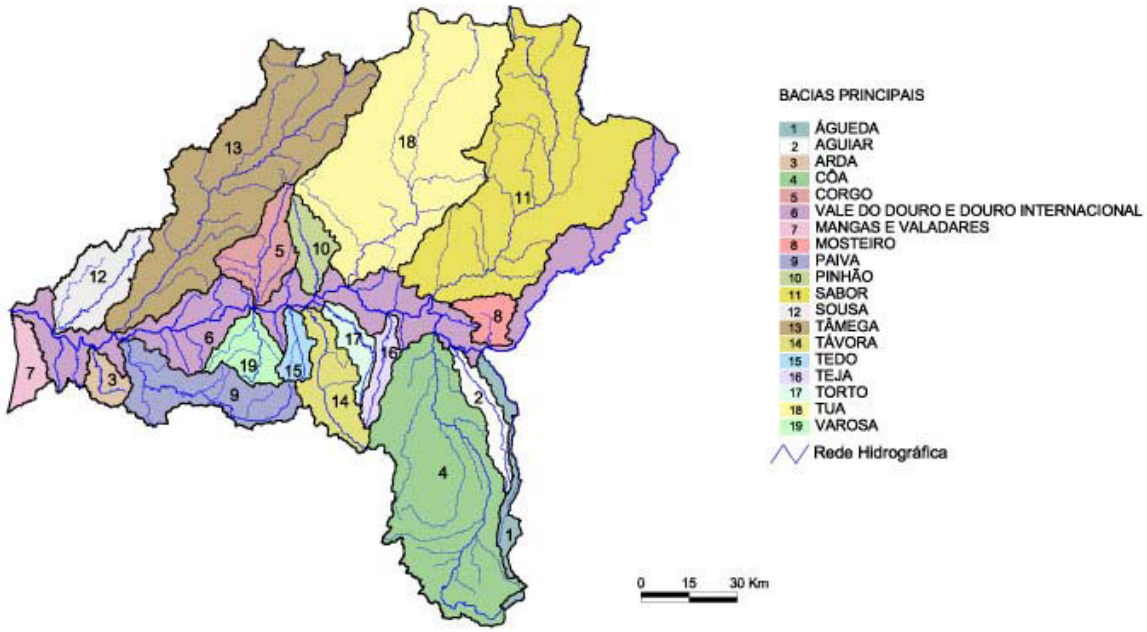


Figura 3. 4 – Unidades hidrográficas da BH Douro, em [35].

Os recursos hídricos da BH Douro são essencialmente renováveis e dependentes da precipitação, provenientes das massas de ar mediterrânica e atlântica. Atendendo à extensão e orientação desta bacia, a porção de precipitação que mais contribui para o escoamento é a atlântica. Os escoamentos no curso principal do rio Douro em território luso dependem sobretudo do que ocorre na parte espanhola da BH Douro, que é responsável pela maior parte das afluências totais do curso principal do rio Douro em Portugal. A avaliação das disponibilidades de água permitiu concluir que o escoamento anual no curso principal tem vindo a diminuir ao longo do tempo, em todas as secções, o que está de acordo com o progressivo aumento do consumo de água em Espanha [37].

Relativamente aos **escoamentos médios anuais** da BH Douro há alguma disparidade entre as diferentes fontes. O Plano Nacional da Água de 2001 refere um escoamento total da BH Douro da ordem dos **22900 hm^3 por ano**, o que corresponde a um escoamento médio em Portugal de 9200 hm^3 por ano e de 13700 hm^3 em Espanha [38].

Contudo, o **PNBEPH** considera como valor referência do escoamento, **18500 hm^3** por ano, logo será este valor a ter em conta ao longo do trabalho, nomeadamente, para efeito de cálculo e de comparações [29].

Em Anexo I, encontra-se uma tabela, do Plano da BH Douro, do ano de 1999, com os valores dos escoamentos anuais médios para cada rio afluente e o total da parte portuguesa e espanhola da bacia.

De seguida serão enunciados e caracterizados sumariamente, por ordem de afluência, os principais afluentes do rio Douro em território nacional.

As duas primeiras afluências directas do rio Douro em território português são as **ribeiras Fresno** e a de **Duas Igrejas**. A primeira, nasce em Constantim, a cerca de 800 m de altitude, corre quase rectilineamente de Norte para Sul e desagua pouco a jusante da Barragem de Miranda. Com perfis transversal e longitudinal semelhante e percurso paralelo ao da ribeira Fresno, a de Duas Igrejas nasce a Sul de Genísio, no coração do planalto mirandês e desagua a montante da Barragem do Picote. A estas duas ribeiras seguem-se as mais duas pequenas ribeiras, a de **Juncal** e a de **Santa Marinha**.

O **rio Águeda**, afluente da margem esquerda do rio Douro, nasce em Espanha, na Serra das Mesas, sendo, por isso, um rio internacional. Serve de fronteira entre Portugal e Espanha, desde perto de Almofala até à sua foz, que está situada no concelho de Figueira de Castelo Rodrigo. Tem um percurso de 130 km de extensão.

Sucede o **Rio Seco**, também designado por **ribeira de Aguiar**, que é um afluente da margem esquerda, entre os rios Águeda e Côa. Tem a sua nascente no concelho de Almeida e atravessa, de sul, para norte, num total de 45 km de curso, este concelho e o de Figueira de Castelo Rodrigo. No seu leito existe uma barragem para abastecimento da água à população da região.

O **rio Côa**, afluente da margem esquerda do rio Douro, nasce na serra da Malcata, a uma altura de 1175 m, na freguesia de Fóios, concelho de Sabugal. Corre de Sul para Norte, numa extensão de aproximadamente 130 km, ao longo de um vale profundamente encaixado, onde existem núcleos de gravuras e pinturas rupestres. Estas últimas foram um forte argumento de oposição à construção do aproveitamento hidroeléctico de Foz Côa. Desagua no Douro, perto da Vila Nova de Foz Côa. Apresenta um escoamento anual médio de aproximadamente 609,2 hm^3.

Segue-se a **ribeira do Arroio**, afluente da margem direita, com 18,8 km de extensão e onde foi construída a barragem das Olgas para abastecimento de água à população local.

O **rio Sabor**, afluente da margem direita do rio Douro, nasce na Espanha na serra de Montesinho e drena uma área de aproximadamente 3868 km^2, sendo que 555 km^2 se localizam em território espanhol. Com uma forma alongada, no sentido Norte/Sul, a bacia do Sabor e seus afluentes estende-se principalmente por Trás-os-Montes. As altitudes, só em território português, oscilam entre menos de 100 m e mais de 1200 m. Percorre cerca de 120 km, recebendo vários afluentes e desagua perto de Torre de Moncorvo, a jusante da Barragem do Pocinho, na aldeia da Foz do Sabor. O escoamento anual médio é de 207,3 hm^3 oriundos de Espanha e 744,2 hm^3 provenientes de Portugal.

Segue-se a **ribeira de Teja** e a **ribeira de Linhares**. A primeira nasce a norte de Trancoso, atravessa o concelho de Meda e após um curso, no sentido Sul-Norte, de 45 km, desagua na margem esquerda do Douro, no concelho de Vila Nova de Foz Côa. A segunda é uma pequena ribeira afluente da margem direita do rio Douro.

O **rio Tua** é o afluente que se segue. Resulta da junção de dois outros rios, o Tuela e o Rabaçal, que nascem ambos em Espanha e unem-se cerca de 4 km a norte de Mirandela, constituindo o rio Tua. Este é um afluente da margem direita do rio Douro, que desagua perto da região de Tua, com um escoamento anual médio de 988,1 hm^3 da parte portuguesa da sua bacia e 373,8 hm^3 referente a Espanha.

O **rio Pinhão** nasce a uma cota de 900 m, próximo da povoação de Raiz do Monte, percorre cerca de 43 km, desaguando na margem direita do rio Douro, na vila de Pinhão, distrito de Vila Real. Este pequeno afluente tem um escoamento anual médio de 131,5 hm^3.

Segue-se o pequeno **rio Torto** e depois o **rio Távora**, ambos afluentes da margem esquerda do Douro. O rio Távora nasce na serra de Prisco, perto de Trancoso, tem um percurso de 54 km e desagua no Douro, 5 km a norte da Vila Tabuaço. Seguem-se mais três pequenos rios, **o rio Tedo** (margem esquerda), o **rio Ceira** (margem direita) e a **ribeira de Temilobos** (margem esquerda).

Procede o **rio Corgo** que nasce próximo de Vila Pouca de Aguiar, na serra da Padrela, a uma cota de 918 m e após um percurso de 52,1 km conflui na margem direita do rio Douro, na cidade de Peso da Régua, a uma cota de 50 m. O seu escoamento anual médio é de 360,6 hm^3.

O **rio Varosa** nasce na serra da Nave, no concelho de Moimenta da Beira, tem um percurso de 45 km e desagua na margem esquerda do rio Douro. Tem um escoamento anual médio de 260,4 hm^3.

Seguem-se mais uns pequenos afluentes, nomeadamente a **ribeira Meia Légua**, o **rio Teixeira**, **rio Bestança**, e o **rio Ovil**.

O próximo afluente do Douro, é o **rio Paiva** que nasce na Serra da Nave, no concelho de Moimenta da Beira e desagua na margem esquerda do Douro em Castelo de Paiva. Tem uma extensão de 111,5 km e um escoamento médio anual de 696,6 hm^3.

O **rio Tâmega** nasce a 960 m na serra de São Mameda, em Verín, Espanha, e é o maior afluente do rio Douro, com 145 km no território português e na totalidade cerca de 165 km. Desagua em Entre-os-Rios, na margem direita do Douro. Tem um escoamento anual médio de 1906,1 hm^3 das águas provenientes de Portugal e 307,5 hm^3 daquelas provenientes de Espanha.

Sucede-se três rios da margem esquerda do Douro: o **rio Arda**, o **rio Inha** e o **rio Uíma**. O **rio Sousa** é um afluente da margem esquerda que nasce em Friande, no concelho de Felgueiras e desagua na margem direita do Douro, na Foz do Sousa, em Gondomar, após 55 km de extensão. Este rio tem um escoamento anual médio de 455,9 hm^3.

O último afluente do Douro, antes de este desaguar no oceano Atlântico é o **rio Febros** (margem esquerda) que nasce em Seixezedo, no concelho de Vila Nova de Gaia e desagua em Avintes.

A **hidroelectricidade na região da BH Douro** assume uma expressão com **grande significado** a nível nacional, existindo **11 aproveitamentos hidroeléctricos de grande dimensão** (potência instalada superior a 10 MW) em exploração.

A próxima tabela discrimina as actuais centrais pela sua dimensão, destacando-se as localizadas na bacia do rio Douro e comparando a respectiva potência total instalada e a produtibilidade média anual:

CENTRAIS	CARACTERÍSTICAS	BACIA DO DOURO	TOTAL
POTÊNCIA > 10 MW	Número	11	39
	Potência Total	1951 MW	4600 MW
	Produtibilidade	6189 GWh/ano	11000 GWh/ano

Tabela 3. 2 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Douro e em Portugal Continental, dados da DGEG.

Como se pode analisar, há uma significativa contribuição dos aproveitamentos hidroeléctricos situados na parte portuguesa da bacia do rio Douro relativamente ao total em Portugal Continental, que, actualmente, representam cerca de 42% em potência instalada e 56% em energia produzida [3].

Os onze aproveitamentos de grande dimensão (potência acima de 10 MW) situados na parte portuguesa do rio Douro pertencem à **EDP**, sendo a sua exploração conduzida, centralizadamente, a partir do centro de **Telecomando da Régua** [3]. Estes aproveitamentos podem ser divididos em três grandes grupos, de acordo com a sua localização:

- No **troço internacional do rio Douro**: Aproveitamento de **Miranda, Picote** e **Bemposta**, que se destinaram, essencialmente, ao aproveitamento da parte atribuída a Portugal do potencial energético do troço internacional do Douro, conforme o estabelecido nos **convénios luso-espanhóis [37].**
- No **troço nacional do curso principal do rio Douro:** Aproveitamento de **Pocinho, Valeira, Régua, Carrapatelo** e **Crestuma-Lever** que utilizam praticamente toda a queda disponível no troço nacional do trajecto [37].
- Aproveitamentos instalados nos **afluentes**: **Vilar-Tabuaço**, no rio Távora, **Varosa**, no rio com o mesmo nome e **Torrão**, no rio Tâmega [37].

As próximas figuras expõem, respectivamente, a localização destes onze aproveitamentos e o cronograma das suas construções:

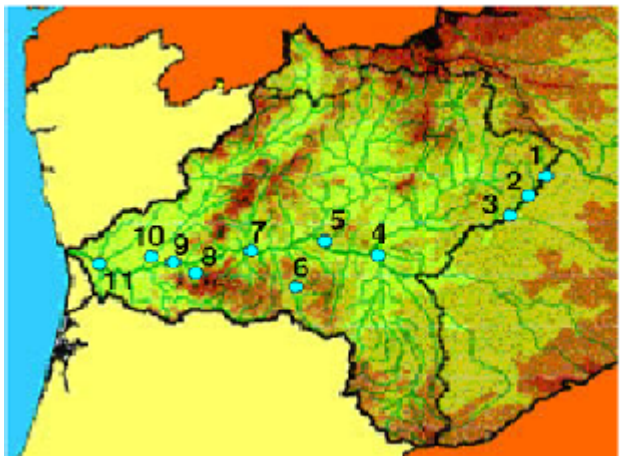


Figura 3. 5 – Localização dos aproveitamentos hidroeléctricos na BH DOURO, com potência superior a 10 MW [3].

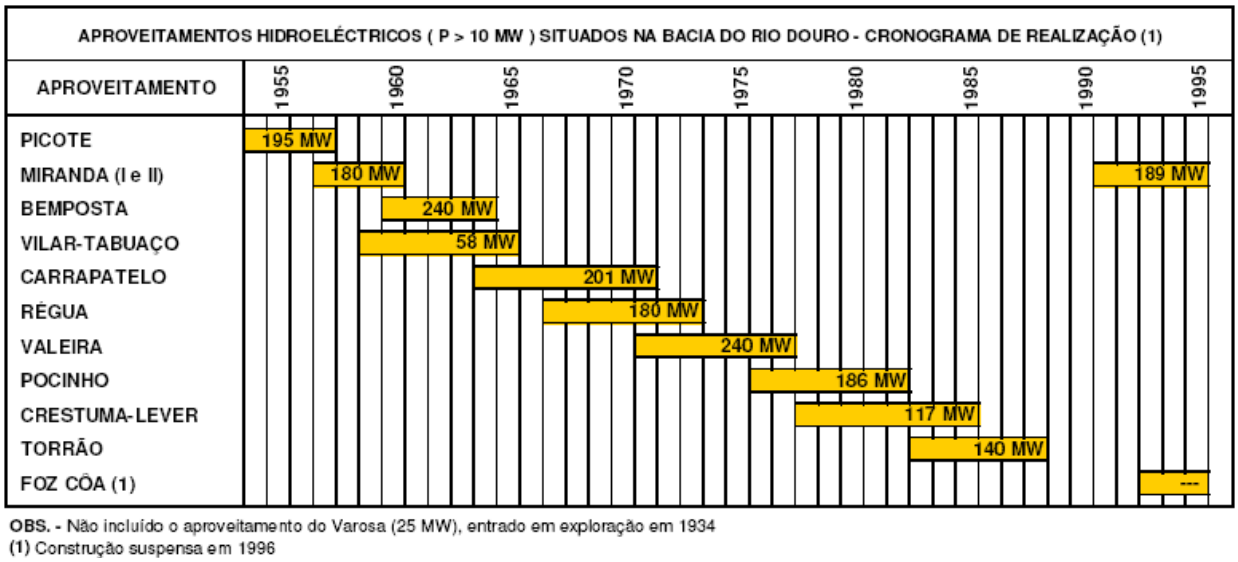


Figura 3. 6 - Aproveitamentos de grande dimensão na bacia do rio Douro – Cronologia de realização [3].

As **capacidades úteis disponíveis** nestes aproveitamentos são em regra, de **reduzido valor**, sendo apenas significativas no caso do Varosa (95 hm^3) e do Torrão (58 hm^3), totalizando o volume nos restantes nove aproveitamentos apenas 127 hm^3. Efectivamente, o seu objectivo principal da sua construção foi tirar partido do enorme potencial hidroenergético do curso principal do rio Douro, **não existindo**, nem no troço internacional, nem no troço português, condições topográficas para criação de albufeiras de dimensão apreciável. Nessas condições, a seu regime de exploração é **praticamente a fio-de-água**, sendo possível, quando muito, realizar alguma concentração de turbinamentos ao nível diário [3].

Mesmo que ao **volume útil total** de todos eles (**280 hm^3**) se acrescente a capacidade das restantes albufeiras situadas na parte portuguesa da bacia e destinadas exclusivamente ao abastecimento público e rega (da ordem de 200 hm^3), o valor global, de cerca de 480 hm^3,

representa apenas cerca de 6% do escoamento gerado em ano médio na parte portuguesa da bacia, estimado em 7850 hm^3. Estes valores contrastam de forma muito clara com os correspondentes à parte espanhola - 7 700 hm^3 de armazenamento total, ou seja, cerca de 83% da afluência anual estimada para o respectivo território [3].

Antes de se proceder a uma descrição mais detalhada das características dos onze aproveitamentos hidroeléctricos de grandes dimensões, a tabela que se sucede sintetiza algumas das suas características técnicas.

CARACTERÍSTICAS	MIRANDA (I+II)	PICOTE	BEMPOSTA	POCINHO	VALEIRA	VILAR-TABUAÇO	RÉGUA	CARRAPAT.	CRESTUMA/ LEVER	TORRÃO	VAROSA	TOTAIS
Curso de água	Douro	Douro	Douro	Douro	Douro	Távora	Douro	Douro	Douro	Tâmega	Varosa	—
Ano de entrada em serviço	1960/1995	1958	1964	1983	1976	1965	1973	1971	1985	1988	1934	—
Tipo de aproveitamento	Fio de água	Fio de água	Fio de água	Fio de água	Fio de água	Albufeira	Fio de água	Fio de água	Fio de água	Albufeira	Albufeira	—
Área da bacia vertente (km^2)	63500	63750	63850	81005	85395	359	90800	92040	96520	3252	305	—
Nível Máximo Normal (m)	522,2	464,6	396,1	125,5	105	552	73,5	46,5	13,2	63,5 (*)	264	—
Queda Útil Nominal (m)	53,0/55,6	70,4	66	19,5	27,2	424	25,3	31	10,6	49	200	—
Capacidade Útil da Albufeira (10^6 m^3)	6,7	13,4	20	12,2	13	95,5	12	13,8	22,3	22	13	244
Número de Grupos	4	3	3	3	3	2	3	3	3	2	3	32
Caudal Nominal Total (m^3/s)	739	311	456	1077	1002	16	756	750	1136	320	14	—
Potência Máxima (MW)	369	195	240	186	240	58	180	201	117	140	25	1951
Potência Nominal (MVA)	387	200	234	186	240	80	174	201	120	160	28	2010
Produtibilidade Média Anual (GWh)	957	915	992	422	695	136	631	803	321	265	60	6189

Tabela 3. 3 – Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Douro, com potência > 10 MW [10].



Figura 3. 7 – Barragem de Miranda.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Miranda**, situado junto de Miranda do Douro, numa zona em que o rio muda bruscamente de direcção, faz-ser a utilização de um **desnível de 57 m** existente entre a origem do troço internacional do rio Douro e a retenção do escalão do Picote, que se lhe segue logo a jusante.

Basicamente o aproveitamento compõe-se de uma barragem, munida na sua parte central de um **Descarregador de Cheias**, Central Subterrânea, Edifício de Comando e de Descarga e **Subestação** localizados na margem direita.

A barragem está implementada imediatamente a montante do vértice do apertado cotovelo formado pelo curso do rio, dispondo-se o circuito hidráulico através do correspondente esporão. No local da barragem, o declive das margens é regular e quase simétrico.

Atendendo à importância decisiva do problema hidráulico da passagem das cheias e às condições topográficas e geológicas, adaptou-se para a **barragem** uma solução de **tipo contrafortes**, adaptada, na sua parte central, a um descarregador de cheias. A continuidade da respectiva soleira até ao leito do rio é obtida pelo alargamento da extremidade de jusante da alma dos contrafortes que lhe correspondem.

A **central inaugurada em 1960** é **em caverna**, para ficar convenientemente protegida contra a considerável subida do nível de água no rio por ocasião das cheias. A restituição das águas turbinadas é feita a jusante do cotovelo do rio, em zona onde já não se faz sentir qualquer efeito da descarga das cheias.

A **barragem** de Miranda é do tipo contrafortes de **cabeça maciça** e tem uma **altura máxima de 80 m** acima do terreno de fundação. Os contrafortes espaçados de 14,5 m entre eixos, têm jorramentos de 0,44 e de 0,50, respectivamente, a montante e a jusante.

A barragem de Miranda cria uma **pequena albufeira**,que em território nacional abrange apenas o concelho de Miranda do Douro,ao longo de uma extensão de 14 km,com uma capacidade total, ao nível máximo normal de exploração, cota de 528, de **28 milhões de m cúbicos**, dos quais apenas cerca de **6,4 milhões são turbináveis**, em exploração normal.

O **descarregador principal de cheias**, dimensionado para um **caudal de 11000 m^3/s**, é constituído por quatro vãos, providos de **comportas de segmento** de **24 m de comprimento** e de **8,73 m de altura**. O descarregador é continuado para jusante por uma bacia de dissipação, protegida por uma espessa camada de betão. A fim de obter uma certa convergência da lâmina descarrregada, deu-se à barragem uma ligeira curvatura em planta.

Na concepção inicial deste aproveitamento existia, na margem direita junto à barragem, uma **Descarga Auxiliar de Superfície, actualmente desactivada**, dado que a galeria que utilizava está actualmente integrada no Circuito Hidráulico do Grupo 4.

Em cada um dos contrafortes contíguos com o que se situa no eixo da barragem, foi instalada, através de betão, uma descarga de fundo, constituída por uma conduta metálica de 2,5 m de diâmetro, provida de comportas planas.

A **central subterrânea**, totalmente revestida de betão, tem **80 m de comprimento**, **19,6 m de largura** e **42,7 m de altura máxima de escavação**. A **potência instalada**, inicialmente, era de **174 MW** repartida por três grupos de geradores, constituídos cada um por uma **turbina tipo Francis** de **80000 CV** acoplada a um **alternador trifásico** de **58 MW**.

Cada grupo de gerador tem o seu circuito hidráulico próprio que compreende: tomada de água provida de grades móveis de protecção e de comportas de 6 m de altura e 5,4 m de largura; conduta forçada estabelecida em galeria inclinada, de 6 m de diâmetro inferior, revestida de betão e dispondo, na sua parte inferior, de blindagem metálica; tubo de apiração e galeria de fuga com secção em forma de ferradura, de 9 m de diâmetro.

Junto do coroamento da barragem, localizam-se os **edifícios de comando** e **de descarga**. No edifício de comando, está centralizada a manobra de todo o equipamento electromecânico e hidromecânico do aproveitamento. Num dos extremos do edifício de descarga situa-se a boca do poço de acesso à central. Neste poço, com 9 m de diâmetro, estão instalados o elevador de serviço, a escada de acesso, os barramentos de 15 kV e os cabos de comando e de sinalização.

A Subestação de Transformação está estabelecida numa plataforma à cota 535,00 m, adjacente ao Edifício de Descarga **possuindo três blocos de três transformadores monofásicos, 15/246 kV, 3x22 MVA, e um transformador trifásico de 210 MVA** (Grupo 4) que alimentam um barramento único de 220 kV.

Em 1995 ocorreu um **reforço da potência** deste aproveitamento, tendo sido instalado um **novo grupo gerador** constituído por uma **turbina Francis de eixo vertical** e de **195 MW** de potência instalada e acoplada a um **alternador trifásico de 210 000 kVA**.

Assim, actualmente, no aproveitamento de Miranda existe um total de potência instalada de **369 MW**, o que corresponde a uma **produção média** de **957 GWh/ano**.



Figura 3. 8 – Barragem do Picote com Descarregadores e Edifício de Comando.

O **aproveitamento de Picote** encontra-se enquadrado pelo aproveitamento de Miranda, a montante e pelo aproveitamento de Bemposta, a jusante. Estes três aproveitamentos localizam-se no troço internacional do rio Douro.

Este aproveitamento português implantado num vale profundamente encaixado entre margens muito abruptas, foi o primeiro a entrar em serviço no **rio Douro**, em 1958, remontando o início da sua construção a 1954.

Tem uma potência instalada de **195 MW** e uma produção média de **915 GWh**/ano. Este aproveitamento utiliza o desnível de cerca de 69 m existente entre o seu próprio nível de retenção normal - cota 471,00 m - e o nível de retenção do aproveitamento hidroeléctrico de Bemposta, situado a jusante, tendo a sua albufeira uma extensão aproximada de 21 km e uma **capacidade total de 63.000.000 m³**, dos quais **apenas 13.400.000 m³** são **turbináveis em exploração normal.**

O Aproveitamento de Picote compreende uma **Barragem**, sobre a qual se dispõe o Descarregador de Cheias, **Central** subterrânea, Edifícios de Comando e de Descarga e **Subestação**, implantados na margem direita.

A **barragem de Picote** é do **tipo abóbada** de dupla curvatura, com 92,3 m de corda no coroamento entre encontros, e uma altura máxima acima das fundações de 100 m.

O **descarregador** sobre a barragem é constituído por 4 vãos providos de comportas segmento que permitem, no seu conjunto, um **caudal máximo de 10.400 m³/s**. Para a regulação do nível da albufeira e para a evacuação de caudais de pequenas cheias, a barragem dispõe de uma Descarga Auxiliar de meio fundo. Esta descarga auxiliar, cuja entrada

se situa cerca de 49 m abaixo do nível normal da albufeira, está equipada com comporta automática do tipo segmento.

A **Central de Picote é subterrânea**, tem 88 m de comprimento, 16,6 m de largura e 35 m de altura de escavação. Está equipada com 3 grupos **geradores**, cada um deles com uma **turbina Francis de eixo vertical, de 65 MW** e um **alternador de 72 MVA**. Cada grupo utiliza Tomadas de Água e Condutas Forçadas próprias. Os três Tubos de Aspiração convergem, mediante convenientes concordâncias, numa Galeria de Fuga única com 15 m de altura e 12 m de largura, que restitui as águas turbinadas sob o trampolim do Descarregador de Cheias.

Os Edifícios de Comando e de Descarga localizam-se em duas plataformas, na margem direita, junto do coroamento da barragem.

A **Subestação de Transformação 15/244 kV**, situada na mesma plataforma do Edifício de Comando, dispõe de **três blocos transformadores monofásicos de 3x25 MVA**. O Parque de Saída de Linhas, ligado à Subestação por linha aérea, situa-se numa plataforma à cota 650,00 m, dispõe de barramento duplo e está dimensionado para seis painéis de saída.



Figura 3. 9 – Barragem da Bemposta.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Bemposta**, localizado próximo da povoação do mesmo nome, utiliza um **desnível de 68,7 m** entre a restituição das águas turbinadas na central de Picote, situada logo a montante, e a foz do Tormes.

O curso do Douro, junto a Bemposta, desenvolve-se num vale relativamente aberto, mas no local de implantação da barragem as margens são acentuadamente abruptas, dando ao perfi *l* transversal do rio a configuração de um *U* com uma base larga.

A consideração do problema da descarga dos elevados e frequentes caudais de cheia e da dissipação da enorme energia que lhes corresponde, tidas em atenção as condições topográficas e geológicas locais, foi determinante da selecção do esquema geral das obras.

A **barragem** é do tipo **arco-gravidade**, com as portadas do descarregador colocadas na parte central do seu coroamento, e com o paramento de jusante definido de modo a que a descarga das cheias se faça em lâmina aderente até uma bacia de dissipação estabelecida no leito do rio e delimitada por um espesso revestimento do leito e margens, com betão. A **central** é **subterrânea** e fica completamente isolada da parte inferior do vale, para se obter assim uma eficaz protecção quanto à considerável subida que sofrem as águas do rio por ocasião das grandes cheias.

A restituição das águas turbinadas faz-se por uma **galeria de fuga única**, com a sua boca de saída localizada a jusante da bacia de dissipação.

A **barragem de Bemposta** tem uma **altura máxima** de **87 m** acima do terreno de fundacão e um desenvolvimento no **coroamento** de cerca de **297 m**, e o seu perfil foi aligeirado por uma grande galeria deixada no seu interior, junto às fundações.

A solução projectada revelou, nos ensaios sobre modelo, um comportamento estrutural muito equilibrado. A grande galeria estabelecida no seu perfil permitiu reduzir em cerca de 33000 m^3 o volume de betão e proporcionou ainda outras importantes vantagens. Destaca-se, entre estas, a dispensa do arrefecimento artificial do betão, que seria necessário efectuar sem o efeito benéfico assim conseguido na dissipação do calor de hidratação do betão, durante a construção da obra. Conseguiu-se ainda, deste modo, uma inspecção directa e permanente da zona das fundações e obteve-se uma drenagem eficaz da rocha, anulando-se a possibilidade do aparecimento de eventuais subpressões.

O **descarregador principal de cheias**, disposto sobre a barragem, é constituido por **quatro portadas**, munidas de comportas segmento com cerca de 10 m de altura e 24 m de vão. Ainda sobre a barragem, e na sua zona central, localiza-se o **descarregador auxiliar** destinado a regular o nível na albufeira quando os caudais a descarregar são inferiores a 500 m^3/s. Esta descarga auxiliar é constituída por uma portada de 9 m de vão, equipada com uma comporta segmento de comando automático.

O **caudal máximo global** para que foram dimensionados os órgãos de descarga é de **11000 m^3/s**. A soleira descarregadora, a que foi adaptado o paramento de jusante da barragem, é prolongada pela bacia de dissipação, estabelecida no leito do rio, e onde, mediante a formação do ressalto hidráulico, se anula, praticamente, a enorme energia correspondente à descarga das cheias.

A **albufeira** criada pela barragem de Bemposta prolonga-se, numa extenção de **21,5 km**, até Picote, e tem uma **capacidade total** de **128 hm^3**, apenas se utilizando, **no máximo**, **21 hm^3** para a regulação dos caudais afluentes. O nivel de exploração máximo normal da albufeira situa-se à cota 402, verificando-se uma sobre-elevação até à cota 406 para o escoamento da máxima cheia prevista. Para o eventual esvaziamento da albufeira foram instaladas no corpo da barragem dois descarregadores constituídos por condutas metálicas de 2,4 m de diâmetro

interior, providas de comportas planas, que, no conjunto, permitem escoar um caudal de 200 m^3/ s.

Sobre o coroamento da barragem, à cota 408, existe um viaduto, que, além de proporcionar uma ligação entre as duas margens, constitui um apoio indispensável às operações de manutenção das comportas do descarregador.

A **central de Bemposta** é **subterrânea** e localiza-se no macico rochoso junto ao encontro direito da barragem. Para o estabelecimento da central foi necessário abrir uma caverna com as seguintes dimensões de escavação: 85 m de comprimento, 22 m de largura, e cerca de 45 m de altura máxima. Nela ficam instalados **três grupos geradores**, cada um composto por uma **turbina Francis de eixo vertical**, com uma **potência instalada de 80 MW**, e por um **alternador trifásico** com a potência aparente nominal de **78000 kVA**. No conjunto, a potência nominal instalada é de **240 MW**.

Os alternadores apoiam numa estrutura de betão armado, em forma de cúpula, dimensionada por forma a deixar no seu interior, durante a fase de realização dos trabalhos, o espaço necessário à montagem da espiral da turbina, o que permitiu a execução das obras de construção civil com certa independência das montagens do equipamento electromecânico.

As **comportas ensecadeiras** de jusante das turbinas estão instaladas dentro da central, dispondo-se o seu caminho de rolamento no interior de uma blindagem autoportante junto da parede. Para a montagem e manutenção do equipamento da central existem duas pontes rolantes, cada uma com uma capacidade de elevação de 190 toneladas (t), podendo as duas funcionar em conjunto para movimentar o rotor de um alternador, com um peso de 359 t.

O acesso à central é feito através de um poço, aberto no maciço rochoso, que tem 105 m de altura e 9,5 m de diâmetro. Neste poço estão instalados: o ascensor de serviço, a escada, os barramentos de saída de energia a 15 kV, e os cabos de baixa tensão que ligam a central com o edifício exterior onde se faz a centralização do comando. É de destacar que os barramentos, previstos inicialmente em cobre, foram executados em alumínio, conseguindo-se assim uma apreciável economia.

O **circuito hidráulico** é comum aos três grupos na parte correspondente à galeria de fuga. As tomadas de água, estabelecidas a montante do encontro direito da barragem, são providas de grades móveis e de comportas planas com as dimensões úteis de 6,0 m de altura e 5,4 m de largura, que constituem o único órgão de protecção de montante das turbinas. As condutas forçadas, estabelecidas em galerias inclinadas, têm um diâmetro interior de 6,0 m, são revestidas com betão e munidas de blindagem metálica na sua parte inferior.

Depois de turbinadas, as águas são restituídas ao rio, a jusante da bacia de dissipação do descarregador de cheias, por meio de uma **galeria de fuga única** onde convergem os tubos de aspiração de cada uma das turbinas. As dimensões interiores características dessa galeria são: 14,8 m de largura e 16,8 m de altura, correspondendo- lhes a secção de 208 m^2.

Os edifícios de comando e de descarga e a subestação localizam- se na margem direita, em zona sobre-elevada relativamente à barragem. No **edifício de comando** está centralizada a manobra de todo o equipamento electromecânico e hidromecânico do aproveitamento, e dele pode dominar-se quer a subestação, quer os restantes elementos exteriores principais do aproveitamento: barragem e descarregador, tomadas de água, e saída da galeria de fuga. O **edifícío de descarga**, situado em frente ao edifício de comando, do lado da encosta, abrange a boca do poço de acesso à central, o átrio de descarga, principalmente destinado à manobra de descida do equipamento pesado para a central, e a oficina de transformadores.

Junto a este último edifício estão instalados, em celas individuais, os **transformadores** destinados a **elevar a tensão de produção de 15 kV** para a **tensão de transporte de 220 kV**. Os transformadores, em número de dez, são monofásicos, com potência aparente unitária de **29 MVA**, três por grupo e um de reserva. Sobranceira à plataforma dos transformadores dispõe-se, no sistema de fases mistas, a restante aparelhagem da subestação, a qual se desenvolve em socalcos adaptados ao declive do terreno. A **subestação** está prevista para nela se poderem instalar cinco painéis de saída a 220 kV, dispondo inicialmente apenas de três (um de ligação com Picote e dois de saídas para o Sul).

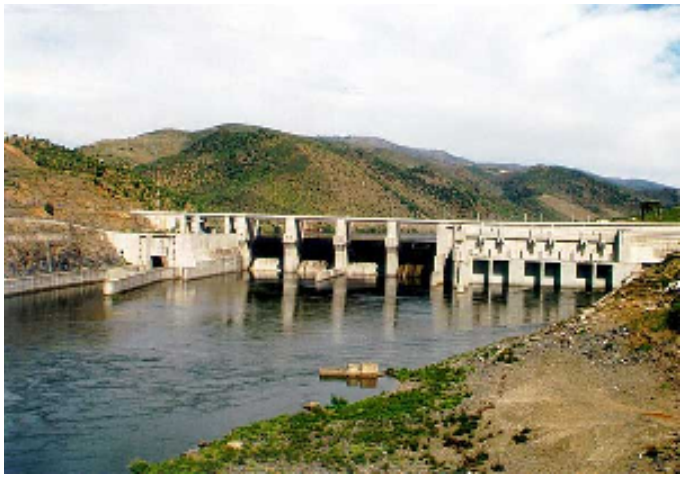


Figura 3. 10 – Barragem do Pocinho.

O **Aproveitamento Hidroeléctrico do Pocinho** está localizado no distrito da Guarda, município de Vila Nova de Foz Côa, junto à aldeia do Pocinho, em Portugal, sensivelmente a meio do troço delimitado pelas confluências dos rios Côa e Sabor.

Este aproveitamento é constituído essencialmente por uma barragem, uma central implantada junto da margem esquerda, por uma Barragem-Descarregador na continuidade daquela e separada dela pelo muro Barragem-Central, onde se integra uma eclusa de peixes, do tipo Borland e por uma eclusa do canal de navegação do Douro no encontro direito da barragem, com um comprimento de cerca de 90 m e uma largura de 12,1 m. A jusante da central, na encosta da margem esquerda, encontra-se a subestação.

A **Barragem** é de betão, do **tipo gravidade** alijeirada por meio de uma grande galeria na base. O **descarregador principal**, equipado com **4 comportas segmento**, está dimensionado para uma **vazão máxima de 15 000 m³/s**. O aproveitamento dispõe ainda de uma **descarga auxiliar** instalada no muro Barragem-Central, com uma capacidade de vazão de 310 m³/s. Uma das comportas do descarregador principal está equipada com um volet, dimensionado para um **caudal de 70 m³/s**. A Central, com uma nave principal de dimensões 84x21x31 m, está implantada junto da margem esquerda.

A sua albufeira, à cota máxima de retenção normal de 125,50 m, estende-se ao longo de 40 km e tem uma capacidade total de **83.070.000 m³**, sendo apenas de **12.240.000 m³** o volume utilizável em exploração normal. Este aproveitamento, o mais a montante do troço nacional do Douro, entrou em serviço em Março de 1983, tendo sido o quarto a ser realizado no referido troço.

A capacidade instalada é de **186 MW** e a produção média anual de **422 GWh**. Está equipada com **três grupos geradores** constituídos por **turbinas Kaplan de eixo vertical**, **de 62 MW**, acopladas a **alternadores trifásicos de 62 MVA**. Os três grupos geradores possuem circuitos hidráulicos de adução e restituição independentes.

No topo da central está instalada a sala de comando e outras salas para serviços e equipamentos auxiliares. A **subestação de transformação** está equipada com **três transformadores trifásicos, 10/240 kV, de 62 MVA** e está ligada por uma linha à subestação da REN, localizada na margem direita.



Figura 3. 11 – Barragem da Valeira.

O **aproveitamento hidroeléctrico da Valeira** localiza-se imediatamente a jusante da curva que se segue à garganta excepcionalmente apertada do rio Douro, conhecida por Cachão da Valeira, cerca de 6 km a montante da foz do rio Tua e a cerca de 9 km da vila de São João da Pesqueira, do distrito da Viseu. Este empreendimento foi o terceiro a entrar em serviço no Douro Nacional, em 1976.

O aproveitamento da Valeira é constituído por um bloco de construção, junto da margem direita, que inclui a central, uma Barragem-Descarregador, situada sensivelmente a meio do vale, separada daquela pelo muro Barragem-Central, onde se encontra instalada uma eclusa de peixes do tipo Borland e uma eclusa de navegação, na continuidade da barragem, junto do encontro da margem esquerda e ainda uma subestação localizada na margem direita a jusante da barragem. Tem uma **potência instalada total** de **240 MW** e produz em média **695 GWh/ano**.

A sua barragem cria uma **albufeira** que se estende por 36 km e que, à cota de retenção máxima (105,00 m), tem uma **capacidade total de 81 hm³**. Em exploração normal **apenas são utilizados 12 hm³** correspondentes à retenção entre as cotas 105,00 m e 103,50 m.

A **barragem** é de betão, é do **tipo gravidade** alijeirada por meio de uma grande galeria na base, estando a crista e o paramento de jusante adaptados à soleira descarregadora dividida em 5 portadas, equipadas com comportas segmento e que no seu conjunto permitem uma **vazão máxima** de **18.000 m³/s**. Uma destas comportas está equipada com um volet com a capacidade de 70 m³/s. No muro Barragem-Central está implantada uma **Descarga Auxiliar de Meio Fundo**, com **capacidade máxima de 280 m³/s**.

A **Central**, com uma nave principal de dimensões 78x19,2x30,3 m, está equipada com **três grupos geradores**, alimentados por Circuitos Hidráulicos independentes e constituídos por **turbinas Kaplan de 80 MW**, acopladas a **alternadores trifásicos de 80 MVA**.

A **Subestação de Transformação**, estabelecida numa plataforma contígua à Central, está equipada com **três transformadores trifásicos de 80 MVA**, de razão de transformação 10/240 kV, dispostos em celas separadas por paredes de betão e com três linhas de saída para ligação à REN, uma delas através do Parque de Linhas do Aproveitamento de Picote.



Figura 3. 12 – Barragem de Vilar.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Vilar-Tabuaço** localiza-se no rio Távora e compreende essencialmente uma barragem (de Vilar), situada no seu curso médio, um circuito

hidráulico subterrâneo com uma extensão considerável - cerca de 18 km - e uma central (de Tabuaço) em caverna, equipada com grupos Pelton, localizada já relativamente próximo do rio Douro, o que permite aproveitar um elevado desnível topográfico, de mais de 400 m.

A **barragem é de enrocamento**, sendo o descarregador de cheias em canal, junto a uma das margens. A **capacidade de regularização** é apreciável - **95,5 hm^3 de volume útil** - o maior de entre os aproveitamentos portugueses da bacia do Douro.

Tem uma **potência instalada de 58 MW**, o que corresponde a uma **produção anual** de, aproximadamente, **138 GWh**.



Figura 3. 13 – Barragem da Régua.

O **aproveitamento hidroeléctrico da Régua** está localizado a cerca de 4 km a montante da cidade da Régua, estendendo-se a **albufeira** por cerca de **43,5 km^2** e tendo, no nível máximo de retenção, uma **capacidade total** de **95 hm^3**, dos quais em exploração normal, **apenas são utilizados** cerca de **13 hm^3**. O **caudal máximo descarregado** da barragem é de cerca de **21.500 m^3/s**.

A **barragem** tem 41 m de altura, acima da fundação, e um coroamento com 350 m comprimento e 6 m de largura, incluindo, no encontro esquerdo, uma **eclusa** do **canal de navegação do Douro**, com um comprimento de cerca de 90 m e uma largura de 12,1 m, que vence um desnível máximo de 28,5 m.

A **central** está equipada com **três grupos geradores**, cada um deles alimentado por um circuito hidráulico independente e constituído por uma **turbina Kaplan de 60 MW de potência instalada** acoplada a um **alternador trifásico**.

Este aproveitamento perfaz um **total de 180 MW de potência instalada**, o que corresponde a uma **produção média anual** de, aproximadamente, **631 GWh**.



Figura 3. 14 – Barragem do Varosa.

O aproveitamento hidroeléctrico do Varosa é constituído essencialmente por:

- uma **barragem** em betão, do **tipo abóbada de dupla curvatura**, com descarregador frontal em canal, inserido numa das margens;
- um **circuito hidráulico** com cerca de 2,5 km, sendo cerca de 1,9 km em galeria subterrânea e a extensão restante em conduta a céu aberto;
- uma **central**, também a céu aberto (**do Chocalho**), localizada na margem do rio Varosa, equipada com **três grupos Francis**, que totalizam uma potência instalada de **25 MW**, o que equivale a uma **produção anual média de 60 GWh**.



Figura 3. 15 – Barragem do Carrapatelo.

O **aproveitamento hidroeléctrico do Carrapatelo**, localizado em Marco de Canavezes, começou a ser construído em 1965 e entrou em serviço em 1972. Foi o primeiro

empreendimento hidroeléctrico a ser construído no troço nacional do rio Douro e é, dos cinco aproveitamentos do Douro Nacional, o que dispõe de maior queda, 36,0 m.

A **barragem** é do **tipo gravidade**, aligeirada por meio de uma grande galeria circular junto à fundação. Sobre a zona de betão situa-se o **descarregador principal**, controlado por 6 grandes comportas segmento, com um vão de 26,0 m e uma altura de 15,4 m, ancoradas por potentes cabos pré-esforçados aos betões dos pilares e está dimensionado para um **caudal máximo de 22 000 m³.** Duas destas comportas têm instalados volets que servem de descarga auxiliar para o descarregamento de pequenos caudais de cheia, até um **máximo de 250 m³/s**. A barragem tem uma **altura de 57 m** e um **comprimento de coroamento de 400 m**.

Em correspondência com dois blocos com pilar, na metade esquerda da barragem, existem **duas descargas de fundo**, blindadas, de secção quadrada, que podem ser utilizadas num eventual esvaziamento da albufeira.

A **área total** da bacia hidrográfica é de **92.050 km²** e estende-se por 40 km atingindo na extremidade de montante o aproveitamento hidroeléctrico da Régua. O **volume total armazenado** é de **148 hm³**, sendo porém a sua **capacidade útil** somente de **9 hm³**.

A **central**, com uma nave principal de dimensões 95x24x26,5 m, dispõe de **três grupos de geradores**, alimentados por circuitos hidráulicos independentes, equipados cada um com **turbina do tipo Kaplan**, de eixo vertical de **100 kW**, acoplada a **alternador trifásico de 67 MVA**. Os transformadores principais encontram-se no edifício da central.

O aproveitamento tem uma produção média de 803 GWh por ano e uma **potência total instalada de 201.**

Tem ainda uma **eclusa de navegação**, que foi a primeira a ser construída em Portugal para navegação interior. Conjuntamente com as eclusas dos aproveitamentos hidroeléctricos do Pocinho, Valeira, Régua (a montante) e Crestuma (a jusante), permite transformar o rio Douro numa via navegável de características internacionais. As suas dimensões, 12,1 m de largura e 85 m de comprimento útil garantem a passagem de barcos até à capacidade máxima de cerca de 1 500 toneladas.



Figura 3. 16 – Barragem do Torrão.

O **aproveitamento hidroeléctrico do Torrão** está localizado no troço terminal do rio Tâmega e foi construído entre 1979 e 1988.

Este escalão **é o único equipado em turbinamento e bombagem**, utilizando para o efeito, como contra-embalse, a albufeira do aproveitamento de Crestuma/Lever.

A **barragem** é do **tipo gravidade**, em betão, aligeirada por vazamentos junto à base e apresenta **69 m altura e um coroamento** de **218 m de comprimento**.

O descarregador de cheias, frontal e de lâmina aderente sobre a barragem, localiza-se no seu troço central e é equipado com comportas.

O **circuito hidráulico é subterrâneo**, de curta extensão e insere-se na margem esquerda do rio Tâmega.

A sua **central é em poço**, a jusante, equipada com **dois grupos de turbinas-bomba do tipo Francis**, com uma **potência total instalada de 140 MW**, o que se traduz numa **produção de energia anual, em média, de 255 GWh**.

Assinala-se que este aproveitamento foi construído para um nível de pleno armazenamento (NPA) da albufeira à cota (65,0) e para um **volume útil de 77 hm^3**, estando no entanto a sua exploração actualmente condicionada por forma a não exceder a cota (63,5), utilizando-se, em situação normal, um **volume armazenado de apenas 22 hm^3**.



Figura 3. 17 – Barragem de Crestuma-Lever.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Crestuma-Lever** teve a sua construção finalizada em 1985.

A **barragem** de Crestuma/Lever tem uma **altura de 65 m** (40 metros de fundação no leito do rio para fixação dos pilares) e um **comprimento de coroamento de 470 m**. É uma **barragem do tipo móvel**, constituída por pilares entre os quais se inserem vãos descarregadores, nos quais se apoiam comportas planas de duplo corpo. Em situação de cheia, as comportas são elevadas acima do nível da água, ficando apenas os pilares interpostos na corrente.

No seu encontro esquerdo inclui uma **eclusa de navegação**, com cerca de 90 m de comprimento e 12,1 m de largura, vencendo um **desnível máximo de 13,9 m**.

A sua **central** é equipada com **três grupos de geradores**, cada um com uma **turbina tipo Kaplan com 39 MW de potência instalada**, o que perfaz uma **potência total de 117 MW** associada a uma **produção de energia anual, em média, de 321 GWh**.

3.1.2. Bacia hidrográfica do Tejo

A **Bacia Hidrográfica do rio Tejo** – BH Tejo – é a quinta bacia, em área, dos rios da Europa Comunitária, é a **terceira maior na Península Ibérica**, seguindo a do Douro e do Ebro e é a que maior expressão assume no território português [39].

Cobrindo uma **superfície** de cerca de **80629 km^2**, no seu total, dos quais **24800 km^2** (**29,8%**) em **Portugal**, a BH Tejo apresenta-se como um largo corredor no centro-oeste da Península Ibérica [39].



Figura 3. 18 – BH do rio Tejo: parte portuguesa [40].

O **rio Tejo** tem a sua nascente localizada nos **Montes Universais**, perto de Alrrabacín, a cerca de **1600 m de altitude**. Tem uma **extensão** de aproximadamente **1100 km**, dos quais 230 km correm em Portugal e 43 km fazem fronteira entre Portugal e Espanha [39].



Figura 3. 19 – Trajecto do rio Tejo na Península Ibérica.

Em termos orográficos, a BH Telo tem **bastante variedade de relevo**, quer na parte espanhola, quer na parte portuguesa. Nesta última, das principais formações montanhosas destacam-se, a norte, as serras da Estrela (1993), do Açor (1340 m), da Lousã (1204 m), de Aire e Candeeiros (678 m) e sul as serras de Ossa (550 m), e de São Mamede (1025 m). As maiores zonas planas ou pouco acidentadas localizam-se, na parte portuguesa, a jusante da

confluência do rio Zêzere e na bacia do rio Sorraia. Além disso, o troço português é marcado por **importantes quebras de declive**, primeiro em Portas de Ródão e, depois, em Belver [40].

A análise do **escoamento anual médio** na BH Tejo, mostra, tal como nas outras bacias, disparidade de dados. O **PNA 2001**, indica que existe um escoamento médio anual total da ordem dos **17100 hm^3** por ano, o que corresponde a **6200 hm^3 na parte portuguesa** e **10900 hm^3** na parte espanhola.

Em Portugal, os **principais afluentes**, na **margem direita**, são os rios **Erges**, o **Aravil**, **Pônsul**, **Ocreza** e **Zêzere**. Estes afluentes dreanam a **zona** do Maciço Hespérico, **acidentada, montanhosa**, com pluviosidade relativamente elevada, à excepção da área oriental da Beira Baix. São rios com certa expressão tanto a nível de extensão, como de área drenada, que abrem os seus alvéolos entre montanhas e montes, formando vales encaixados, transversais ao curso do rio principal [39].

Por outro lado, os **afluentes da margem esquerda**, ou seja, da vertente sul, que assumem maior relevância são os rios **Sever**, ribeira de **Nisa** e **Sorraia** e que, comparativamente com os da margem direita têm um **relevo pouco marcado**. O Sever e a ribeira de Nisa, com cursos transversais ao rio Tejo têm um relevo ligeiro, no entanto, a sub-bacia do Sorraia, com um percurso quase paralelo ao do Tejo, drena, com vales relativamente abertos, a vasta planície do Tejo [39].

Afluentes da margem direita	Afluentes da margem esquerda
Rio Erges	**Rio Sever**
Ribeira da Devesa	Ribeira Fivenco
Ribeira de Aravil	**Ribeira de Nisa**
Rio Pônsul	Ribeira de Figueiró
Ribeira de Acafal	Ribeira de Alferrreira
Rio Ocreza	Rio Torto
Ribeira da Eira	Ribeira de Alcolobra
Rio Zêzere	Ribeira da Foz
Ribeira Ponte Pedra	Ribeira de Ulme
Rio Almonda	Riebeira de Muge
Rio Alviela	Ribeira de Magos Sorraia
Ribeira Cabanas	**Rio Sorraia**
Rio Maior	Rio Almansor
Rio Alenquer	
Rio Grande da Pipa	
Rio Trancão	
Ribeira do Jamor	
Ribeira de Barcarena	
Ribeira da Laje	

Tabela 3. 4 – Afluentes do rio Tejo; a a negrito estão aqueles de maior relevo [40].

O **rio Sorraia** é o afluente da vertente esquerda que apresenta a maior das sub-bacias, com 7555 km^2, tendo o **Zêzere**, na vertente direita, cerca de 5080 km^2, sendo portanto estes dois rios os que maior importância assumem na BH Tejo. A contribuição do escoamento anual médio do Zêzere é francamente superior à do rio Sorraia, sendo da ordem dos 3292 hm^3/ano, comparativamente com os 1185 hm^3/ano do último rio [40].

Dos cerca de **2045 aproveitamentos hidráulicos** existentes na BH Tejo, existem **7 aproveitamentos hidroeléctricos de grande dimensão**. A sua capacidade produtiva instalada representa em termos percentuais dos totais nacionais, cerca de **14%** em termos de **energia produtível** e **13% em potência instalada**. As potencialidades presentemente identificadas relativas a futuros aproveitamentos deste tipo poderiam aumentar em perto de 50% os valores de energia e potência actuais, embora a sua concretização dependa, em boa parte, da realização de importantes empreendimentos de fins múltiplos no curso principal do rio Tejo e no vale do rio Ocreza [41].

Os aproveitamentos hidroeléctricos de grande dimensão (potência instalada superior a 10 MW) situados na parte portuguesa da bacia do rio Tejo, todos explorados por empresas do Grupo EDP, foram sobretudo construídos em finais da década de 40 e no início da década de 50, e destinaram-se essencialmente ao aproveitamento do potencial hidro-energético do rio Zêzere (Santa Luzia, Cabril, Bouçã e Castelo de Bode), do troço terminal do rio Ocreza (Pracana) e do curso principal do rio Tejo (Belver e Fratel).

Na tabela seguinte sintetizam-se algumas características técnicas, consideradas de maior interesse, dos aproveitamentos anteriormente referidos, que, subesquentemente, serão apresentados, com mais pormenor em anexo IV.

CARACTERÍSTICAS	S. LUZIA	CABRIL	BOUÇÃ	C. BODE	PRACANA	FRATEL	BELVER	TOTAIS
Curso de água	Unhais	Zêzere	Zêzere	Zêzere	Ocreza	Tejo	Tejo	—
Ano de entrada em serviço	1943	1954	1955	1951	1951/1993	1974	1951	—
Tipo de aproveitamento	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Fio de água	Fio de água	—
Área da bacia vertente (km^2)	88	2340	2525	3950	1410	59562	62802	—
Nível Máximo Normal (m)	655,6	294	174,5	121	114	74	46,2	—
Queda Útil Nominal (m)	320	98	56	80	45/51	22	12	—
Capacidade Útil da Albufeira (10^6 m^3)	53,7	615	7,9	902,5	95,6	21	7,5	1703,2
Número de Grupos	4	2	2	3	3	3	6	23
Caudal Nominal Total (m^3/s)	10	107	100	198	82	676	780	—
Potência Máxima (MW)	24,4	108	44	159	41	132	81	589,4
Potência Nominal (MVA)	32	122	56	172	45	150	96	673
Produtibilidade Média Anual (GWh)	67	310	162	390	58	365	220	1572

Tabela 3. 5 – Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Tejo com potência > 10 MW.

Destaca-se o armazenamento existente no conjunto das albufeiras do Cabril e de Castelo de Bode, totalizando perto de 1500 hm^3, que, para além do papel desempenhado como reserva energética estratégica do sistema electroprodutor nacional é utilizada como principal fonte de abastecimento de água à região de Lisboa [41].

CENTRAIS	CARACTERÍSTICAS	BACIA DO TEJO	TOTAL
POTÊNCIA > 10 MW	Número	7	38
	Potência Total	589,4 MW	4600 MW
	Produtibilidade	1572 GWh/ano	11000 GWh/ano

Tabela 3. 6 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Tejo e em Portugal Continental, dados da DGEG.

Em termos da contribuição em energia e potência, este conjunto de aproveitamentos de grande dimensão contribui com uma potência de 589,4 MW (13% do total de potência hidroeléctrica instalada) e com uma produção média anual estimada em 1572 GWh/ano (14% do total de energia hídrica produzida > 10 MW).



Figura 3. 20 – Barragem de Santa Luzia.

A construção do **aproveitamento hidroeléctrico de Santa Luzia**, situado no concelho de Pampilhosa da Serra, no distrito de Coimbra, teve início no ano de 1939.

Com vista a incrementar as afluências à albufeira de Santa Luzia, foi construída em 1949 nas cabeceiras do rio Ceira, em local um pouco a jusante da confluência da ribeira da Fórnea, a barragem do Alto Ceira. Assim, actualmente, o aproveitamento de Santa Luzia é **constituído** por **duas barragens**, a de **Santa Luzia** e a do **Alto Ceira** e pela **Central de Santa Luzia**.

A **barragem de Santa Luzia** é nitidamente uma **barragem de montanha**. Com os seus **76 m de altura** e um **coroamento de 178**, configura na perfeição o tipo de barragem em zona de alto desnível. Esta barragem foi feito o primeiro estudo em Portugal do modelo reduzido de uma barragem.

Construída entre dois enormes rochedos, é actualmente a única albufeira exclusiva do Concelho de Pampilhosa da Serra, sendo alimentada pelo **Rio Unhais** e pelo **Rio Ceira** (através do **túnel da Malhada do Rei**).

A **central Santa Luzia** é constituída por **quatro grupos de geradores tipo Pelton de eixo horizontal** cada um com **6,1 MW**, o que equivale a um **total de potência instalada de 24,4 MW** e uma **energia produzida em ano médio de 62 GWh**.

A **barragem do Alto Ceira** com os seus **36,5 m de altura**, está inserida no aproveitamento hidroeléctrico de Santa Luzia. **Armazena água** da bacia hidrográfica do rio Ceira **a montante**, recebendo água também das Ribeiras da Castanheira e do Tojo, através de cerca de 3,3 Km de túneis. A água armazenada é transferida para a albufeira de Santa Luzia, já na bacia do Rio Unhais, também por túnel com uma extensão de cerca de 7,0 Km, túnel este que tem ainda uma abertura para aproveitamento de água da Ribeira de Ceiroco e da vala da Serra da Rocha. A construção da barragem caracteriza-se por um **dique em arco estreito**, com fundações em xisto e estrutura em betão, tendo sido utilizada alguma matéria-prima da região, principalmente os seixos que eram recolhidos nas encostas circundantes.

Em termos da sua estrutura, esta barragem teve desde o seu primeiro enchimento um comportamento anómalo, caracterizado por deslocamentos progressivos horizontais para montante e verticais ascendentes, bem como pela evolução do seu estado de fissuração. Após diversos estudos sobre este comportamento, concluiu-se que este se deve a fenómenos de expansão do betão. Analisaram-se diversas possibilidades para solucionar este problema, tendo-se optado pela construção de uma nova barragem a jusante da existente. A **nova barragem do Alto Ceira substituirá a actual barragem**, que será parcialmente demolida e ficará submersa na albufeira do Alto Ceira, eliminando o actual problema de segurança estrutural a ela associado.



Figura 3. 21 – Barragem de Castelo de Bode.

O **aproveitamento de Castelo do Bode** situa-se no limite entre os concelhos de Abrantes e Tomar. A sua construção iniciou-se em 1945 e foi dada por terminada em 1951.

A **barragem** é de betão, por gravidade, mas com curvatura. A altura máxima acima da fundação é de 115 m. A cota do coroamento é de 124,3 m, e o comprimento do coroamento é de 402 m. As fundações são de gneisse e micaxisto. Esta construção tem um volume total de betão 430.000 m³ e é uma das mais altas de Portugal.

A **albufeira** localiza-se numa área de precipitação média anual de 1200 mm. O caudal integral médio anual é de 2 352 hm³. A área da albufeira ao NPA é de 32,910 hm². A capacidade total é 1.095 hm³, mas a sua capacidade útil é só de 900,5 hm³.

A barragem dispõe de **um descarregador de cheias**, de tipo orifício controlado por duas comportas. A cota da crista da soleira do descarregador é de 105 m, e o respectivo desenvolvimento da soleira atinge os 28 m. O caudal máximo descarregado é de 4.000 m³/s.

A **central hidroeléctrica** é constituída por **três grupos geradores** tipo **Francis**. A **potência instalada total é de 159 MW** e a **energia produzida em ano médio atinge 390 GWh**.



Figura 3. 22 – Barragem de Pracana.

O **aproveitamento de Pracana**, localizado no **rio Ocreza**, afluente da margem direita do Tejo entrou em serviço em **1950**, com uma **potência instalada de 15 MW**. Mais tarde, a EDP reformulou o aproveitamento que, após obras de recuperação e **reforço de potência** voltou a funcionar a partir de **1993,** .

É composto por uma **barragem** com **60 m de altura**; uma **central** composta por **três grupos geradores tipo Francis**, **dois de 7,5 MW** (1950) e **um de 26 MW** (reforço de 1993); a **subestação** da qual saem uma linha de **30 kV** que liga à **central do Fratel** e duas linhas de **63 kV** que ligam à **central de Pracana**, a partir da qual a energia é entregue à rede nacional.

Este aproveitamento tem uma **produção anual média** de **58 GWh**.



Figura 3. 23 – Barragem de Belver.

O **aproveitamento de Belver**, situado no rio Tejo, no concelho de Gavião, Portalegre, foi inaugurado em 1951.

A **barragem** tem **30 m de altura**, um **coroamento** com **47,5 m de cota** e um comprimento de **327,5 m.**

A **central hidroeléctrica**, a céu aberto, é constituída por **6 grupos de geradores com turbinas Kaplan** cada uma com uma potência instalada de **13,5 MW**, o que perfaz um **total de capacidade instalada** de **81 MW**.

A **produção de energia**, em média, por ano é de **220 GWh**.



Figura 3. 24 – Barragem de Cabril.

O **aproveitamento de Cabril** entrou em serviço em 1754. Foi um dos aproveitamentos da responsabilidade da ex-Hidroeléctrica do Zêzere..

A **barragem**, aproveita o efeito regularizador da grande albufeira espanhola de Alcântara, é composta por uma barragem com **132 m de altura**, tem um **coroamento** com **297 m de cota** e com **290 m de comprimento.**

A **central hidroeléctrica**, contígua à barragem, é constituída por **dois grupos de geradores tipo Francis de eixo vertical** cada um com uma potência instalada de **54 MW**, o que perfaz um **total** de **capacidade instalada** de **108 MW**.

A **produção de energia**, em média, por ano é de **310 GWh**.

A **subestação** tem duas saídas a 150 kV e uma a 15 kV para a ligação inter-centrais.



Figura 3. 25 – Barragem de Bouçã.

O **aproveitamento de Bouçã,** construído no rio Zêzere, a jusante da barragem de Cabril e a montante da barragem de Castelo de Bode, foi inaugurado em 1995.

A **barragem** tem **63 m de altura**, um **coroamento** com **181 m de cota** e **175 m de comprimento.**

A **central hidroeléctrica** é constituída por **2 grupos de geradores com turbinas tio Francis de eixo vertical** cada uma com uma potência instalada de **22 MW**, o que perfaz um **total de capacidade instalada** de **44 MW**.

A **produção de energia**, em média, por ano é de **162 GWh**.

.

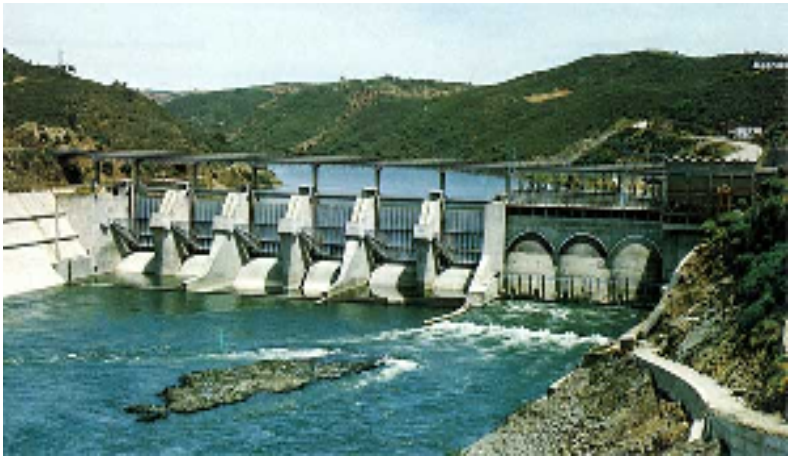


Figura 3. 26 – Barragem de Fratel.

O **aproveitamento de Fratel** entrou em serviço em 1974, e as suas obras também pertenceram à Hidroeléctrica do Zêzere. Está localizado no rio Tejo, cerca de 20 km a jusante das Portas de Ródão e cerca de 500 m a montante da foz do rio Ocreza.

A **barragem**, aproveita o efeito regularizador da grande albufeira espanhola de Alcântara, é composta por uma barragem com **48 m de altura**, tem um **coroamento** com **43 m de cota** e com **240 m de comprimento.**

A **central hidroeléctrica**, contígua à barragem, é constituída por **três grupos de geradores com turbinas Kaplan** cada uma com uma potência instalada de **44 MW**, o que perfaz um **total** de **capacidade instalada** de **132 MW**. A **produção de energia**, em média, por ano é de **365 GWh**.

A **subestação** tem saídas de 150 kV e uma a 30 kV que liga à central de Pracana que foi posteriormente inaugurada em 1993.

3.1.3. Bacia hidrográfica do Guadiana

A **Bacia Hidrográfica do Guadiana** – BH Guadiana – abrange uma superfície total de **66 800 km^2**, dos quais 55220 km^2 (83%) pertencem a Espanha e **11580 km^2** (17%) **a Portugal**. Trata-se da quarta maior bacia hidrográfica da Península Ibérica, depois das bacias do Douro, Ebro e Tejo.



Figura 3. 27 – Trajecto do rio Guadiana na Península Ibérica.

O **rio Guadiana** nasce nas **lagoas de Ruidera**, Espanha, a 1700 m de altitude, desenvolvendo-se ao longo de **810 km até à foz**, no oceano Atlântico, junto de **Vila Real de Santo António**. Em Portugal, o rio tem o seu trajecto ao longo de 260 km, dos quais 110, delimitam a fronteira [42].

Do ponto de vista morfológico, a BH Guadiana divide-se em **três zonas distintas**: **Alto**, **Médio** e **Baixo Guadiana**. Enquanto o Alto e Médio Guadiana constituem a parte espanhola, o Baixo Guadiana corresponde essencialmente à parte portuguesa do rio, contendo também a bacia espanhola de Chança [42].

A planície alentejana é a unidade morfológica natural predominante da BH Guadiana, que se caracteriza por uma **extensa superfície plana**, na qual os valores dos **declives** se situam maioritariamente **entre os 0% e os 5%**. Exceptua-se o **troço final**, em que o Guadiana corre na **Serra Algarvia**, sendo a altitude média de cerca de 237 m. O perfil longitudinal do rio é bastante regular, existindo alguns acidentes, sendo os mais notáveis a larga planície aluvial onde o rio se distende, entre Mérida e Badajoz [42].

A rede hidrográfica pode classificar-se como muito densa, apresentando, em geral, as vertentes dos cursos de água na forma rectilínea ou de vales encaixados. O rio Guadiana é o principal colector dos cursos de água do Alentejo Oriental, do território espanhol contíguo e dos cursos de água da parte nordeste da Serra do Caldeirão [42].

O **escoamento anual médio,** de acordo com o PNA 2001, gerado na totalidade da bacia do Guadiana ronda **7200 hm^3**, dos quais **1900 hm^3** são provenientes da **parte nacional** e **5500 hm^3** da **parte espanhola**. Como seria de esperar, há uma irregularidade de escoamento muito acentuada de acordo com os anos serem secos ou húmidos [43].

Os **principais afluentes do rio Guadiana**, em território português são os rios Caia, Degebe, Odearça, Cobres, Oeiras, Carreiras, Vascão, Xévora e Odeleite, na sua margem direita e Ardila e Chança, na margem esquerda.

O **rio Caia** é um afluente da margem direita do rio Guadiana, que nasce na serra de São Mamede, a 1020 m de altitude, no distrito de Portalegre. Em parte do seu curso, serve de fronteira, separando Portugal e Espanha, entre as cidades de Elvas e Badajoz. Nesta linha de água, foi construída a barragem de Caia com funções de rega e abastecimento. Desagua na margem direita do Guadiana no município de Elvas, após uma extensão de 67 km.

O **rio Degebe** nasce a norte de Évora, no Monte das Fontainhas e, após um percurso de 75 km, desagua a 10 km de São Marcos do Campo, no concelho de Reguengos de Monsaraz.

O **Rio Ardila**, é um rio internacional que nasce em Espanha na serra da Tentudia a 1100 m de altitude e desagua em Portugal na margem esquerda do Guadiana perto de Moura, após 55 km de extensão.

O **rio Chança** é um afluente da margem esquerda do Guadiana, com nascente na serra de Aroche, em Espanha, entrando em Portugal a sudeste de Vila verde de Ficalho. Tem uma extensão de 100 km, demarcando a fronteira entre Portugal e Espanha, em praticamente todo o seu percurso e desagua a jusante de Pomarão.

CENTRAIS	CARACTERÍSTICAS	BACIA DO GUADIANA	TOTAL
POTÊNCIA > 10 MW	Número	1	37
	Potência Total	240 MW	4589 MW
	Produtibilidade	166 GWh/ano	11000 GWh/ano

Tabela 3. 7 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Guadiana e em Portugal Continental, dados da DGEG.

O único aproveitamento hidroeléctrico existentes na parte portuguesa da BH Guadiana é o **Empreendimento de Fins Múltiplos do Alqueva** (ver anexo V e VI), o qual tem como **elemento principal**, o **aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva**, composto pela barragem e pela central. As restantes componentes de infra-estruturas deste empreendimento incluem: **barragem e central de Pedrógão**, a **estação Elevatória dos Álamos** e um conjunto de infra-estruturas que compõem o **Sistema Global de Rega** [45].



Figura 3. 28 – Barragem de Pedrógão.

A **barragem de Pedrógão** situa-se **23 km a jusante** da barragem **de Alqueva**, constituindo o **reservatório** destinado aos caudais turbinados em Alqueva. Por sua vez, os grupos que equipam a central de Alqueva são reversíveis, podendo bombear a água de volta para a albufeira de Alqueva, permitindo a sua reutilização e, consequentemente, rentabilizando a produção de energia eléctrica.



Figura 3. 29 – Barragem do Alqueva.

A **Barragem de Alqueva** tem **96 m de altura** e 458 m de coroamento, com um volume de betão de 1.200.000 m^3 e retém a **maior albufeira do continente europeu**, com uma **capacidade máxima de 4.150 hm^3**, dos quais **3.150 hm^3** representam a sua **capacidade utilizável.** Forma um espelho de água com cerca de 250 km^2, e tem um comprimento total de 83 km e as suas margens estendem-se por cerca de 1.100 km [46].

A Barragem de Alqueva é do tipo de **abóbada de dupla curvatura** e está equipada, em termos de órgãos de segurança, com **três descarregadores de superfície**, dois de meio fundo e uma descarga de fundo. Estes órgãos são destinados a conferir à barragem a necessária capacidade de escoamento logo que sejam ultrapassados os valores do **NPA**, situado **à cota 152 m** e, ainda, sempre que se registem valores elevados de afluências de caudais [46].

Os **descarregadores de superfície** proporcionam uma capacidade de **vazão total de 6.300 m^3/s**, por meio da acção das comportas de serviço, de tipo segmento, destinadas a obturar os respectivos vãos com 10 m de largura cada. Estes descarregadores possuem uma configuração do tipo canal e salto de esqui, para diminuição da erosão na bacia de jusante, correspondente à albufeira de Pedrógão [46].

O **circuito hidráulico** da barragem do Alqueva é constituído por duas tomadas de água com dois bocais cada uma, que se encontram equipadas com comportas do tipo lagarta manobradas por servomotor hidráulico. O **caudal máximo de admissão** é de **220 m^3/s** para cada tomada, estando todos os vãos, em número de quatro, protegidos por grades do tipo corrediça, cuja movimentação se efectua recorrendo à utilização de um pórtico rolante situado na plataforma da tomada de água, à cota do coroamento [46].

O aproveitamento possui a **capacidade de recuperação** dos caudais turbinados por meio de **bombagem** e utilizando o mesmo circuito hidráulico, com captação na albufeira de Pedrógão situada a jusante da albufeira de Alqueva. Para que o processo de restituição seja conseguido torna-se necessário recorrer ao funcionamento em bomba. Este é atingido com recurso à reversão do sentido de rotação do grupo proporcionada pelo funcionamento do motor. Esta reversibilidade é obtida através de um alternador-motor de 120 MW de potência, enquanto motor, e a roda da turbina cuja optimização resultou no compromisso entre um impulsor, órgão vital de qualquer sistema de bombagem, e uma turbina pura [46].

A **Central Hidroeléctrica de Alqueva** é do **tipo pé-de-barragem**, e está equipada com **dois grupos reversíveis** (turbina-bomba) de **120 MW cada**. São grupos **Francis de eixo vertical** com **queda útil de 72 m** e um **caudal turbinado de 203,2 m^3/s**. Assim, a **potência total instalada** é de, aproximadamente, **240 MW**, o que corresponde a uma **produção de energia média anual de 166 GWh** [46].

3.1.4. Bacia hidrográfica do Minho

A área da **parte portuguesa** da **Bacia Hidrográfica do rio Minho** – BH Minho – é de **799 km^2** e corresponde a cerca de 5% da sua **área total** (**17049 km^2**), uma vez que 95% (16250 km^2) se encontra em território espanhol [47].

O **rio Minho** é um rio internacional partilhado por Portugal e Espanha. Nasce em Espanha, na serra de Meira a uma altitude de 750 m e desagua em Portugal, no oceano Atlântico, frente a Caminha e La Guardia, após um **percurso** de **300 km**, dos quais 230 se situam em Espanha, servindo os restantes 70 km de fronteira entre os dois países [47].



Figura 3. 30 – Trajecto do rio Minho na Península Ibérica.

Estão definidas três grandes unidades hidrológicas homogéneas: **Alto Minho** (região mais a montante da BH Minho, tendo como limite a montante o rio Trancoso, um dos afluentes do rio Minho, que faz fronteira entre Portugal e Espanha e o seu limite a jusante é a linha que separa a bacia do rio Mouro – afluente do rio Minho – da bacia da ribeira do Ameal; nesta parte corre também o Alto Coura, afluente do rio Minho); **Médio Minho** (área compreendida entre as bacias da ribeira do Ameal e do rio Manco, onde se desenvolve o maior afluente do rio Minho desta unidade, o rio Gadanha; nesta parte corre o Baixo Coura); **Minho Inferior** (região drenada pelo troço final do rio) [47].

Os **escoamentos anuais médios**, de acordo com o PNA 2001, são da ordem dos **12100 hm^3**, na **totalidade**, o que corresponde a **11100 hm^3** provenientes da **parte espanhola** e **1000 hm^3** da **parte portuguesa**.

Os **principais afluentes** do rio Minho na parte portuguesa da BH Minho, desaguam na **margem esquerda** e são: o **rio Mouro**, **Gadanha** e **Coura**.

Na BH Minho apenas existem alguns aproveitamentos hidroeléctricos de baixa potência, ou seja, mini-hídricas [48].

3.1.5. Bacia hidrográfica do Sado

A **Bacia Hidrográfica do rio Sado** – BH Sado – abrange uma área de **7696 km^2** e é a bacia hidrográfica inteiramente portuguesa de maior área [49].

O **rio Sado** nasce na **serra da Vigia**, a 230 m de altitude, desenvolve-se ao longo de 180 km até à foz, no oceano Atlântico, junto a Setúbal. Num primeiro troço, entre a nascente e a confluência com a ribeira de Odivelas, o rio corre na direcção Sul-Norte, flectindo depois para noroeste, direcção que segue até à sua foz [49].

A BH Sado tem uma **altitude média** de **127 m**, estando as altitudes mais frequentes compreendidas entre 50 e os 200 m. Mesmo as altitudes mais acentuadas da BH Sado são relativamente baixas, existindo na vertente litoral a serra da Arrábida (510 m), a serra de Grândola (326 m) e a serra do Cercal (373 m) e na vertente interior, a serra da Vigia (393 m) e a serra de Portel (421 m) [49].

O Sado pode ser considerado como um **rio de superfície**, uma vez que mais de metade do seu percurso (95 km) se situa abaixo dos 50 m de altitude. O perfil longitudinal do rio apresenta dois troços distintos. O **troço de montante**, com cerca de 100 km de comprimento, com um **declive bastante mais acentuado** que o troço a jusante, onde se verifica um alargamento do rio, formando, a partir da confluência com a ribeira de São Martinho um complexo estuário com cerca de 100 km^2 de área. A BH Sado é dominada pelas áreas de declive compreendidos entre os 0 e os 5 % às quais correspondem, de uma forma geral, todo o estuário, a planície litoral, o «miolo» sedimentar da mesma e alguns retalhos da peneplanície do Baixo Alentejo [50].

Na BH Sado propriamente dita, o **escoamento médio anual** ponderado é cerca de **1000 hm^3**. O rio Sado, as restantes linhas de água a ele afluentes e as ribeiras da Costa Atlântica caracterizam-se por um regime de escoamento com **forte variação interanual** e vincado **carácter sazonal**, com largos períodos com caudais reduzidos ou mesmo nulos. Assim, embora o rio Sado e as linhas de água que drenam áreas irrigadas não apresentem, em ano médio, um longo período sem caudais, nas restantes linhas de água existe anualmente um período sem escoamento com duração média de 3 meses.O período mais seco ocorre nos meses de Maio a Outubro, com especial relevo para Junho, Julho e Agosto. O semestre húmido ocorre de Novembro a Abril, concentrando-se neste período cerca de 97 % do escoamento médio anual da bacia do Sado propriamente dita [50].

Os seus **principais afluentes** da margem esquerda, de jusante, para montante, são as **ribeiras de Grândola**, **Corona** e **Campilhas**. Já na margem direita, os principais afluentes, de

acordo com a mesma orientação, são as **ribeiras de Marateca**, **São Martinho**, **Alcáçovas**, **Xamarra**, **Odivelas** e **Roxo** [49].

Na BH Sado só existem duas centrais hidroeléctricas que fazem parte de duas barragens do Aproveitamento Hidroagrícola do Vale do Sado, uma contígua à Barragem de Vale do Gaio, com uma produção anual média de 2,6 GWh e outra, tipo pé de barragem, adjacente à Barragem Pego do Altar, com uma produção média anual de 5,2 GWh [51].

3.1.6. Bacia hidrográfica do Mondego

A área da **bacia hidrográfica do Rio Mondego** – BH Mondego – é de **6 645 km²**, tratando-se da segunda maior bacia integralmente nacional [52].



Figura 3. 31 – Bacia hidrográfica do rio Mondego [52].

O **rio Mondego** é o maior rio português com bacia hidrográfica integralmente em território nacional. Nasce na **Serra da Estrela**, a 1 525 m de altitude, numa pequena fonte designada por "*O Mondeguinho",*no sítio de Corgo das Mós*,* percorrendo 258 km até desaguar no Oceano Atlântico junto à Figueira da Foz.

Ao longo do seu trajecto, o rio Mondego corre em tipos de vales distintos, podendo ser identificados os seguintes troços [9], [52]:

- ***ALTO MONDEGO****:* troço de rio inserido no maciço da Serra da Estrela, que corre ao longo de vales glaciares;

- ***MÉDIO MONDEGO**:* troço de rio entre as faldas da Serra da Estrela e Coimbra, onde o rio serpenteia através de vales encaixados. Neste troço, afluem os rios Dão, Alva e Ceira;
- ***BAIXO MONDEGO***: troço de rio a jusante de Coimbra, que corre em vales abertos, em zona de planícies. Neste troço, afluem os rios Arunca e Pranto.

Do ponto de vista morfológico, a bacia do Mondego é enquadrada pela cordilheira central, no planalto da Beira Alta, que a separa da bacia do Tejo, e a Noroeste é limitada pelas serras do Caramulo (1071 m) e do Buçaco (568 m), que a separam da bacia do rio Vouga. A serra de Lorvão, com cerca de 500 m de altitude máxima, constitui o último acidente orográfico que encaixa o rio Mondego antes de este entrar na zona de planície. Da análise dos perfis longitudinais destaca-se o **elevado declive** na zona de montante dos rios Alva e Deira.

O regime do Mondego, de características torrenciais, resulta do acidentado da bacia e dos acentuados declives do seu percurso, aliados a uma forte pluviosidade no Outono e no Inverno, e dos degelos da Serra da Estrela e do Caramulo, criando caudais de acentuada diversidade, podendo variar entre os mais de 4 000 m^3/segundo – registados diversas vezes em períodos de acentuada pluviosidade, como aconteceu no Inverno de 2001 -, e apenas o 1 metro^3/segundo, no pino do Verão [9].

O **escoamento anual médio** da BH Mondego é de, aproximadamente, **3400 hm^3**, de acordo com o PNA 2001.

De acordo com o levantamento efectuado no âmbito da elaboração do Índice Hidrográfico para a bacia do Mondego, foram aí identificados 502 cursos de água. Os **principais afluentes** do rio Mondego são, na margem direita, o rio Dão e, na margem esquerda, os rios Pranto, Arunca, Ceira e Alva [9], [53].

O **rio Dão**, afluente do rio Mondego com maior bacia hidrográfica, nasce próximo de Aguiar da Beira e conflui com o rio Mondego, na albufeira da barragem de Aguieira. A sua bacia drena uma área de 1 377 km^2 e a linha de água principal vence um desnível máximo de cerca de 800 m, desenvolvendo-se ao longo de 92 km. Por sua vez, tem outro afluentes com um caudal com algum significado, o rio Paiva [9], [52].

O **rio Pranto**, primeiro afluente importante da margem esquerda do rio Mondego, nasce no concelho de Leiria, atinge um desnível máximo de cerca de 200 m e extende-se ao longo de 43 km [52].

O **rio Arunca**, nasce no distrito de Leiria, perto de Pombal, mais precisamente da freguesia Albergaria dos Doze tem uma bacia de 765 km^2 e desenvolve-se ao longo de 57 km [52].

O **rio Ceira** nasce na serra do Açor e conflui com o rio Mondego em Coimbra, drena uma bacia hidrográfica de 737 km² e desenvolve-se ao longo de 100 km [9], [52].

O **rio Alva**, último dos afluentes mais importantes da margem esquerda, conflui com o rio Mondego cerca de 4 km a montante de Penacova. A sua nascente situa-se próximo de

Sabugueiro, na Serra da Estrela. De relevo bastante acentuado o rio Alva vence um desnível total de cerca de 1 650 m num percurso de 111 km [9], [52].

Na BH Mondego, os **aproveitamentos hidroeléctricos** assumem particular importância. Os grandes aproveitamentos hidráulicos construídos, embora não se destinem exclusivamente à hidroelectricidade, têm pelo menos uma componente importante de produção energética. Esta natural apetência da bacia para a produção de energia eléctrica está a ser abordada cuidadosamente em termos da gestão dos recursos hídricos. De facto, como é sabido, a produção hidroeléctrica requer a disponibilização de volumes de regularização para optimização do aproveitamento das afluências e, além disso, o valor da energia depende do período em que é produzida [54].

CENTRAIS	CARACTERÍSTICAS	BACIA DO MONDEGO	TOTAL
POTÊNCIA > 10 MW	Número	8	38
	Potência Total	479,7 MW	4600 MW
	Produtibilidade	757 GWh/ano	11000 GWh/ano

Tabela 3. 8 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Mondego e em Portugal Continental, dados da DGEG.

A produção de energia hidroeléctrica a nível nacional atinge actualmente, em termos médios, valores da ordem dos 11 000 GWh/ano. A **parcela de energia hidroeléctrica** produzida na BH Mondego (aproximadamente **700 GWh/ano**) representa cerca de 6 % da energia hidroeléctrica produzida a nível nacional. Os grandes aproveitamentos hidráulicos construídos na bacia, embora não se destinem exclusivamente à hidroelectricidade, têm pelo menos uma componente importante de produção energética. Já em termos de **potência instalada**, aquela proveniente do rio Mondego corresponde a aproximadamente **10 %** do total de potência instalada em hidroelectricidade [53].

Para um escoamento médio anual gerado pela bacia hidrográfica do Mondego, que se estima em 3400 hm^3/ano, a bacia hidrográfica tem um potencial hidroeléctrico teórico máximo de 5 000 GWh/ano, assim, está actualmente utilizado cerca de 10% desse potencial [53].

Antes de se proceder à descrição de cada um dos aproveitamentos hidroeléctricos com potência instalada superior a 10 MW, serão expostas, numa tabela, as suas principais características resumidas e, em Anexo VII, as mesmas de forma detalhada.

CARACTERÍSTICAS	AGUIEIRA/ FRONHAS	RAIVA	SABUG. I	SABUG. II	CALDEIRÃO	DESTERRO	P^te JUGAIS	V. COVA	TOTAIS
Curso de água	Mondego	Mondego	R^a Lagoa	R^a Cóvão Urso	R^a Caldeirão	Alva	Alva	Alva	—
Ano de entrada em serviço	1981	1982	1947	1993	1994	1959	1923	1937	—
Tipo de aproveitamento	Albufeira	Peq. Armazena^to.	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Peq. Armazena^to	Fio de água	Peq. Armazena^to	—
Área da bacia vertente (km^2)	3100	3326	14	14,4	174	(s/ dados)	42	47	—
Queda Altura Média (m)	60	16	594	418	193	(s/ dados)	238	209	—
Capacidade Útil da Albufeira (10^6 m^3)	253	12	15	4,9	5,4	(s/ dados)	(s/ dados)	(s/ dados)	—
Número de Grupos	3	2	3	1	1	2	2	3	17
Potência Máxima (MW)	336	24	12,8	10	40	13,2	20,3	23,4	479,4
Produtibilidade Média Anual (GWh)	440	48	49	30	52	29	52	57	757

Tabela 3. 9 - Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Mondego com potência > 10 MW .



Figura 3. 32 – Barragem da Aguieira.

O **aproveitamento hidroeléctrico da Aguieira-Fronhas** aproveita os caudais derivados do rio Alva, através da barragem das Fronhas. O **açude da Raiva** funciona como **contra-embalse da Aguieira**, permitindo a modelação dos caudais descarregados da Aguieira e a bombagem de água novamente para a albufeira de montante durante as horas mortas, para turbinar durante as horas de ponta, rentabilizando assim o aproveitamento. Os volumes de água transferidos da albufeira de Fronhas para a albufeira da Raiva justificam-se exclusivamente para o aumento da rentabilidade hidroelétrica do sistema. Em termos de estrita necessidade de regularização para abastecimento público e industrial e para a rega do Aproveitamento Hidroagrícola do Baixo Mondego tais transferências não seriam essenciais [53].

A **barragem da Aguieira** é de betão, em abóbadas múltiplas, com **89 m de altura** e uma **albufeira** com **450 hm^3 de armazenamento bruto**, a qual permite realizar a principal parte das funções de regularização de caudais e de defesa contra cheias [54].



Figura 3. 33 – Barregem de Fronhas.

A **barragem de Fronhas**, no rio Alva, com uma **capacidade de armazenamento bruta** de **89 hm^3**, não dispõe de central própria, pelo que as águas da sua albufeira são desviadas para a albufeira da barragem da Aguieira através de um **túnel** com cerca de **8 km de extensão**, sendo posteriormente turbinadas, primeiramente na central desta barragem e depois na central da barragem da Raiva. Esta última, situada a jusante da Aguieira, foi construída apenas com o objectivo de constituir um contra-embalse desta, para assegurar a modulação dos caudais e permitir o bom funcionamento da central reversível da Aguieira, a qual turbina caudais nas horas de ponta do diagrama de cargas, que depois são bombeados nas horas de vazio. A barragem de Fronhas tem como **objectivo**, para além do **controlo de cheias**, **o reforço das disponibilidades hídricas da Aguieira**, efectuado através da transferência de caudais entre estas duas albufeiras [54].



Figura 3. 34 – Barragem da Raiva.

Por seu lado, a **barragem da Raiva** tem igualmente o propósito de criação de um plano de água para o contra-embalse, permitindo a bombagem de água para a albufeira da Aguieira durante os períodos mortos do consumo de energia [54].

As barragens da Aguieira e Fronhas e o açude da Raiva constituem empreendimentos hidráulicos de fins múltiplos, cujas principais finalidades são: o controlo de cheias, a produção de energia eléctrica e o abastecimento de água à rega, indústria e ao sector doméstico e público. O seu papel no controlo de cheias em Coimbra e no Baixo Mondego consiste em encaixar os caudais de cheias de modo a que o caudal de ponta de cheia centenária em Coimbra seja inferior a 1 200 m^3/s. Para tal, as regras de operação da barragem da Aguieira implicam que no período que decorre entre os princípios de Outubro e meados de Abril, o nível de água na albufeira deve ser mantido abaixo da cota 118 m o que corresponde, sendo o Nível Pleno Armazenamento à cota 125 m, um volume de encaixe para cheias de cerca de 120 hm^3. Para apoio ao controlo de cheias existe em funcionamento e sob exploração da EDP um

sistema de previsão de cheias em tempo real na bacia do Mondego, que permite optimizar, em situação de cheia, a operação do sistema Aguieira-Fronhas [54].

A **produção de energia eléctrica** é realizada na **central hidroeléctrica da Aguieira** e no **central de Raiva**, constituindo este sistema uma das componentes de produção hidroeléctrica significativa no actual sistema electroprodutor da EDP [54].

A **central hidroeléctrica da Aguieira**, tipo **pé-de-barragem**, é constituída por **três grupos geradores**, cada um com uma **turbina-bomba tipo Francis** de **112 MW,** o que perfaz um total de **336 MW** de **potência instalada**. A **produção energética** num ano médio é de aproximadamente **440 GWh/ano**.

A **central hidroeléctrica de Raiva**, contígua à barragem, é constituída por **dois grupos geradores**, cada um com uma **turbina-bolbo tipo Francis** de **12 MW,** o que perfaz um total de **24 MW** de **potência instalada**. A **produção energética** num ano médio é de aproximadamente **48 GWh/ano**.

Para além deste sistema, embora de menor envergadura, é também de destacar o **Sistema Hidroeléctrico da Serra da Estrela**, que é constituído por nove albufeiras e cinco centrais localizadas entre as cotas 344 e 1730 e que tem uma potência instalada de 58.5 MW, produzindo nem média cerca de 200 GWh/ano [53].

Trata-se de um **aproveitamento em cascata**, onde os caudais turbinados nas centrais de montante são sucessivamente utilizados para alimentação das centrais de jusante. Apenas as duas centrais de montante Sabugueiro I e II, situadas uma ao lado da outra, estão directamente ligadas a albufeiras que promovem a regularização da totalidade das afluências aí turbinadas. As restantes centrais são do tipo misto, onde uma parte dos caudais turbinados aflui, portanto, a fio-de-água ou de pequeno armazenamento [54].



Figura 3. 35 – Barragem da Lagoa Comprida.

A **central de Sabugueiro I** é alimentada a partir da albufeira da **barragem da Lagoa Comprida** à qual afluem, além dos caudais da bacia própria, os gerados pelos Covões dos Conchos e do Meio, derivados por intermédio de tuneis. O Covão do Forno alimenta directamente o canal de ligação entre a Lagoa Comprida e a câmara de carga de Sabugueiro I. A bacia total dominada por sete aproveitamentos é de 14 km^2 [54].

Esta central, a céu aberto, é constituída por **três grupos geradores**, cada um com uma **turbina tipo Pelton** de **4,3 MW,** o que perfaz um total de **12,8 MW** de **potência instalada**. A **produção energética** num ano médio é de aproximadamente **49 GWh/ano**.



Figura 3. 36 – Barragem do Lagoacho.

Os caudais que afluem à câmara de carga da **central de Sabugueiro II** provam, por um lado, de uma derivação em canal construida a partir do Covão do Curral, e por outro, do sistema de albufeiras interligados por túnel (Vale do Rossim-Covão da Erva-Fome-Lagoacho), às quais se juntam os caudais de Vale do Conde e Penhas Douradas derivados através de um canal. A área da bacia deste aproveitamento é de 14,4 km^2. O conjunto de centrais Sabugueiro I e II constituem, desta forma, dois sistemas independentes cujo único ponto comum é o local de restituição dos caudais turbinados [54].

A **central hidroeléctrica de Sabugueiro II**, contígua à barragem, é constituída por **um grupo gerador** de **10 MW,** de **potência instalada**. A **produção energética** num ano médio é de aproximadamente **30 GWh/ano**.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Desterro**, localizado na margem esquerda do rio Alva, que iniciou a sua exploração em 1959 e foi objecto de uma profunda remodelação e modernização, concluída em 1995. A central de Desterro está equipada com dois grupos com uma **potência total** de **12,8 MW** e uma **produção anual média** de **29 GWh**, em média. [54].

Os caudais turbinados na **central de Ponte Jugais** são provenientes da restituição das centrais do Desterro, da bacia própria do açude (7,8 km^2) e de uma derivação em canal construída a partir do açude da Caniça (11,1 km^2), que liga directamente à câmara de carga do aproveitamento. No açude desta central são ainda derivadas águas para rega e para abastecimento da Câmara Municipal de Seia [54]. Esta central tem uma **potência instalada** de **20,3 MW** e uma **produção anual média** de **52 GWh**.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Vila Cova**, localizado junto da ribeira de Paradas, que iniciou a sua exploração em 2001, substituindo a antiga central de Vila Cova, entretanto desactivada. A central de Vila Cova está equipada com dois grupos que possuem potências instaladas de 11,7 MW, o que equivale a **23,4 MW** de **capacidade total instalada**, produzindo, em média, **57 GWh** de energia, num ano [54].



Figura 3. 37 – Barragem do Caldeirão.

O aproveitamento hidroeléctrico do Caldeirão situa-se em plena serra da Estrela, na ribeira do Caldeirão e é constituído pela barragem do Caldeirão com considerável capacidade de armazenamento (5,5 hm^3 de capacidade total), por um açude explorado a fio-de-água (Açude dos Trinta) situado no próprio rio Mondego e por um circuito hidráulico que interliga estas duas obras. Para a produção de energia eléctrica, a água da albufeira é conduzida até á central por um **circuito hidráulico** constituído pelos seguintes elementos [54]:

- **Tomada de água**, situada junto à barragem, na margem direita, equipada com grade grossa, grade fina e comporta tipo vagão;
- **Túnel de carga**, com um diâmetro de 3.1 m e cerca de 985 m de comprimento;
- **Válvula de topo**, do tipo borboleta, que funciona como órgão de segurança da conduta forçada;

- **Chaminé de equilíbrio**, cilíndrica, com 4,20 m de altura, dotada de câmara de expansão e câmara de alimentação;
- **Conduta forçada**, correndo a céu aberto ao longo da vertente da encosta e mergulhando no terreno à chegada à central, terminando na válvula esférica. No total, a conduta tem um comprimento de 375 m e o seu diâmetro varia entre 2,60 m, na parte superior, e 1,67 m, no troço final.

A **central hidroeléctrica** implanta-se na margem direita do rio Mondego, cerca de 650 m a jusante da foz da ribeira do Caldeirão e muito próximo, também a jusante, da ponte da Mizarela. Está equipada com **um grupo gerador** constituído por uma **turbina tipo Francis** e por um alternador, com uma **potência instalada** de **40 MW**. A **produção** de energia anual é de cerca de **52 GWh**.

À turbina segue-se o difusor, através do qual as águas são restituídas ao rio Mondego. Na parte terminal do difusor, uma comporta corrediça permite isolar por jusante o **circuito hidráulico**, possibilitanto trabalhos de vistoria e conservação. Adjacente à central situa-se a **subestação**, ligada à subestação da Guarda e equipada com um transformador trifásico, cuja função é elevar a tensão de 6 000 V da corrente gerada pelo alternador para a tensão de transporte de 63 000 V [53].

3.1.7. Bacia hidrográfica do Vouga

O **rio Vouga** nasce na **serra da Lapa**, a cerca de 930 m de altitude e percorre **148 km** até desaguar na Barra de Aveiro. A sua BH, com **3 645 km²** de **área**, situa-se na zona de transição entre o Norte e o Sul de Portugal [55]. Com uma orientação geral Nascente-Poente, o rio percorre declives bastantes variáveis, consoante a litologia dos terrenos que atravessa. Em termos orográficos, a bacia do Vouga tem uma **altitude média** de **263 m**, sendo as unidades com maiores altitudes e maiores declives, as do Médio Vouga e de cabeceiras e aquelas com uma altitude inferior a 200 m, a do Baixo Vouga [56].

Esta bacia não constitui, no seu conjunto, uma bacia "*normal*", com um rio principal bem diferenciado e respectivos afluentes. Com efeito, trata-se de um conjunto hidrográfico de rios que actualmente desaguam muito perto da foz do Vouga, numa laguna que comunica com o mar, a Ria de Aveiro, havendo ainda uma densa rede de canais mareais e de delta relacionados com a mesma laguna. Os rios principais deste conjunto são o próprio Vouga (e seus afluentes até à confluência com o rio Águeda), o Águeda e o seu afluente, Cértima, podendo acrescentar-se-lhe o Caster e o Antuã, na parte Norte, e o Boco e a ribeira da Corujeira, a Sul, todos desaguando na Ria de Aveiro mas individualizados do Vouga [55], [56].

Em termos geomorfológicos, a bacia superior do Vouga é definida na zona de Angeja, imediatamente antes da entrada do rio na Ria de Aveiro, podendo ser identificados os seguintes troços [55],[56]:

- **BAIXO VOUGA**: corresponde à região da Ria de Aveiro e apresenta as seguintes características morfológicas: terrenos planos, elevado nível freático e influência das marés no regime hidrológico dos canais da ria.
- **ALTO VOUGA**: troço de rio que se desenvolve até S. Pedro do Sul. Neste troço, correspondente às Cabeceiras, a bacia apresenta uma forma relativamente alongada e o rio desenvolve-se numa zona de planalto.
- **MÉDIO VOUGA**: parte do rio Vouga entre S. Pedro do Sul e Angeja. A jusante de S. Pedro do Sul, o rio Vouga deixa de se desenvolver numa zona de planalto, entrando numa zona de relevo mais acentuado, de vales encaixados e densidade de drenagem superior ao do Alto Vouga. Porém, no seu troço final, o rio volta novamente a correr em leitos menos declivosos, em vales abertos e com leitos de cheias em ambas as margens (é neste troço que conflui o rio Águeda, principal afluente do rio Vouga). Na zona do Médio Vouga, a bacia hidrográfica tem forma relativamente arredondada.

Em termos hidromeorfológicos, foram definidas **5 unidades hidrológicas homogéneas**, de acordo com os diferentes tipos de morfologia, clima, regime hidrológico e ocupação do solo, [55], [56]:

- **Baixo Vouga – Sul**: zona terminal da bacia, que corresponde à zona lagunar que abrange o Braço Sul da ria. Os principais afluentes são a ribeira da Corujeira e o rio Boco.
- **Médio Vouga – Esquerdo**: zona que se desenvolve até à entrada na Ria de Aveiro em que o rio corre num leito pouco declivoso, em vales suaves e com leitos de cheias em ambas as margens (é neste troço que conflui o rio Águeda, principal afluente do rio Vouga). Nesta zona a bacia hidrográfica tem forma relativamente arredondada. Na margem esquerda do rio Vouga e de jusante para montante confluêm o rio Águeda e o rio Marnel.
- **Médio Vouga – Direito**: zona da bacia que se desenvolve entre S. Pedro do Sul e Albergaria-a-Velha. A jusante de S. Pedro do Sul, o rio Vouga deixa de se desenvolver numa zona de planalto, entrando numa zona de relevo mais acentuado, de vales encaixados e densidade de drenagem elevada. Os principais afluentes do rio Vouga na margem direita, de jusante para montante são os rios Caima, Mau, Teixeira e Varoso.
- **Cabeceiras**: zona superior da bacia que se desenvolve até S. Pedro do Sul, onde esta apresenta uma forma relativamente alongada e o rio desenvolve-se numa zona de planalto. Unidade onde se incluem as bacias do rio Sul e do rio de Mel.

- **Baixo Vouga – Norte**: Corresponde à zona lagunar designada correntemente por ria de Aveiro. Afluente ao rio Vouga, o Braço Norte da Ria de Aveiro (que inclui os rios Antuã, Fontão, Negro e a ribeira de Caster), e o Braço da Gafanha (que inclui a zona superior da bacia do rio Boco).

Os **principais afluentes** do rio Vouga (Bacia Superior) na margem direita, de jusante para montante são os rios Caima, Mau, Arões, Teixeira, Varoso, Sul e Mel. Na margem esquerda e igualmente de jusante para montante, existe o rio Águeda, o rio Marnel, a ribeira de Ribamá, o rio Troço e a ribeira de Brazela. A montante da confluência com o rio Águeda verifica-se que os afluentes da margem esquerda têm uma magnitude muito reduzida, quando comparados com os afluentes da margem direita [55],[56].

O **rio Caima**, primeiro afluente importante da margem direita do rio Vouga, nasce na Serra da Freita, em Albergaria da Serra, a uma altitude de cerca de 1000 m. Extende-se ao longo de aproximadamente 50 km, sendo a zona superior muito declivosa e encaixada e a zona inferior relativamente plana [55],[56].

O **rio Mau**, de muito menores dimensões, em termos de bacia hidrográfica e desenvolvimento do curso de água, atinge um desnível máximo de cerca de 820 m nasce na serra da Arada, em vale de Cambra e apresenta um trajecto muito declivoso e encaixado, particularmente o seu troço superior [55],[56].

O **rio Teixeira** conflui com o rio Vouga aproximadamente a 5 km a jusante de Sejães. As linhas de água são muito declivosas e encaixadas [55],[56].

O **rio Varoso** de grande desnível, cerca de 970 m (bacia hidrográfica), desenvolve-se ao longo de 18 km [55],[56].

O **rio Sul** que conflui com o rio Vouga em S. Pedro do Sul, contribui com uma bacia apreciável. De vales abertos no troço final, apresenta na zona superior um relevo acentuado [55],[56].

O **rio Mel**, último dos afluentes mais importantes da margem direita, conflui com o rio Vouga próximo de Ribafeita. De relevo bastante diversificado, esta bacia hidrográfica apresenta zonas de vales muito encaixados, alternando com vales abertos e leitos de cheia em ambas as margens. O desnível máximo da bacia é de aproximadamente 660 m e o seu desenvolvimento total de cerca de 16 km [55],[56].

O **rio Águeda**, principal afluente do rio Vouga, possui como cursos de água afluentes mais importantes, o rio Cértima e o rio Alfusqueiro. É uma bacia hidrográfica de relevo muito diversificado, com ocupação que demonstra um grande desenvolvimento urbano e industrial.

O desnível total da bacia hidrográfica é de 1 066 m e o seu desenvolvimento é de 51 km aproximadamente [55],[56].

O **rio Troço**, último dos afluentes mais importantes da margem esquerda, conflui com o rio Vouga em S. Pedro do Sul. De relevo bastante acentuado, vence um desnível total na bacia hidrográfica de cerca de 510 m num percurso de 19 km [55],[56].

O **escoamento anual médio** da BH Vouga é de, aproximadamente, **1900 hm^3/ano**, de acordo com o PNA 2001. A afluência média anual para um ano seco é de 1098 hm^3/ano, enquanto que para um ano húmido é de 2670 hm^3/ano [55], [56].

A capacidade de armazenamento e consequente capacidade de regularização das afluências geradas na bacia do Vouga é muito reduzida. Esta deve ser uma das maiores bacias nacionais em que a capacidade de armazenamento total da bacia não atinge 1 hm^3 . Esta situação conduz à enorme precaridade da garantia de fornecimento de água, principalmente das zonas que dependem de origens superficiais. Além disso, o perfil longitudinal do rio Vouga não tem quedas marcadas [56].

Para um **caudal médio anual** gerado pela bacia hidrográfica do Vouga, que se estima em **60,5 m^3/s**, a bacia hidrográfica tem um **potencial hidroeléctrico teórico máximo** de **3 000 GWh/ano** estando actualmente a ser utilizado menos de 1% desse potencial, através essencialmente dos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos explorados pela EDP e dos aproveitamentos mini-hídricos [55],[56].

3.1.8. Bacia hidrográfica do Lima

A **bacia hidrográfica do rio Lima** – BH Lima – tem uma superfície de aproximadamente **2450 km^2**, dos quais cerca de **1140 km^2** (46,5%) em **território português**. A sua bacia é limitada a norte pela bacia hidrográfica do rio Minho, a leste pela do rio Douro e a sul pelas bacias dos rios Cávado e Âncora [57],[58].



Figura 3. 38 – Bacia hidrográfica do rio Lima.

O **rio Lima** nasce em Espanha, na **serra de São Mamede** a cerca de 950 m de altitude, percorrendo 41 km até entrar em território português no vale criado pela serra da Peneda e do Gerês. Tem cerca de **108 km** de **extensão**, dos quais 67 km em território português e desagua em Viana do Castelo. O **principal afluente** em Portugal é o **rio Vez**, situado na sua margem direita, com um comprimento de 39 km e drenando uma área de 263 Km^2, que corresponde a 11% da área total da bacia [57], [58].

A **altitude média** da bacia do rio Lima é de **447 m**, variando entre os 0 e os 1416 m, considerando a parte portuguesa. Os sectores mais elevados da bacia são, a norte, a Serra da Peneda, com 1 416 m, e, a sul, à Serra Amarela com 1 361 m. Desde a fronteira com Portugal até à foz em Viana do Castelo, o rio Lima tem cerca de 67 km de comprimento. O seu perfil longitudinal apresenta três sectores distintos [57]:

- O **sector de montante**, de declive suave, talhado na superfície planáltica à entrada de Portugal, que ronda 800 m de altitude;
- O **sector intermédio**, declivoso, com declive médio da ordem de 1,5%, que corresponde ao percurso de montanha entre a barragem do Alto Lindoso e um pouco a montante de Ponte da Barca, onde o vale é muito encaixado com vertentes íngremes;
- O **sector de jusante**, com cerca de 35 km de extensão, entre Ponte da Barca e Viana do Castelo, com declive médio da ordem de 0,1%, onde o vale se apresenta largo, de vertentes suaves, particularmente a jusante de Ponte de Lima.

As disponibilidades hídricas na bacia hidrográfica do rio Lima, em regime natural, estão essencialmente dependentes da forma como a precipitação se distribui espacial e temporalmente e dos valores atingidos [57].

O **escoamento anual médio** desta BH é da ordem dos **3600 hm^3**. Quanto à avaliação do escoamento gerado em **Espanha** os estudos realizados conduzem a um valor de **1.600 hm^3**, sendo o escoamento gerado na **parte portuguesa** da bacia do Lima de cerca de **1.500 hm^3**.

Actualmente o volume útil total de armazenamento na parte portuguesa da bacia do Lima é de aproximadamente 400 hm^3. Em Espanha a capacidade de armazenamento útil total é de aproximadamente 170 hm^3, distribuídos por duas albufeiras, Las Conchas (80 hm^3) no rio Lima e Las Salas (87 hm^3) no rio Salas, destinadas essencialmente à produção de energia [58].

Na área abrangida pela Bacia Hidrográfica do Lima encontram-se actualmente em exploração 3 grandes aproveitamentos hidroeléctricos (definidos como os que têm potência instalada superior a 10 MW), cujas principais características se encontram resumidas nas seguintes tabelas (ver detalhes no Anexo VIII).

CARACTERÍSTICAS	ALTO LINDOSO	TOUVEDO	LINDOSO
Ano de entrada ao serviço	1992	1993	1922
Tipo de Aproveitamento	Albufeira	Albufeira	Fio de Água
Potência Máxima (MW)	630	22	42
Energia Produzida (GWh)	948	67	6.0

Tabela 3. 10 – Aproveitamentos hidroeléctricos de grande dimensão (P > 10mw) da BH Lima .

CENTRAIS	CARACTERÍSTICAS	BACIA DO LIMA	TOTAL
POTÊNCIA > 10 MW	Número	3	38
	Potência Total	696,1 MW	4600 MW
	Produtibilidade	1020 GWh/ano	11000 GWh/ano

Tabela 3. 11 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Lima e em Portugal Continental, dados da DGEG.

O **Aproveitamento de Lindoso**, em funcionamento desde **1922**, com uma potência instalada de **7 MW**, foi objecto de diversas alterações na potência instalada, nomeadamente em **1923 (+ 7 MW)**, em **1932 (+ 14 MW)** e **1945 (+14 MW).** As afluências actualmente turbináveis resultam das captações feitas para o extenso canal de adução, que se desenvolve na encosta da margem esquerda do rio Lima ao longo de 6,8 km, com alguns troços a céu aberto e outros em túnel. Nos períodos de estiagem, o sistema constituído pelo canal e pelas derivações existentes, possibilita ainda o fornecimento de caudais de rega para as parcelas agrícolas da zona [57].



Figura 3. 39 – Barragem do Alto Lindoso.

O **aproveitamento de Alto Lindoso**, situado no curso principal do rio Lima a escassas centenas de metros da fronteira com Espanha, é o centro produtor hídrico português com

maior potência instalada. Foi construído no local do antigo açude do Lindoso entre 1982 e 1992, com base no Convénio Luso-Espanhol de 1960, para os grandes rios limítrofes entre Portugal e Espanha. Para além da importante função energética, este aproveitamento condicionou mudanças favoráveis, em termos sociais, permitindo a ligação entre Arcos de Valdevez e Soajo e constitui uma forma de regulação do caudal do rio Lima, juntamente com a Barragem de Touvedo [59].

A inexistência de acessos ao local onde foi construído o aproveitamento exigiu a construção de obras acessórias, nomeadamente 67 km de estradas, quatro pontes em Portugal e sete em Espanha. Assim, os 10 anos de construção do aproveitamento do Alto Lindoso incluíram o empreendimento propriamente dito e também estas infra-estruturas acessórias [59].

Os **números ditam a grandiosidade da obra**, nomeadamente a execução de cerca de 1 200 000 m^3 em escavações, detonagem na ordem dos 600 000 m^3, utilização de 300 000 m^3 de betão, 10 000 toneladas de aço. Esta obra magnânime custou, aproximadamente, 800 milhões de euros, no entanto, supõe-se que o valor que foi dispendido, até 2002 já teria sido igualado em lucros obtidos. Este projecto de Engenharia Portuguesa ganhou, em **1994**, o **Prémio Internacional Puente de Alcântara** [59].

A potência instalada está distribuída por **dois grupos de turbinas tipo Francis** com 315 MW cada um, o que corresponde a uma **potência total instalada** de **630 MW**. Esta característica singular de uma elevada potência instalada deveria constituir um exemplo para as prévias e subsequentes construções de aproveitamentos hidroeléctricos, que infelizmente não se verificou. Gastaram-se milhares de contos e mesmo assim não se optou pela alternativa que seria mais rentável e, consequentemente, traria mais lucros.

Para além da sua elevada potência instalada, outra característica distintiva é a **prontidão de entrada de serviço**, que é de cerca de **90 segundos** [59].

O aproveitamento do Alto Lindoso é **constituído por** [59]:

- **Barragem**, em betão, de **abóbada em dupla curvatura** (arcos parabólicos), com 110 m de altura, 21 m de espessura máxima e cerca de 300 m de desenvolvimento de coroamento;
- **Descarregadores de cheias em túnel**, com 238 m e 268 m de extensão situados na margem direita do rio;
- **Central hidroeléctrica subterrânea** a 340 m de profundidade, acedida ao exteior através de um galeria principal com 1780 m de extensão ou por um poço circular de 6,8 m de diâmetro e 350 m de altura, dotado de um elevador e situado no edifício de comando.
- **Circuito hidráulico**, por sua vez, é formado por:
    a) **Duas galerias** e **poços de carga independentes** com 455 m e 502 m de comprimento;

b) **Canal de restituição** com 5070 m de comprimento e 8,6 m de diâmetro que devolve a água ao rio Lima perto da antiga Central do Lindoso;

- **Conjunto de galerias** que permite o acesso à central e às câmaras de válvulas esféricas e borboleta.

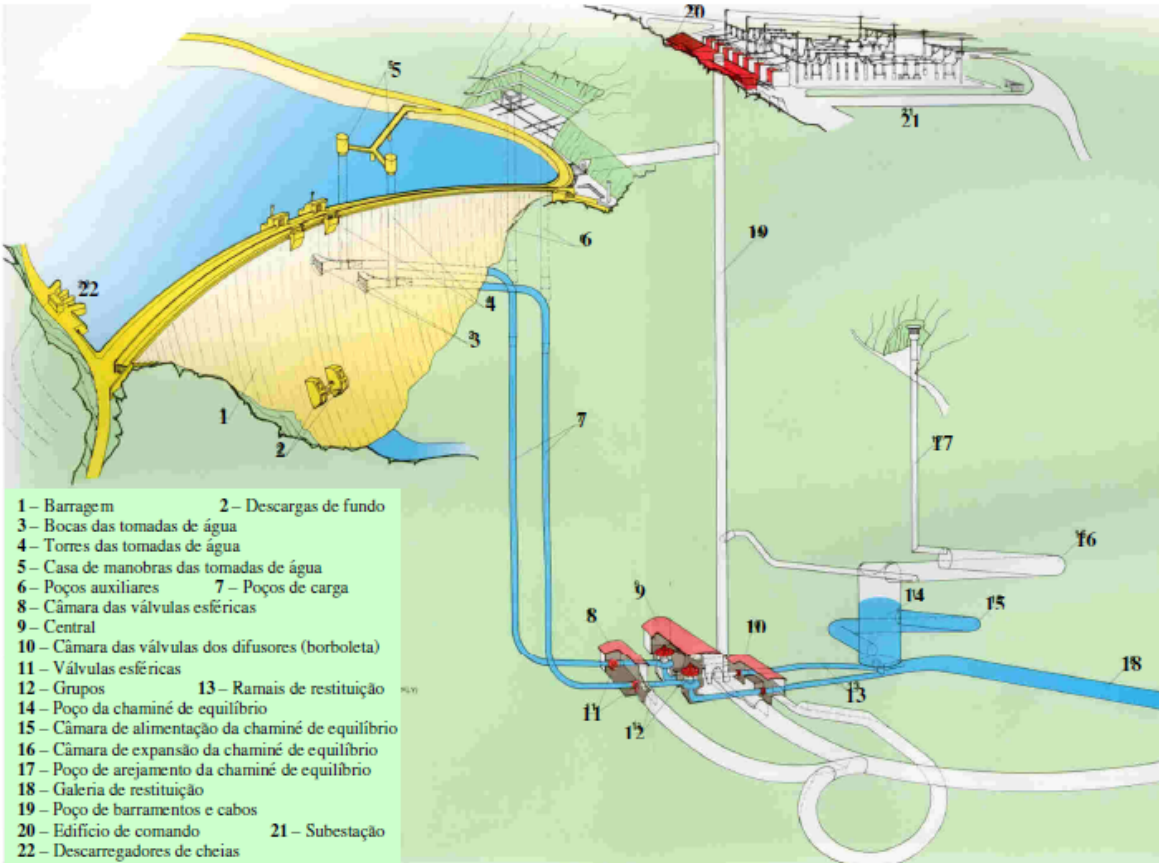


Figura 3. 40 – Esquematização dos constituintes do aproveitamento do Alto Lindoso.

A **capacidade de armazenamento** é de, aproximadamente, **370 hm^3** de água, sendo o 5º aproveitamento com maior capacidade de armazenamento de água a nível nacional [59].

A água que chega à albufeira é retida pela barragem, posteriormente é introduzida nas condutas de carga, onde a jusante se encontram umas válvulas de segurança, as chamadas válvulas esféricas que, na altura da construção foram as maiores do mundo, tendo sido fundidas no Japão, na Mitsubichi. Seguem-se as turbinas Francis que turbinam a água que, depois, é restituída ao rio Lima por um túnel de fuga ou de restituição e **debita 250 m^3/s**.

A **chaminé de equilíbrio**, constituída por um cilindro de 80 m de altura e 21 m de largura, é muito importante quando há um corte súbito de água, impedindo que haja um rebentamento dos circuitos hidrálicos.

A sua **produtibilidade média anual** é de **948 GWh**, equivalente a 236 000 consumidores nacionais em baixa tensão (tendo com referência os nºs da ERSE relativos a 2007) .



Figura 3. 41 – Barragem e Central de Touvedo.

O **escalão de Touvedo**, situado **17 km a jusante do Alto Lindoso**, constitui um complemento indispensável do aproveitamento anterior, com a importante missão de **regular os elevados caudais turbinados**, restituindo-os ao rio com valores adequados. Desta forma, evita variações bruscas e de grande amplitude do rio, preservando a estabilidade das suas margens, o ecossistema envolvente e salvaguardando a utilização das praias fluviais. O aproveitamento hidroeléctrico está equipado por **um grupo Kaplan** de **22 MW**, com uma capacidade de produção energética de 66 GWh [59].

Este aproveitamento e o anteriormente referido são explorados pela EDP e integram-se no Centro de Produção Cávado-Lima, cuja condução é feita a partir do Centro de Telecomando da Caniçada [57].

3.1.9. Bacia hidrográfica do Cávado

A **bacia hidrográfica do rio Cávado** – BH Cávado – ocupa uma área de cerca de **1.615 km^2**, dos quais cerca de 256 km^2 e 248 km^2 correspondem, respectivamente, aos seus afluentes mais importantes: os rios Homem e Rabagão [60].

A bacia hidrográfica do rio Cávado é limitada a Norte pela bacia hidrográfica do rio Lima e a Este e Sul pelas bacias dos rios Douro e Ave [61].

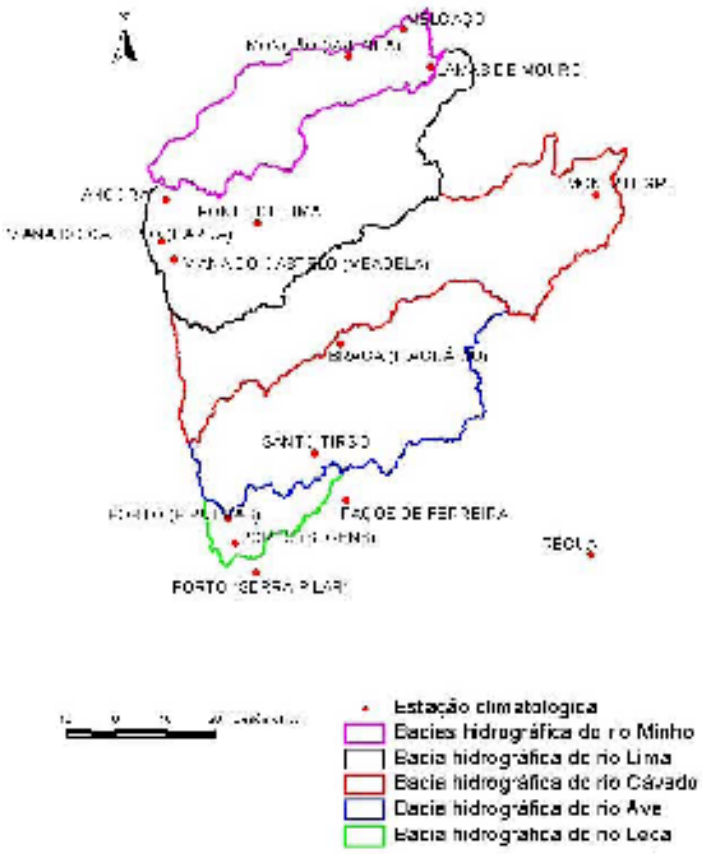


Figura 3. 42 – Bacia Hidrográfica do Cávado e sua posição relativa às outras bacias [61].

O **rio Cávado** nasce na **Serra do Larouco** a uma altitude de cerca de 1 520 m, percorrendo aproximadamente **129 km** na direcção geral Este – Oeste até à foz em Esposende. Após descer pela sua vertente poente da serra do Larouco, inflecte para sul, atravessando terras de Montalegre, entrando no Baixo Minho quando avista as serranias aguçadas do Gerês pela margem direita e a lombada macia da serra da Cabreira, pela sua margem esquerda [60].

Em termos geomorfológicos, o rio Cávado pode ser dividido em **três unidades** [61]:

- Um **rio de montanha**, estreito, correndo entre linhas de alturas, num relevo ora muito acidentado, ora planáltico, onde a geologia granítica impõe cunho marcante;
- Um **Cávado intermédio**, de leito mais largo, de curvas mais abertas, que corre num relevo de movimentado suave, que imbrica elevações e baixas planas;
- Um **último troço** bastante mais curto, correspondente à **aproximação do litoral**, de grande horizonte visual, relevo plano a ondulado suave, de leito francamente largo.

A próxima figura é um esquema do rio Cávado, estando assinalados os seus principais afluentes e a localização das barragens existente.

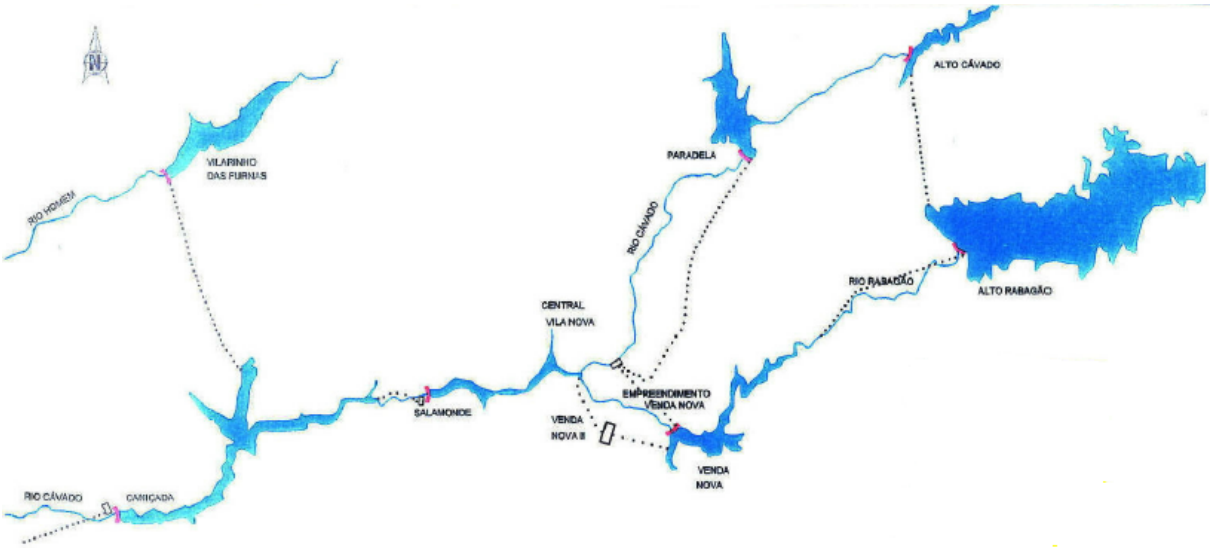


Figura 3. 43 – Esquema representativo do rio Cávado, seus afluentes e barragens [62].

Em termos orográficos revela que a altitude da área abrangida pelo plano de bacia hidrográfica varia entre o nível do mar e os 1 545 m, sendo a **altitude média** de **542 m**, registando-se um aumento progressivo da altitude do litoral para o interior da bacia.

O perfil tem um declive suave até cerca de 60 km da foz, apresentando a partir daí declives mais acentuados. Na região da Caniçada e Salamonde a cota do leito sobe mais de 200 m em 30 km. Nos restantes 40 km de percurso, o rio regista uma subida de cotas desde 285 m até 1130 m, constituindo um troço com declives muito acentuados. Assim, verifica-se que cerca de 69% da área do plano apresenta declives inferiores a 15%, registando-se declives superiores a 25% em 10% da área, localizados sobretudo nas regiões centrais da bacia, correspondentes aos vales dos troços intermédios dos rios Cávado e Homem [60], [61].

O **escoamento anual médio total**, na foz do rio Cávado é, em média, de **2 100 hm^3**. O escoamento médio anual na foz do **rio Homem** é de **398 hm^3**, sendo o afluente que mais contribui para o escoamento total do rio Cávado.

Como já foi mencionado, anteriormente, os **afluentes** de **maior relevo** do Cávado são o rio Rabagão e o rio Homem.

O **rio Homem**, na margem direita, com cerca de 50 km de extensão, nasce em plena serra do Gerês, junto aos cumes de Outeiro Redondo e Carris (1500 m altitude). Atravessa todo o maciço poente desta serra e vertente sul da serra Amarela, sulca o concelho de Terras de Bouro, desaguando em Braga/Vila Verde. O rio Homem desenvolve um troço inicial, compreendido entre a confluência com o rio Cávado até cerca de 25 km das cabeceiras da bacia, numa região sem declives ou desníveis significativos. O restante percurso desenvolve-

se numa região de relevo bastante acidentado, durante o qual sobe da cota de 130 m até à cota de 950 m. Este rio drena uma área de 257 km^2 e tem como principal afluente o rio do Campo [60], [61].

O **rio Rabagão**, na margem esquerda, tem cerca de 35 km de extensão e drena uma área de 246 km^2. Tem a sua nascente próxima e a leste de Montalegre, atravessa a depressão transmontana flanqueada por norte pela serra do Gerês e por sul pelas alturas do Barroso, desaguando perto de Venda Nova, ainda na serra do Gerês, mas já com a sua margem esquerda na vertente da serra da Cabreira. Este rio apresenta um perfil com declives acentuados em toda a extensão do seu percurso, que é coberto pelos seus espelhos de água. Durante o seu percurso, o rio sofre uma variação de nível desde 280 m na confluência com o rio Cávado até 1000 m nas cabeceiras. O seu principal afluente é o rio Borralha [60],[61].

A regular satisfação dos pedidos de rega e abastecimento e a produção de energia exigem a disponibilidade de volumes de armazenamento capazes de transferir os volumes de água necessários dos períodos húmidos para os secos, quer intra quer inter-anuais. Dadas as características topográficas da bacia e os elevados escoamentos em jogo nos rios principais, os volumes armazenados destinam-se, na maior parte dos casos, a uma regularização intra-anual, transferindo água do Inverno para o Verão. Neste âmbito sobressai pelo seu volume, a albufeira do Alto Rabagão, com função de regularização interanual. A próxima figura esquematiza a bacia do Cávado com as albufeiras de finalidade de produção de energia.

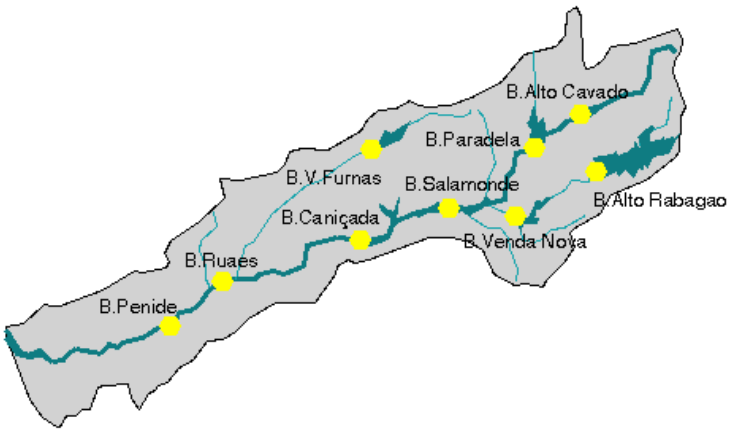


Figura 3. 44 – Bacia Hidrográfica do Cávado e barragens de albufeira com finalidades hidroeléctricas [63].

Realça-se o elevado valor do volume utilizável, cerca de 1180 hm^3, quase 30% do total do existente em Portugal, o que confere um considerável peso relativo em relação à globalidade das albufeiras que têm a hidroelectricidade como fim principal. Considerando as capacidades úteis das albufeiras, a eficiência de retenção é de 96% em Vilarinho das Furnas, de 98% no Alto Rabagão e de 92% em Venda Nova [60].

A bacia do rio Cávado tem então uma capacidade útil total de armazenamento que representa cerca de 50% dos escoamentos anuais médios gerados na mesma.

CENTRAIS	CARACTERÍSTICAS	BACIA DO CÁVADO	TOTAL
POTÊNCIA > 10 MW	Número	7	38
	Potência Total	632,6 MW	4600 MW
	Produtibilidade	1425 GWh/ano	11000 GWh/ano

Tabela 3. 12 – Aproveitamentos hidroeléctricos na BH Lima e em Portugal Continental, dados da DGEG.

Na área abrangida pelo Plano de Bacia Hidrográfica do Cávado encontram-se actualmente em exploração 7 grandes aproveitamentos hidroeléctricos (com potência instalada superior a 10 MW) pertencentes ao Grupo EDP – Electricidade de Portugal, S.A., cujas principais características se encontram resumidas na tabela 3.13 e em detalhe no Anexo IX [61]:

A **potência instalada** em aproveitamentos hidroeléctricos na bacia total do Cávado ascende a cerca de **632,6 MW**, sendo a **produção média anual** de cerca de **1425 GWh**.

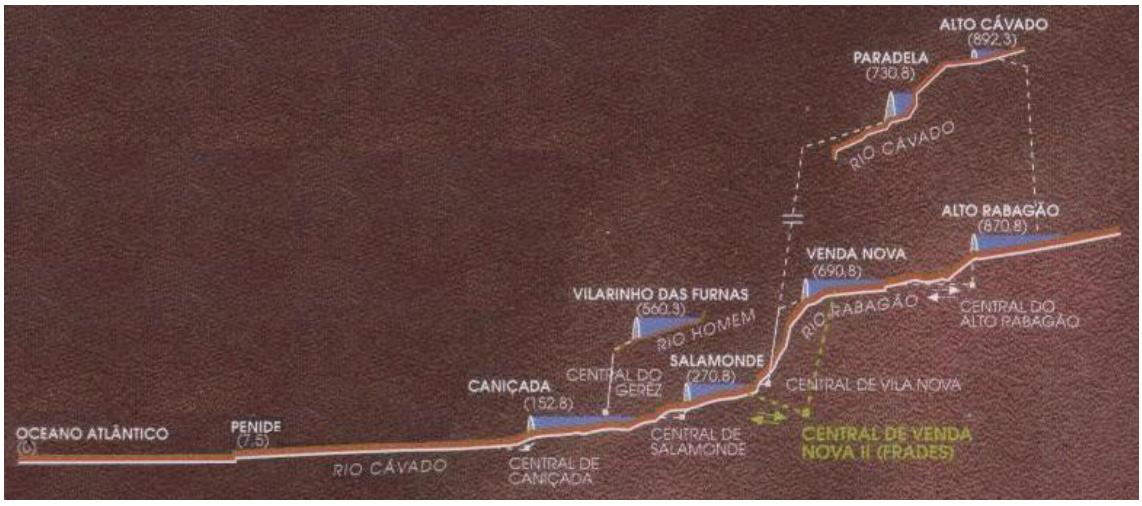


Figura 3. 45 – Esquema hidroeléctrico do sistema Cávado-Rabagão-Homem [31].

CARACTERÍSTICAS	A.RABAGÃO	VENDA NOVA/ VILA NOVA	PARADELA / VILA NOVA	VENDA NOVA/ FRADES	SALAMONDE	CANIÇADA	VILARINHO DAS FURNAS	TOTAIS
Curso de água	Cávado – Rabagão	Rabagão	Cávado – Rabagão	Cávado – Rabagão	Cávado	Cávado	Homem	—
Ano de entrada em serviço	1964	1951	1956	2005	1953	1954	1972/1987	—
Tipo de aproveitamento	Albufeira	Albufeira	Albufeira	Peq. Armazenato	Albufeira	Albufeira	Albufeira	—
Área da bacia vertente (km^2)	210	342	167	240	623	160	78	—
Altura Queda Média (m)	169	395	426	432	113	103	407	—
Capacidade Útil da Albufeira (10^6 m^3)	550	95	159	16	57	144	116	—
Número de Grupos	2	3		2	2	2	2	17
Potência Máxima (MW)	68	144(90+54)		191,6	42	62	125	632,6
Produtibilidade Média Anual (GWh)	50	287		421	184	62	222	1425

Tabela 3. 13 – Características das centrais hidroeléctricas em exploração, na BH Cávado, com potência > 10 MW .



Figura 3. 46 – Barragem do Alto Rabagão.

O **aproveitamento hidroeléctrico do Alto Rabagão** foi o primeiro aproveitamento português construído com o objectivo principal de regularização interanual das afluências, armazenando a água e anos de abundância para aproveitá-la na produção de energia eléctrica nos anos de seca. O início do projecto deu-se no ano de 1928 e entrou em serviço em 1964 [61].

Foi o **primeiro de grande dimensão** a ser **dotado de bombagem** em Portugal, tendo sido dotado com **dois grupos ternários máquina síncrona-turbina-bomba de eixo vertical** , com sentido único de rotação, destinados a elevar a água para albufeira a montante, a partir da albufeira da barragem de Venda Nova, imediatamente a jusante do ponto de restituição.

O aproveitamento hidroeléctrico do Alto Rabagão é constituído por uma **barragem** de **94 m** de **altura** máxima e cerca de **2 km** de desenvolvimento no **coroamento**, localizada no curso superior do rio Rabagão, afluente da margem esquerda do rio Cavado. Esta barragem, construída em betão, é constituída por três zonas distintas: uma zona central em cúpula parabólica assimétrica, com encontros artificiais de gravidade e duas outras laterais, com espessura variável no coroamento e paramento de montante vertical. Esta barragem está equipada com dois descarregadores de cheias para o caudal máximo de dois por 250 m^3/s e descargas de fundo de dois por 180m^3/s, sob retenção máxima.

A **albufeira** criada tem uma capacidade de **560 hm^3** e mais de 10 km de extensão, com a **retenção máxima** à **cota 880**.

A **central hidroeléctrica** da barragem do Alto Rabagão é **subterrânea**, com as dimensões de 44 m por 18 m. A central possui 14 m de altura ao nível da sala dos alternadores, servida por um poço de acesso com 7,5 m de diâmetro e 130 m de profundidade.

Está equipada com **dois grupos ternários turbina-alternador-bomba de eixo vertical,** cada um com **34 MW** de **potência instalada,** o que corresponde a um **total** de **68 MW**.

A **produção média anual** desta central é da ordem dos **50 GWh.**

A água é conduzida por uma conduta forçada com 254 m de extensão e 3,30 m diâmetro. Depois de accionar as turbinas, através de um longo túnel, com 5,9 km de comprimento, é restituída ao leito do rio Rabagão, já dentro da albufeira do escalão de jusante, o escalão de Venda Nova.

Se aos alternadores destes grupos for fornecida energia eléctrica através da rede nacional, estes passam a accionar as bombas, em sentido inverso ao de turbinamento e utilizando o mesmo circuito hidráulico, elevam água armazenada na albufeira da Venda Nova para a do Alto Rabagão.

O **edifício de comando** exterior é construído em betão, desenvolvendo-se em dois pisos. No primeiro piso, à cota 826,60, localizam-se as oficinas de transformadores e de mecânica, o átrio de montagem, os armazéns, as salas dos 10 kV e 30 kV. No segundo piso situam-se a sala de comando e os gabinetes de trabalho do pessoal afecto à exploração.

A **subestação de transformação**, estabelecida à cota 828,00, tem as dimensões de 91,50 m por 50 m e está equipada com dois transformadores de potência, trifásicos, de 45 MVA, 10/150 kV - 50 Hz, disjuntores, seccionadores, transformadores de medida e pára-raios, para a tensão nominal de 150 kV e um painel de saída da linha a 150 kV para a subestação de Caniçada.



Figura 3. 47 – Barragem do Alto Cávado.

Para além da barragem do Alto Rabagão este aproveitamento também dispõe de outra **barragem**, a do **Alto Cávado**. Esta destina-se à captação das afluências do troço de montante

do curso principal do rio Cávado, que são derivadas para a albufeira do Alto Rabagão através de um túnel com 5 km de extensão. A central subterrânea localiza-se junto à barragem principal, seguindo-se-lhe uma extensa galeria de restituição com quase 6 km de extensão que estabelece a ligação, em turbinamento e em bombagem, com a albufeira de Venda Nova [61].



Figura 3. 48 – Complexo hidroeléctrico Venda Nova/Vila Nova/Paradela e nova central subterrânea que corresponde à Central de Frades inaugurada em 2005 [31].

O **Aproveitamento Venda Nova/Vila Nova** foi o primeiro de grande dimensão a ser construído na bacia do Cávado. É constituído pela albufeira criada pela barragem de Venda Nova, situada no rio Rabagão, por um túnel ligado a uma conduta de aço instalada à superfície (**circuito hidráulico**), através dos quais é conduzida a água proveniente da albufeira, e por um edifício onde estão instalados grupos geradores destinados à produção de energia (**central hidroeléctrica** de Vila Nova). Esta central localiza-se na margem esquerda do rio Cávado, na cauda da albufeira de Salamonde. O circuito hidráulico compreende um túnel em carga, uma chaminé de equilíbrio e uma conduta forçada a céu aberto, com extensões aproximadas de 2,7 km e 0,8 km, respectivamente [61].

Este aproveitamento foi construído entre 1948 e 1951 e a **Central de Vila Nova** está equipada com **três grupos tipo Pelton**, perfazendo um **total** de **144 MW** de **potência**

instalada. Para além da água proveniente da barragem de Venda Nova, também turbina aquela proveniente da barragem da Paradela [38], [61].

O **Aproveitamento de Paradela/Vila Nova** situa-se a cerca de 15 km a montante da confluência do rio Cávado com o rio Rabagão. O circuito hidráulico é constituído por troços em túnel (9,4 km) e por troços a céu aberto (1,7 km).

A **barragem da Paradela** ficou concluída em 1958, tem 110 m de altura e é do tipo **enrocamento**, com cerca de 540 m de coroamento e m volume de aterro na ordem dos 2700000 m^3. A **albufeira** tem uma capacidade de **164,4 hm^3**, 380 hectares de área e um desnível de 72 m. possuindo uma **capacidade de descarga máxima** de **683 m^3/s**.

Este aproveitamento utiliza também a central de Vila Nova, em conjunto com o aproveitamento de Venda Nova, como já foi referido acima [61].



Figura 3. 49 – Central de Frades, exteriro à esquerda e interior à direita.

Em 2005 foi inaugurada a **central de Frades** com o objectivo de rentabilizar o aproveitamento dos caudais que escoam pelo rio Rabagão. Assim, através da introdução de bombagem de água da albufeira de Salamonde para a de Venda Nova, possibilitada através dos excedentes de produção de energia eléctrica das centrais térmicas em hora de baixos consumos e a disponibilização de mais energia e potência nas horas em que os referidos consumos aumentam significativamente.

Esta central de Frades é de um empreendimento totalmente soterrado, a cerca de **350 m de profundidade** e um **circuito hidráulico em túnel**, que **liga** as **albufeiras de Venda Nova** e **Salamonde**. De modo a aproveitar o desnível existente entre estas duas albufeiras, foi adoptado um **esquema reversível**, que permite turbinar a água da albufeira da Venda Nova para a de Salamonde e alternadamente, a bombagem, em sentido oposto, aproveitando os preços mais baixos da energia nas horas de vazio [31].

A tomada de água para turbinamento está situada na albufeira da Venda Nova, e é constituída por uma estrutura de admissão equipada com grades metálicas fixas, comporta de serviço e comporta ensecadeira. O túnel de admissão em pressão encaminha a água desde da tomada de água até à central. Tem um comprimento aproximado de 2,8 km e uma inclinação média de 14,8 % [31].

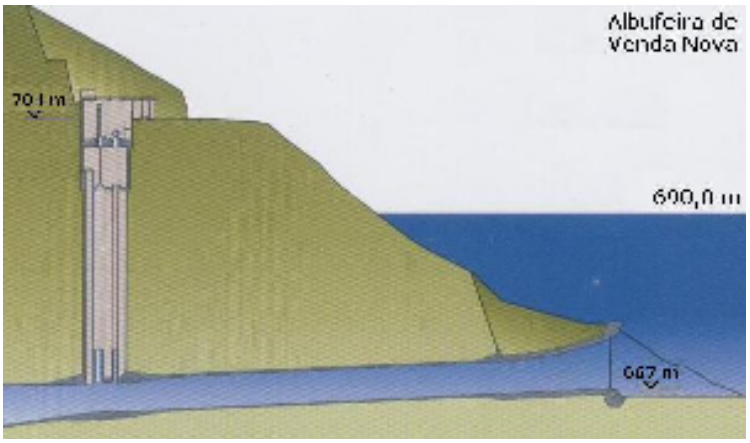


Figura 3. 50 – Tomada de água para turbinamento [31].

Após o accionamento da turbina a água é encaminhada para a albufeira de Salamonde através do **túnel de restituição**, que tem aproximadamente 1,4 km de extensão e 2,1 % de inclinação média.

A tomada de água para **bombagem** está situada na albufeira de Salamonde, e é constituída por uma estrutura de admissão subdividida em três vãos, estando cada um equipado com uma grade metálica amovível, havendo a hipótese de instalar uma comporta ensecadeira nas ranhuras da grade [31].

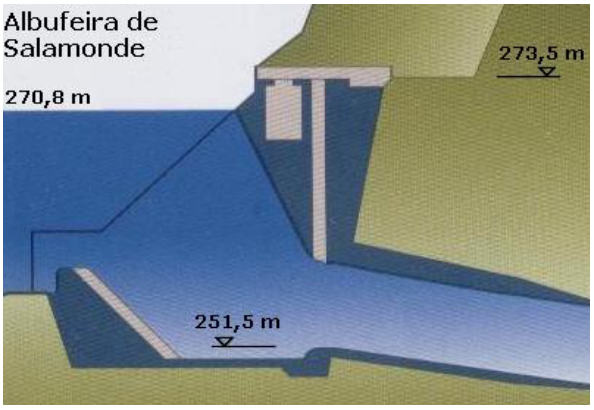


Figura 3. 51 – Tomada de água para bombagem [31].

A nova central, está equipada com **dois grupos reversíveis iguais**, de **eixo vertical**, constituídos por **turbinas-bombas** do **tipo Francis**, tendo cada grupo, as seguintes características principais [31]:

Turbinamento:

- Queda útil média: 410 m
- Caudal à queda média: 25 m^3/s
- Potência à queda média: 91 MW
- Caudal máx. (422 m): 25,5 m^3/s
- Potência máx. (422 m): 97,1 MW

***Bombagem*:**

Potência máx.: 95,8 MW

Caudal máx.: 21,3 m^3/s

O **isolamento hidráulico** de cada grupo é assegurado a montante por uma válvula esférica na conduta em carga, e a jusante por uma comporta do tipo vagão, em caixa estanque, no tubo de aspiração [31].

O **troço superior**, que se desenvolve desde o desarenador a montante até às válvulas esféricas dos grupos é totalmente blindado, ao passo que o troço inferior, que se desenvolve desde as comportas dos tubos de aspiração até ao desarenador a jusante, é revestido a betão armado em toda a sua extensão [31].

O **circuito hidráulico** possui ainda **duas chaminés de equilíbrio**, uma a montante da central e outra a jusante. A **chaminé de equilíbrio superior** está localizada no túnel de admissão em pressão a cerca de 450 m da central, e é constituída por uma câmara de expansão à superfície, que tem a forma de um reservatório circular em betão armado, e um poço vertical de ligação com secção circular. O poço tem uma profundidade aproximada de 410 m, sendo os primeiros 100 m, a partir da superfície, revestido a betão armado com um diâmetro de 5 m, e os restantes 310 m não revestidos com um diâmetro de 4,5 m [31].

A **chaminé de equilíbrio inferior** está localizada sobre o desarenador a jusante, e dispõe de duas câmaras subterrâneas, uma de alimentação e outra de expansão, ligadas com o túnel de restituição através de um poço vertical de secção circular, revestido, com 5 m de diâmetro e de 58 m de altura. A câmara de expansão tem arejamento através da galeria de ventilação e segurança da central, cujo comprimento é de 600 m e o diâmetro de 3,5 m.

O acesso principal à zona da central é realizado através de um túnel, não revestido, com uma secção transversal com 8 m de altura, inclinação média de 11 % e extensão total de cerca de 1,5 km. Além deste túnel a zona da central têm uma segunda ligação com o exterior através da galeria de ventilação e segurança [31].

O **aproveitamento de Salamonde** entrou em funcionamento em 1953 e é alimentado pelo curso de água do rio Cávado, sitando-se o a, aproximadamente, 3 km a montante da confluência com o rio Fafião.

A sua **barragem** é **em arco**, tem 75 m de altura. A **albufeira** tem uma **capacidade total** de armazenamento de água de **65 hm^3** e **uma capacidade útil** de **56,300 hm^3**. A **capacidade do descarregador** é de **1700 m^3/s** e o **escoamento médio anual** é de **304 hm^3**.



Figura 3. 52 – Barragem de Salamonde.

O seu **circuito hidrálico** e a **central** são **subterrâneos** e a galeria de restituição tem perto de 1,9 km de extensão. A **central** é equipada com **dois grupos tipo Francis** cada um com uma potência de **21 MW**, perfazendo um **total** de **potência instalada** de **42 MW**.



Figura 3. 53 – Barragem de Caniçada.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Caniçada** está localizado no distrito de Braga, no rio Cávado e foi concluído em 1955.

A sua **barragem**, tipo arco, com uma altura de 76m e um comprimento de coroamento de 246 m. A sua **albufeira** tem um **volume** de **90000 m^3**, e uma **capacidade máxima** de **descarga** de **1700 m^3/s**.

Tal como o de Salamonde, o circuito hidráulico e a central são subterrâneos, tendo a galeria de restituição uma comprimento de cerca de 7,5 km.

A **central** é equipada com **dois grupos tipo Francis**, com um **total** de **potência instalada** de **62 MW** e uma **produção anual média** de **261 GWh**.

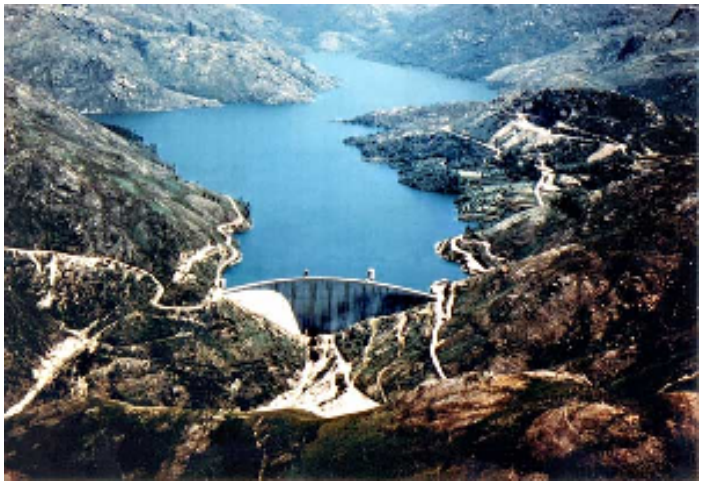


Figura 3. 54 – Barragem de Vilarinho das Furnas.

O **aproveitamento de Vilarinho das Furnas** foi o último de grande dimensão a ser construído na bacia do Cávado. Localiza-se no rio Homem e os seus caudais são turbinados numa central localizada junto à albufeira da Caniçada, esta **central** está equipada com **dois grupos**, sendo **um deles reversível**, para possibilitar a sua utilização em bombagem. A **potência instalada total** totaliza um valor de **125 MW** e tem uma **produção média anual** de cerca de **222 GWh**. O circuito hidráulico compreende uma parte em galeria, com cerca de 6,8 km e uma conduta forçada com 0,9 km [61].

3.1.10. Bacia hidrográfica do Mira

A **bacia hidrográfica do rio Mira** – BH Mira – abrange uma **área** total de **1581 km^2**. A bacia do Mira é limitada a norte pela bacia do rio Sado, a este pela bacia do Guadiana, a sul pelas bacias das ribeiras do Algarve e a oeste por uma faixa costeira, que drena directamente para o mar [64].

O rio Mira nasce na serra do Caldeirão, a cerca de 470 m de altitude, e desenvolve-se, predominantemente na direcção sudeste-noroeste, ao longo de cerca de 130 km até à foz, no oceano Atlântico, junto a Vila Nova de Milfontes. Ao longo do seu traçado podem individualizar-se três troços: no primeiro o rio desce a serra do Caldeirão no sentido noroeste, no segundo, um pouco além de Sabóia, corre para oeste e sudoeste e, finalmente, inflecte para noroeste em direcção ao mar. Entre os principais afluentes do Mira destacam-se a ribeira do Torgal, os rios Luzianes, Perna Seca, na margem direita e ainda, Macheira, Guilherme e Telhares na margem esquerda [64].



Figura 3. 55 – Bacia hidrográfica de Mira [64].

A **altitude média** na área da BH Mira, é de **156 m**, uma vez que se encontra na planície litoral. As maiores altitudes estão associadas a relevos litorais, incluindo a serra do Cercal (373 m) e aos relevos interiores, onde se incluem a serra da Vigia (393 m), a serra do Caldeirão (589 m) e a serra da Mesquita (517 m) [64].

O perfil longitudinal do rio Mira apresenta, de um modo geral, dois troços distintos. O troço de montante, com cerca de 10 km de comprimento, apresenta um declive médio bastante mais elevado que o troço de jusante [64].

O rio Mira, as restantes linhas de água a ele afluentes e as ribeiras da Costa Atlântica caracterizam-se por um regime de escoamento com forte variação inter-anual e vincado carácter sazonal, com largos períodos com caudais reduzidos ou mesmo nulos. Assim, embora o rio Mira e as linhas de água que drenam áreas irrigadas não apresentem, em ano médio, um longo período sem caudais, nas restantes linhas de água existe anualmente um período sem escoamento natural, que em média é cerca de 3 meses. O **escoamento médio anual** da BH Mira é da ordem dos **300 hm³** [64].

Actualmente, dispõe-se na totalidade da bacia de uma capacidade de regularização da ordem de 63 hm³/ano, ou seja cerca de 17 % dos recurso totais, conseguida através de uma **capacidade útil de armazenamento** de **486 hm³** [64].

Actualmente, **não existem aproveitamentos hidroeléctricos** nesta bacia.

3.1.11. Bacia hidrográfica do Ave

A **bacia hidrográfica do rio Ave** – BH Ave – ocupa uma **área** de **1 391 km²**, dos quais cerca de 247 km² e 340 km² correspondem, respectivamente às áreas das bacias dos seus dois afluentes mais importantes: os rios Este e Vizela. Esta região confronta a Norte com a bacia hidrográfica do rio Cávado, a Oriente com a bacia hidrográfica do rio Douro e a Sul com a bacia hidrográfica do rio Leça (ver figura 3.42) [65].



Figura 3. 56 – Bacia Hidrográfica do rio Ave, sua posição relativa com as bacias a Norte de Portugal; rio Ave e os seus dois afluentes principais: Este e Vizela.

O **rio Ave**, com cerca de **100 km** de extensão, nasce no cimo da **Serra da Cabreira**, na sua vertente Noroeste, a cerca de 1260 m de altitude e desagua em Vila do Conde, gerando uma bacia hidrográfica vasta e complexa. Desde a nascente até à proximidade da albufeira do Ermal, no concelho de Vieira do Minho, o rio é em geral estreito e serrano. Depois passa a ser progressivamente mais largo, correndo tranquilo e traçando de forma geral um vale muito aberto, de margens planas e bastante espraiadas. Em todo o seu percurso, caracteriza-se por ser um rio muito sinuoso. [65].

A análise geomorfológica revela que **altitude** da área abrangida pelo plano de bacia hidrográfica varia entre o nível do mar e os 1 260 m, situando-se a **média** em **268 m**. Cerca de 66 % da área do plano de bacia apresenta declives inferiores a 10%. Os declives mais acentuados ocupam áreas pouco extensas: apenas cerca de 16% da área tem um declive superiores a 15%, localizando-se, sobretudo, nas regiões mais altas da cabeceira da bacia. O perfil longitudinal do rio Ave, mostra que os 82 km a montante da foz são efectuados sem variações acentuadas de relevo, desenvolvendo-se em zonas com declives pouco acentuados e relativamente constantes. A partir desse ponto os declives acentuam-se e o troço correspondente aos últimos 8 km de percurso do rio efectua-se em zonas de relevo acidentado apresentando uma variação de cotas desde os 400 m até aos 1198 m de altitude [65].

As disponibilidades hídricas na bacia hidrográfica do rio Ave, em regime natural, estão essencialmente dependentes da forma como a precipitação se distribui espacial e temporalmente. Isto deve-se essencialmente ao facto de os aquíferos terem uma reduzida capacidade de armazenamento, o que implica uma resposta relativamente rápida do escoamento à ocorrência da precipitação e, praticamente, a não realização de regularização interanual subterrânea. O **escoamento anual médio**, na foz do rio Ave, é de 1 200 hm^3.

Os **principais tributários** do rio Ave são, na sua margem esquerda, o rio Vizela, que drena uma área de 340 km^2 e, na margem direita, o rio Este que drena uma área de 247 km^2 [65].

O **rio Vizela** nasce nas alturas de Fafe, é quase tão importante quanto o Ave, originando uma bacia hidrográfica de área muito vasta e de individualidade própria. Após cerca de 50 km de extensão, este afluente, desagua na margem esquerda, em Caniços, a uma altitude de 48 m, um pouco a montante de Santo Tirso. Os primeiros 26 km de percurso do rio, efectuam-se sem variações acentuadas da cotas, seguindo-se um troço, com uma extensão de 2 km, com uma inclinação elevada. O percurso do rio prossegue com um troço de 10 km relativamente plano, sendo os últimos 6 km de percurso, até à foz bastante íngremes, variando a cota neste último troço de 288 m até 472 m. O escoamento médio anual do rio Vizela é de 356 hm^3 [65].

O **rio Este** nasce na serra do Carvalho, a Nordeste de Braga, tem cerca de 45 km de extensão e desagua em Touguinha, a cerca de 4 km de Vila do Conde. O vale do rio Este acompanha o padrão dos rios Ave e Vizela, ou seja de perfil transversal em "*U*" muito aberto e margens muito largas e planas, sendo também bastante sinuoso, embora apre sente dois troços canalizados a céu aberto: um na zona de Minhotães/Nine/Arnoso, com cerca de 4,5 km de extensão e outro no atravessamento da cidade de Braga. Desde o ponto de confluência

com o rio Ave, até cerca de 52 km mais a montante verifica-se um aumento progressivo das cotas do rio, não se registando inclinações acentuadas. Os últimos 3 km apresentam uma inclinação bastante acentuada (de 220 m até 458 m na nascente). O balanço hidrológico na bacia do rio Este indica que o escoamento anual total na foz deste rio é de 152 hm^3 [65].

O **sistema hidroeléctrico do rio Ave** é constituído por, de montante para jusante:

- Barragem e central "pé-de-barragem" de Guilhofrei (4 MW);
- **Aproveitamento hidroeléctrico do Ermal** (**11,2 MW**);
- Aproveitamento hidroeléctrico Ponte de Esperança (2,8 MW);
- Barragem das Andorinhas e Central da Senhora do Porto (8,8 MW);

O único aproveitamento com potência instalada ligeiramente superior a 10 MW é o de Ermal (ver características detalhadas no Anexo X).

O **aproveitamento hidroeléctrico do Ermal**, localiza-se no concelho da Póvoa de Lanhoso, e é a central mais importante do sistema hidroeléctrico em cascata do Ave, pertencente ao grupo EDP. A central original que antecedeu a actual central do Ermal, remonta ao ano de 1932 e possuía três grupos geradores, com uma potência total instalada de 1,84 MW.

Posteriormente, e ao abrigo de um novo projecto energético do Ave, entrou ao serviço em **1937**, por iniciativa da empresa concessionária Companhia Electro - Hidráulica de Portugal, a nova central do Ermal, com uma **potência instalada** de **4,96 MW**. Após obras de reforço de potência e de modernização, a central do Ermal tem **actualmente** uma **potência instalada 11,2 MW**, e uma **produtibilidade média anual** de **30 GWh**.

Esta, aproveita os caudais turbinados pela **barragem de Guilhofrei**, transportados através de um canal de adução com uma capacidade de vazão de 17,3 m^3/s e cerca de 1,5 km de comprimento, para duas condutas forçadas que alimentam os dois grupos geradores da central do Ermal, sob uma queda de 82 m. A barragem de Guilhofrei é do **tipo gravidade** de construção mista em alvenaria e betão, com uma altura de 49 m, e um comprimento de 190 m no coroamento. Cria uma **albufeira** com uma **capacidade total** de **21,2 hm^3**, com o NPA de 333,35 m acima do nível do mar.

3.1.12. Bacia hidrográfica do Lis

A área da **bacia hidrográfica do rio Lis** – BH Lis – é de **837 km^2**. A bacia hidrográfica do rio Lis situa-se na região centro de Portugal. É uma bacia costeira que está confinada a Norte pela bacia do rio Mondego, a Este pela bacia do rio Tejo e a Sul pela bacia do rio Alcoa [66].

Os cursos de água principais da bacia são, para além do Lis, os rios Lena, rio de Fora e Ribeira do Rio Seco [66].

Com uma topografia pouco acidentada, em que 2/3 da bacia se encontram abaixo da cota 200 e cerca de 90% dos declives inferiores a 15%, a bacia do Lis forma uma unidade hidrológica com certa uniformidade morfológica cuja interrupção apenas se verifica nas zonas mais altas e declivosas da bacia na zona do Maciço Calcário Estremenho, onde é atingida a cota 562 em Pedra do Altar [66].

O **escoamento média anual** nesta bacia é de cerca de **300 hm^3/ano** [66].

Não existem aproveitamentos hidroeléctricos na BH Lis [66].

3.1.13. Bacia hidrográfica do Leça

A **bacia hidrográfica do rio Leça** – BH Leça – tem uma área de cerca de **185 km^2** [67].

O **rio Leça** nasce no Monte de Santa Luzia a cerca de 420 m de altitude, percorrendo 48 km até à sua foz no Oceano Atlântico, apresentando um declive médio de 0,9%. Os principais tributários do rio Leça são a ribeira do Arquinho e a ribeira de Leandro, ambos afluentes da margem direita [67].

A **altitude média** da bacia do rio Leça é de **145 m**, sendo de referir que as áreas de altitude inferior a 200 m correspondem a cerca de 85% da área total da bacia. O sector mais elevado da bacia é o de montante, onde se atinge o máximo de 531 m [67].

Das características do perfil longitudinal dos dois principais cursos de água sobressai o relevo com algum vigor do sector de montante da área do Plano de Bacia, nas serras da Agrela e do Penedo. O desnível da ordem de 150 m numa extensão de apenas 1,5 km entre Pereiras (Monte Córdova) e Granja (Lamelas), no sector Nordeste, é disso exemplo. O restante percurso do rio desenvolve-se com declives pouco acentuados e relativamente constantes [67].

Considerando a totalidade da bacia do rio Leça, verifica-se que o **escoamento anual médio** na foz é de **100 hm^3** . O afluente que mais contribui para o valor do escoamento anual médio na foz é a ribeira do Arquinho, com 13,3 hm^3 [67].

Na área abrangida pelo Plano de Bacia Hidrográfica do Leça **não existe presentemente nenhum aproveitamento hidroeléctrico** ligado à rede nacional ou em construção [67].

3.1.14. Bacia hidrográfica das Ribeiras do Oeste

A **Bacia Hidrográfica das ribeiras de Oeste** abrange, aproximadamente, **2400 km^2** e subdivide-se em nove sub-bacias principais referentes à foz dos rios, ribeiras ou principais afluentes de 1ª ordem, destacando-se, de norte para sul,: Alcobaça, São Martinho, Óbidos, Peniche, Sizandro, Sarafujo, Lizandro, Colares e Costa do Estoril. A bacia é limitada a Este pela Bacia do Tejo e , a norte pela do Lis [45].

A caracterização destes sistemas hídricos é ainda muito incipiente, quer em termos hidrológicos, quer biológicos e de qualidade da água [45].

De acordo com o o PNA 2001, o **escoamento médio anual** desta BH é, aproximadamente, **300 hm^3**.

Actualmente não existem aproveitamentos hidroeléctricos implementados ou projectados, nesta bacia.

3.1.15. Bacia hidrográfica das Ribeiras do Algarve

A **bacia hidrográfica das Ribeiras do Algarve** abrange uma área da ordem dos **3837 km^2**.

Genericamente, a região é composta por **três unidades geomorfológicas distintas**: a **Serra**, o **Barrocal** e o **Litora**l. É na serra, particularmente nas serras de Monchique, Espinhaço de Cão e do Caldeirão que nascem os principais cursos de água que se ecoam para o Litoral Oeste e Sul. De entre eles, o mais importante é o rio Arade, no entanto, de uma forma generalizada, designam-se todas estas linhas de água por ribeiras. A maioria dos cursos de água possui um regime torrencial com caudais nulos ou muito reduzidos durante um aparte significativa do ano [68].

A bacia apresenta um elevado constraste entre o vigoroso relevo da área da Serra, sobretudo no sector Nordeste onde se eleva a serra do Cladeirão, de vales e barrancos profundos e o relevo mais suave da vasta área calcária e das aplanações litorais. A altitude máxima na área da bacia atinge 902 m, na serra de Monchique, que corresponde as nascentes

de numerosos cursos de água da parte ocidental da região hidrográfica. A **altitude média** é de cerca de **150 m** e o **declive médio** é de **17%** [68].

Em termos globais, o **escoamento anual médio** na bacia das Ribeiras do Algarve é de **300 hm^3**, de acordo com o PNA 2001.

Actualmente não existem aproveitamentos hidroeléctricos implementados ou projectados, nesta bacia [68].

No Anexo XI encontram-se uma tabela com os aproveitamentos hidroeléctricos com mais de 10 MW de capacidade instalada, em Portugal continental com as respectivas potências instaladas e produção média anual.

3.2. Aproveitamentos em implementação.

Nesta secção serão apresentados e analisados os aproveitamentos presentemente em implementação, quer se tratem de reforços de potência, quer da construção de aproveitamentos totalmente novos. É feita uma análise justificativa de cada implementação, uma resumida restrospectiva histórica dos processos e também um ponto de situação actualizado.

Para finalizar, é feita uma breve análise do impacto futuro que estes aproveitamentos terão a nível da potência hídrica instalada em Portugal.

3.2.1. Reforço das centrais de Picote e Bemposta, no rio Douro.

Como foi referido na "*Restrospectiva Histórica*", os aproveitamentos do Douro internacional (Miranda, Picote e Bemposta), foram implementados no final dos anos 50, princípios de 60. Nesta época, a componente hidroeléctrica da produção energética nacional atingiu um máximo de 95%, representando a quase totalidade do consumo nacional e ocupava a base do diagrama de cargas. Assim, as centrais hidroeléctricas tinham naturalmente o compromisso de operar todos os dias, durante o Inverno e Verão. Os **aproveitamentos** a **fio-de-água** (como é o caso das do Douro) tinham então, uma redução significativa de produção durante os meses

de estiagem, a qual era compensada pelo aumento de produção dos aproveitamentos de albufeira (Cávado e Zêzere). No entanto, a hidroelectricidade apenas disponível em períodos húmidos tinha pouco valor e só a energia mais ou menos garantida era explorada. Por este motivo as **centrais do Douro internacional** foram equipadas com **caudais turbináveis relativamente baixos**, tendo em conta que o **caudal médio** observado no leito internacional do Douro ronda os **340 m³/s**: 350 m³/s em Miranda, 345 m³/s em Picote e 420 m³/s em Bemposta [29].

Assim, considerando a evolução dos consumos e a deslocação da produção hidroeléctrica da base para a ponta do diagrama de cargas, torna-se evidente que o caudal original de equipamento destes aproveitamentos é extremamente baixo. Além disso, uma vez que o **aproveitamento de Castro**, em Espanha, localizado imediatamente a **montante de Miranda**, tem uma **capacidade de turbinamento** de **590 m³/s**, sempre que a sua central opera a plena carga, os aproveitamentos nacionais, sem capacidade de regularização efectiva, são forçados a descarregar boa parte do caudal excedentário, sem qualquer hipótese de produção de energia, desperdiçando assim boas oportunidades de produção energética [29].



Figura 3. 57 – Localização dos centros de produção no Douro Internacional [69].

O **reforço de potência do escalão de Picote** visa **evitar**, de forma económica e utilizando estruturas já existentes, **o desperdício de energia** ligada aos descarregamentos impostos pelas circunstâncias focadas. Adicionalmente, permite **diminuir a dependência** que a exploração de **Castro e Miranda** colocam à exploração do escalão de Picote, face à sua localização a jusante e ao pequeno volume útil da sua albufeira [70].

A importância do projecto é facilmente compreendida, se for tido em conta que a REN, entidade que gere SEP em Portugal, passará a dispor, nas centrais de Picote, de uma potência de cerca de 420 MW (cerca de 10% da potência hidroeléctrica instalada em Portugal), a qual pode ser fornecida à rede de alta tensão num curtíssimo período de tempo. Esta **capacidade de resposta muito rápida**, característica dos aproveitamentos hidroeléctricos, é muito importante para a gestão do SEP, no dia a dia, uma vez que facilita fazer coincidir a energia que está a ser produzida com a energia que está a ser consumida. Por outro lado, o reforço de

potência em Picote constituirá ainda uma **reserva de segurança**, pronta a intervir rapidamente, em caso de ocorrência de incidentes graves noutras centrais ou até na própria rede de alta tensão [71].

Concluído o aumento da capacidade da central de Miranda em 1995 (194 MW, 220 GWh/ano), **12 anos depois** (em 2007) a EDP assinou o contrato para construção do reforço de potência do aproveitamento de Picote. **Meio século depois da entrada em funcionamento da central de Picote**, a unidade aumentará agora em cerca de 130 por cento a potência da central existente. Os **trabalhos arrancaram** em **2007** e prevê-se a sua **conclusão** no segundo semestre de **2011**.

De acordo com a EDP, a unidade será constituída por uma **central subterrânea em caverna**, a cerca de 150 m de profundidade, um circuito hidráulico em túnel e diversos poços e túneis auxiliares e de acesso. A central de produção de electricidade, designada **Picote II**, vai estar equipada com uma das maiores turbinas de electricidade da Europa, com uma potência nominal de **246 MW**, produzindo **240GW/ano** [72], [73].

Isto será possível, através da conversão de cerca de **1200 hm^3** de **caudais** que **deixarão de ser descarregados**, o que equivale a cerca de 2/3 de redução desses mesmos caudais descarregados, quando comparados com o verificado numa série hidrológica de 40 anos [70].



Figura 3. 58 – Obras na central de Picote.

Em termos de potência emitida para a rede, pode observar- se no gráfico 3.1 (potência colocada em função da percentagem do tempo), para o **ano de 2015** e para condições médias de hidraulicidade, o **efeito da concentração nas horas de ponta**, permitida pelo reforço de potência de Picote, e da correspondente redução nas horas de vazio, resultantes de um estudo de simulação com o modelo Valoragua [70].

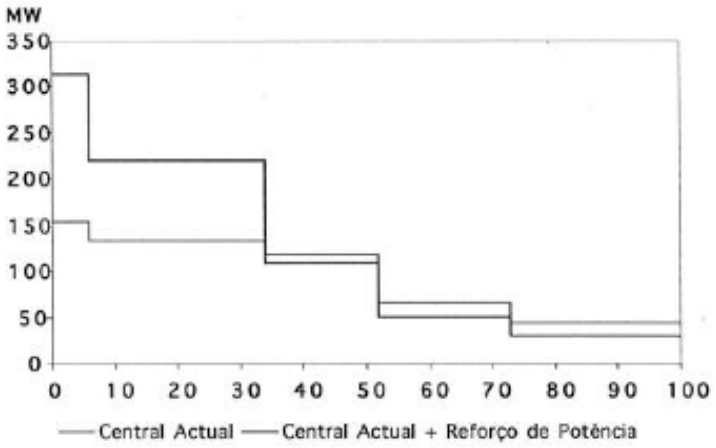


Gráfico 3. 1 – Potências colocadas pela central de Picote no ano 2015 [70].

É importante salientar o facto de a construção do reforço de potência consistir essencialmente num conjunto de obras subterrâneas que, apesar da sua apreciável dimensão, terão ao nível da superfície uma expressão mínima restringida às zonas de estaleiro, instalações socais e escombreiras, durante a construção, e à criação de um ou outro elemento de pequena dimensão para a exploração do aproveitamento [71].

Em **2008**, a EDP assinou o contrato para a construção do **reforço de potência do aproveitamento de Bemposta**. Tendo entrado em serviço em 1964 com uma potência instalada de 240 MW, a central verá a sua **potência aumentada** em cerca de **80%** [72].

Os motivos que levam, a este "upgrade", são os mesmo que foram apresentados para o reforço de Picote e, insere-se trambém na estratégia de promoção e exploração de centros electroprodutores que utilizam fontes renováveis, nomeadamente, no domínio hídrico, tendo em vista os objectivos nacionais de produção de energia eléctrica por via renovável [49].

À semelhança do aproveitamento de Picote, o aproveitamento da Bemposta existente, construído no troço Internacional do rio Douro, não apresenta capacidade para transformar em energia uma quantidade apreciável de água, proveniente dos aproveitamentos a montante, sendo descarregada sem qualquer aproveitamento do ponto de vista energético. Coloca-se, assim, a necessidade de um reforço de potência que corresponde a construir **uma central em poço**, adicional, e as respectivas condutas de alimentação e de restituição da água ao rio, para optimizar, em termos energéticos, a utilização das águas do Douro, possibilitando assim uma melhor gestão do aproveitamento e, consequentemente, o aproveitamento integral do recurso hidroeléctrico existente em Bemposta [74].

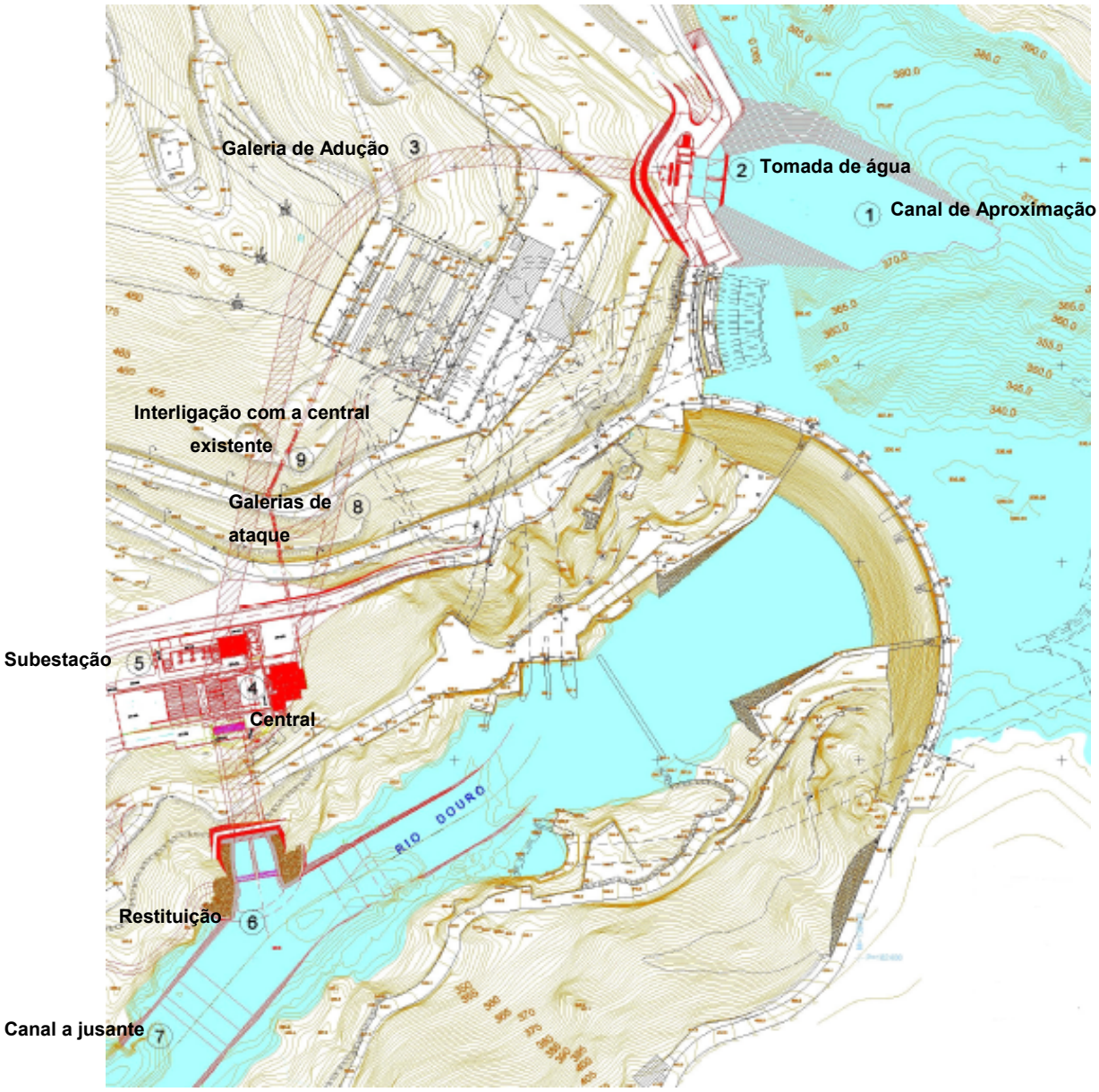


Figura 3. 59 – Localização dos principais elementos do reforço de potência do aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional – Bemposta (a vermelho) [74].

Este reforço será constituído por uma central subterrânea em poço, a cerca de 60 m de profundidade, um **circuito hidráulico em túnel** e **diversos poços** e **túneis auxiliares** e **de acesso**. A central será equipada com **um grupo gerador** constituído por **uma turbina tipo Francis** e por **um alternador** com **potência nominal** de **191 MW /212 MVA**. O objectivo é que a nova central **Bemposta II** entre em serviço industrial no 2º semestre de **2011** [72].

O conjunto de estes dois reforços nos aproveitamentos do Douro internacional, traduz-se num **aumento de cerca de 440 MW na potência instalada nacional** [72].

Finalmente salienta-se que com a entrada em exploração dos reforços de potência de Picote e de Bemposta, **ambos previstos para final de 2011,** conforme já referido, conclui-se

assim o projecto de reforço das centrais portuguesas do Douro Internacional, que tinha sido iniciado com o reforço da central de Miranda, em serviço desde final de 1995 [70].

Além da utilização para produção de energia eléctrica, existem **outros usos para a água das albufeiras de Picote e Bemposta**, embora nem todos com a mesma importância. Destaca-se o abastecimento público domiciliário, tendo origem nestas albufeiras dois importantes sistemas de abastecimento de água, um no concelho de Miranda do Douro (sistema da Barragem de Picote) e outro no concelho de Mogadouro (sistema de Bemposta) [71].

3.2.2. Aproveitamento do Baixo Sabor.

Será analisado mais à frente e com bastante detalhe, o facto de a **bacia do Douro nacional** dispor de uma muito **pequena capacidade de armazenamento** (**396 hm³**), quando comparada quer com as dimensões da mesma, quer com a sua produtividade. Será também analisado o facto de que uma reserva estratégica de água deverá localizar-se tão a montante quanto possível, de modo a que os caudais libertados possam beneficiar o maior trecho possível do Douro nacional. Assim, de acordo com o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH), podem encarar-se duas alternativas para criação de albufeiras com capacidade de armazenamento estratégico: na **bacia do Côa** ou na **bacia do Sabor** [29].

Foi já provado, pelo Excelentíssimo Senhor Engenheiro Carlos Madureira no artigo "*Uma visão sobre o Douro*" que, o funcionamento conjunto destes dois aproveitamentos a implementar nos dois afluentes do rio Douro, formaria a opção ideal e, sem sombra de dúvida, a opção mais interessante do ponto de vista da reguralização / armazenamento tão urgentes na bacia do Douro. No entanto, no PNBEPH são analisadas as duas alternativas (Côa e Sabor) separadamente, da forma que seguidamente se descreve.

A **bacia do Côa** apresenta a vantagem de se localizar mais a montante, dominando um trecho de rio mais longo (mais cerca de 15 km). Tem no entanto dois inconvenientes principais: a capacidade de armazenamento necessária é mais difícil de obter, exigindo a construção de duas barragens, e a capacidade de reenchimento dessa capacidade na sequência de um esvaziamento de emergência é menor, uma vez que as afluências médias disponíveis no Côa são cerca de metade das que poderão ser obtidas no Sabor. Deste modo, na sequência do esvaziamento da capacidade de reserva num ano seco, existe uma **probabilidade de reenchimento total da reserva no ano seguinte de apenas 50%**. No caso do **Sabor**, a **probabilidade de reenchimento total da reserva num só ano é de 85%,** permitindo uma garantia de estabilidade de fornecimento muito superior [29].

É evidente que, para além da constituição de uma capacidade de reserva para situações de emergência, o **aproveitamento do Baixo Sabor** permitirá a produção de quantidades significativas de energia, bastante superiores às que poderiam ser obtidas no Côa. Idealmente, para compensar o aumento da capacidade eólica prevista, o aproveitamento deverá ser reversível (cenário que será analisado no capítulo "Perspectivas Futuras" deste texto) [29].

Assim, em 2007 foi anunciada a construção do aproveitamento hidroeléctrico do **Baixo Sabor** e em **Junho de 2008** o Governo **adjudicou o aproveitamento hidroeléctrico da barragem do Baixo Sabor ao grupo EDP**.

A construção deste aproveitamento começou desde logo com aspectos problemáticos e polémicos quando a "Plataforma Sabor Livre" – PSL – (http://www.saborlivre.org) interpôs uma providência cautelar para impedir a sua construção. Para a Plataforma Sabor Livre é "*inadmissível*" que "*se autorize uma obra que irá destruir valores naturais insubstituíveis*", no entanto, a queixa da PSL foi mais tarde arquivada pela Comissão Europeia [75].

A obra vai custar 354 milhões de euros e **deverá entrar em funcionamento entre 2012 e 2013**. A barragem do Baixo Sabor com uma **capacidade instalada** de **170 MW**, vai produzir em média, por ano, **250 GWh de energia** [76].

O aproveitamento compreenderá **dois escalões em cascata**: na **albufeira principal**, cerca de 12 Km a montante da foz, será implementada uma barragem abóbada com 123 m de altura e uma **capacidade de armazenamento de 630 hm^3**, mais do que duplicando assim a actual capacidade de armazenamento da bacia do Douro.

No **segundo escalão** (a jusante) vai ser criada uma **reserva de emergência** (actualmente inexistente), a utilizar em casos de muito baixos caudais no rio Douro, com uma barragem em betão gravidade com 40 m de altura e capacidade para armazenar **450 hm^3**, constituindo o **contra-embalse** de onde a água turbinada a montante durante as horas de ponta poderá ser de novo bombeada durante as horas de vazio (grupos reversíveis).

A **central principal**, **associada à barragem de montante**, estará equipada com grupos reversíveis com **potência total de 135 MW** sob uma queda de 90 m, podendo turbinar um **caudal de 170 m^3/s**. A produção anual de energia primária será, em média, de **250 GWh/ano**. A **central de jusante** terá uma **capacidade de 35 MW** sob uma queda de 30 m [29], [76].

Como se pode ver pelas figuras que se seguem, a localização do aproveitamento do Baixo Sabor, faz com que 4 aproveitamentos de fio-de-água a jusante, no leito do rio Douro, possam beneficiar dos caudais regulados, e assim turbinar mais em época de estiagem ou horas de ponta, aproveitando de forma mais eficaz as suas capacidades de produção. **O aproveitamento do Baixo Sabor garante assim uma capacidade de prudução de 700 MW nas horas de ponta nas centrais a jusante** [76].



Figura 3. 60 – Antevisão do projecto do aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor [76].



Figura 3. 61 – Localização do aproveitamento do Baixo Sabor e restantes aproveitamentos do rio Douro [50].

O valor encontrado para o total de emissões de CO_2 evitadas, atribuíveis ao aproveitamento do Baixo Sabor, corresponde a uma redução de mais de 5% das emissões do sector [76].

Dadas as caraterísticas do aproveitamento, torna-se por demais evidente que este será um de muitos aproveitamentos urgentemente necessários na bacia do Douro, essenciais para os aspectos de regulação de caudais, controlo de cheias, capacidade de armazenamento, produção de energia a partir de fonte renovável, capacidade de bombagem, contribuição para o crescimento da energia eólica, redução das emissões do CO_2, entre outros.

Relativamente à **redução das emissões de dióxido de carbono** – CO_2 – atribuíveis ao aproveitamento do Baixo Sabor, podem considerar-se três aspectos distintos:

EMISSÕES EVITADAS	(Kt)	BASE DE CÁLCULO
Directamente pelo Baixo Sabor	150	• 250 GWh/ano (média dos regimes hidrológicos) • 600 g/kWh - factor de emissão médio do sistema
Indirectamente, devido ao aumento da produção das hidroeléctricas a jusante do Douro	37	Capacidade Garantida: • 750 MW
Pelo crescimento integrado das energias renováveis, só possível com a construção do Baixo Sabor	850	• 600 MW de crescimento em renováveis com regimes intermitente[1] • 2.300 h de factor de carga
Total	1037	

Tabela 3. 14 – Emissões de CO_2 evitadas pelo Baixo Sabor, em quilolonelas (kt), dados em [76].

O empreendimento vai afectar uma área integrada na **Rede Natura 2000** (política de Conservação da Natureza da União Europeia) e por isso exige algumas medidas de minimização dos impactos negativos. De acordo com os planos apresentados pela EDP, essas compensações vão abranger praticamente todo o distrito de Bragança e ainda parte do Parque Natural do Alvão, em Vila Real. A intenção manifestada aponta para a **melhoria das condições de espécies protegidas** como o lobo ibérico, as águias e até os morcegos. Vai ainda ser constituído um fundo financeiro, para manutenção ao longo de 75 anos, das medidas de carácter ambiental [75]

Para além da construção de novos acessos, há a salientar o facto de a actual ponte do rio Sabor ficar submersa pela albufeira de contra-embalse e, naturalmente terá que se avançar, rapidamente, com a **construção de uma nova ponte** [75].



Figura 3. 62 – Ponte do Sabor, em 2006 à esquerda e durante a cheia de Novembro 2005, à direita.

[1] Baseado na estimativa da REN de que são necessários 450 MW de reserva para backup do crescimento da capacidade eólica entre 2006-2012.

Uma das ambições da **Associação de Municípios de Baixo Sabor**, no âmbito da construção deste aproveitamento, é a criação de um parque de lazer idêntico ao da albufeira do Azibo, no concelho de Macedo de Cavaleiros, tendo em vista a **dinamização turística** da região. Esta medida foi defendida, desde cedo, por Aires Ferreira (presidente da Câmara Municipal de Torre de Moncorvo), que já defende a criação de um circuito de natureza que ligue o Azibo, Parque Natural do Douro Internacional e Vale do Côa, com proliferação para norte para a área de Montesinho [54].



Figura 3. 63 – Dinamização turística na albufeira do Azibo, Macedo de Cavaleiros.

Entretanto, no dia em que se anunciou a assinatura do contrato de construção da Barragem do Baixo Sabor (30 de Junho de 2008), a Plataforma Sabor Livre (PSL) interpôs uma providência cautelar com o objectivo de parar o processo de construção. Esta providência justificava-se, de acordo com esta organização, pelo facto desta obra ser alegadamente ilegal, uma vez que a Declaração de Impacte Ambiental que a autorizava, tinha caducado a 15 de Junho de 2008 (antes da data em que foi assinado o contrato de construção) [72].

Então, em Dezembro de 2008, o Tribunal Administrativo do Círculo de Lisboa deu razão à providência cautelar interposta pela PSL. Esta, defende que para haver uma nova Declaração de Impacte Ambiental válida, “tem de ser feito um novo estudo de impacte ambiental e uma nova consulta pública, o que não ocorreu” [77].

Iniciadas em meados de meio do ano de 2008, as **obras da barragem do Baixo Sabor foram suspensas pela EDP no final do mês de Dezembro de 2008**. A EDP suspendeu as obras no Nordeste transmontano devido à acção judicial interposta, **retomando-as novamente em meados do final do mês de Janeiro de 2009**, uma vez que o Tribunal Administrativo e Fiscal de Mirandela recusou as providências cautelares de suspensão da execução do correspondente contrato de concessão outorgado em Junho de 2008 [78], [79].



Figura 3. 64 – Obras do aproveitamento do Baixo Sabor.

Toda esta agitação e conjunto de obstáculos que se colocam e interpõem no processo, são o melhor exemplo daquilo que espelha a dificuldade que se vive nos nossos dias apenas para implementar um aproveitamento hidroeléctrico, cuja necessidade é por demais evidente e, cujos benefícios estão já provados há largos anos, não apenas a nível energético como também para a tão importante capacidade de armazenamento na bacia do Douro, urgentemente reclamada há várias décadas. Trata-se apenas de um dos muitos aproveitamentos hidroeléctricos inquestionavelmente necessários.

Se um aproveitamento apenas gera tanta polémica e incomoda tanta gente, como será com dez ou vinte aproveitamentos (ainda necessários em Portugal)?

3.2.3. Aproveitamento de Ribeiradio - Ermida, no rio Vouga.

O **rio Vouga** é o único grande rio nacional que não dispõe actualmente de qualquer capacidade de armazenamento. Por este motivo, os **caudais de estiagem são frequentemente muito reduzidos**, levantando problemas de abastecimento à população residente na zona baixa da bacia – cerca de 300 000 habitantes servidos pelo sistema do Carvoeiro nos concelhos de Aveiro, Águeda, Estarreja, Albergaria e Ílhavo [29].

Por outro lado, a **falta de capacidade de retenção**, associada à baixa pendente dos rios no trecho terminal da bacia, conduz a episódios de **cheias frequentes** que são agravados quando se verifica uma coincidência de pontas de cheia nos principais rios que drenam para a ria de Aveiro – nomeadamente o Vouga e o Águeda [29].

Depois de um "pré-arranque" de obras em 2001 (analisado em detalhe adiante), em **Novembro de 2007**, o **aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida** foi **adjudicado ao agrupamento composto pela Eviva Energy** (detida pelo grupo Martifer) **e pela EDP** – Gestão de Produção de Energia, para a concepção, construção e exploração da unidade [80].

O aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio – Ermida terá como finalidade principal a produção de energia hidroeléctrica, com uma **potência total instalada de 78,6 MW**. Garantirá ainda os volumes necessários para o abastecimento público, industrial e rega, tanto a jusante do aproveitamento como a partir das albufeiras que serão criadas, resolvendo assim os problemas acima mencionados [80].


Barragem de Ribeiradio adjudicada para a semana

EDP/Martifer avançam com obra reclamada há 70 anos

2008-12-27

RUI BONDOSO

Figura 3. 65 – Título da notícia no Jornal de Notícias a 27 de Dezembro de 2008 [81].

O **início das obras** da barragem está apontado para "**Junho de 2009**" e a entrada em serviço "**prevista para o primeiro semestre de 2013**" [60].

O **complexo hidroeléctrico de Ribeiradio** vai ser construído porque ganhou o estatuto de projecto de **Potencial Interesse Nacional** (PIN). A decisão foi deliberada a 11 de Fevereiro de 2009 pela Comissão de Avaliação e Acompanhamento dos Projectos PIN, da Agência para o Investimento e Comércio Externo de Portugal [81].

O projecto será composto por **duas barragens** e **duas centrais hidroeléctricas**.

A **barragem mais a jusante**, no rio Vouga, lugar de Ermida, terá 35 m de altura e uma albufeira com **capacidade de retenção de dois hm^3 de água**.

A **barragem principal** será uma estrutura maior: 75 m de altura, em betão com perfil gravidade e uma albufeira que **armazenará cerca de 100 hm^3 de água**, com nível de pleno armazenamente à cota de 110, que permitirá assegurar o abastecimento das populações a jusante [81].

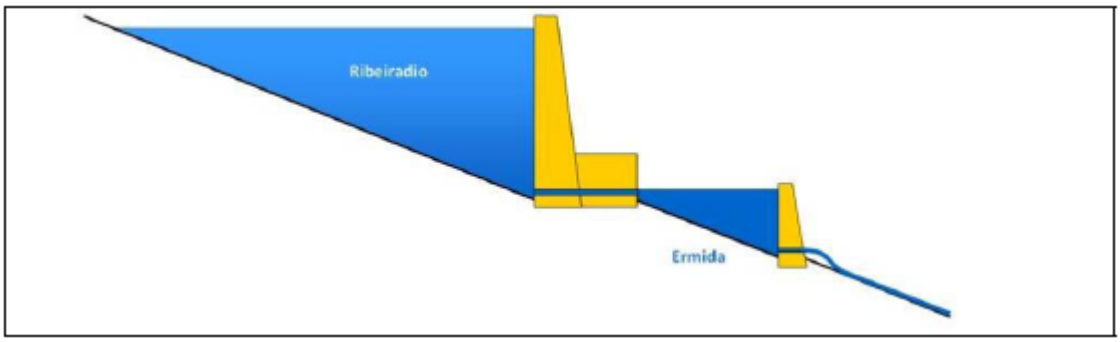


Figura 3. 66 – Esquema do aproveitamento hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida [82].

O **escalão principal** compreenderá ainda, entre outras caraterísticas, um descarregador de cheias com três comportas, um açude galgável em betão a jusante e com 5 m de altura, criando um colchão de água para amortecimento, dissipação de energia do jacto do descarregador de cheias e da descarga de fundo, uma descarga de fundo com 2,5 m de diâmetro com 100 m^3/s de capacidade e tomada de água junto ao encontro esquerdo, alimentando o circuito hidráulico da central [82].



Figura 3. 67 – Antevisão do aproveitamento de Ribeiradio – Ermida [83].

A **central principal** será equipada com **um grupo de eixo vertical** com **72 MW de potência**, **turbinando 125 m^3/s** sob a queda nominal de 65 m, a **central secundária** será equipada com **dois grupos iguais de eixo vertical** com **3,3 MW cada**, prefazendo assim um **total de 78,6 MW** [82].

A **albufeira de Ribeiradio** constituirá ainda uma **reserva de segurança** que permitirá manter a jusante caudais ambientais adequados, garantindo a qualidade da água na zona lagunar de jusante. Além disso, a operação conveniente da albufeira permitirá desfasar os picos de cheia do Vouga relativamente aos do Águeda, minimizando, ainda que não de forma total, as consequências negativas das cheias [29].

A **barragem de Ermida**, que integra o aproveitamento, tem como principal objectivo **minimizar os impactes causados a jusante pelo processo de turbinagem em Ribeiradio**. Para potenciar a exploração hidroeléctrica, considerou-se então a produção de energia em Ermida, compensando a inviabilização da reversibilidade em Ribeiradio (analisado mais à frente) [82].

O aproveitamento integrado dos recursos hídricos do rio Vouga tem sido analisado ao longo da últimas três décadas, no âmbito de diferentes estudos, tendo começado em 1975 com o Plano Geral do Aproveitamento Hidráulico do Rio Vouga – Direcção Geral dos Serviços Hidráulicos (DGSH) – seguindo-se o Estudo de Caracterização e Perspectivas de Desenvolvimento e de Gestão dos Recursos Hídricos na Região do Vouga – Direcção Geral dos Recursos Naturais (1989/90) e o Plano de Bacia Hidrográfica do Rio Vouga – Direcção Regional do Ambiente e Ordenamento do território Centro - 2002 [82].

Em todos estes estudos foram identificados pontos comuns como a **falta de capacidade de armazenamento disponível na bacia**, as dificuldades de regularização dos caudais nela gerados, os caudais, que embora geralmente abundantes, se encontram frequentemente mal distribuídos a nível temporal, dando origem a períodos de escassez em períodos de estiagem e a cheias significativas em períodos de fortes precipitações, principalmente nas zonas baixas da bacia [82].

As características da bacia do Vouga, com linhas de água muito encaixadas e inclinações significativas, não são favoráveis à criação de albufeiras com capacidades de armazenamento importantes. Assim, **desde os primeiros estudos que o local de Ribeiradio foi identificado como um dos mais favoráveis para a criação de uma albufeira com capacidade de armazenamento significativa**. Os estudos de 1975 previam a criação de uma albufeira com NPA à cota 135, com uma capacidade total de armazenamento de 360 hm³, dos quais cerca de 100 hm³ seriam reservados para o controlo de cheias [82].

Contudo, e face às implicações negativas associadas à área a ocupar por uma albufeira com estas dimensões, em 1996 o NPA foi baixado para a cota 110. Esta cota de NPA foi aprovada em 1998, pela comissão de avaliação de impactes ambientais, na sequência do processo então levado a cabo, e ainda agora se mantém [82].

Nos estudos de 1975 considerou-se o designado “Local de Jusante”, no qual foram executadas campanhas de prospecção geológico-geotécnica detalhadas (sondagens, abertura

de valas e galerias e perfis sísmicos de refracção) conduzidas pela DGSH, como era corrente na época [82].

Em 1995 foram retomados os estudos, tendo-se identificado um local alternativo a montante onde o vale aparentava uma morfologia adequada e potencialmente apropriada para a implantação de uma barragem, designado por "Local de Montante". Na sequência destes estudos e, depois de obtido o parecer da comissão de avaliação de impacte ambiental (1998), deu-se início aos estudos necessários com vista a sustentar o lançamento de um concurso público respeitante a uma empreitada de concepção-construção [82].

Em **2001, as obras foram adjudicadas** ao consórcio formado pelas empresas ENGIL, MOTA & COMPANHIA e SOMAGUE. Após a adjudicação, iniciaram-se os estudos relativos ao projecto da barragem, que no entanto vieram a ser interrompidos com a paragem das obras por razões administrativas [82].

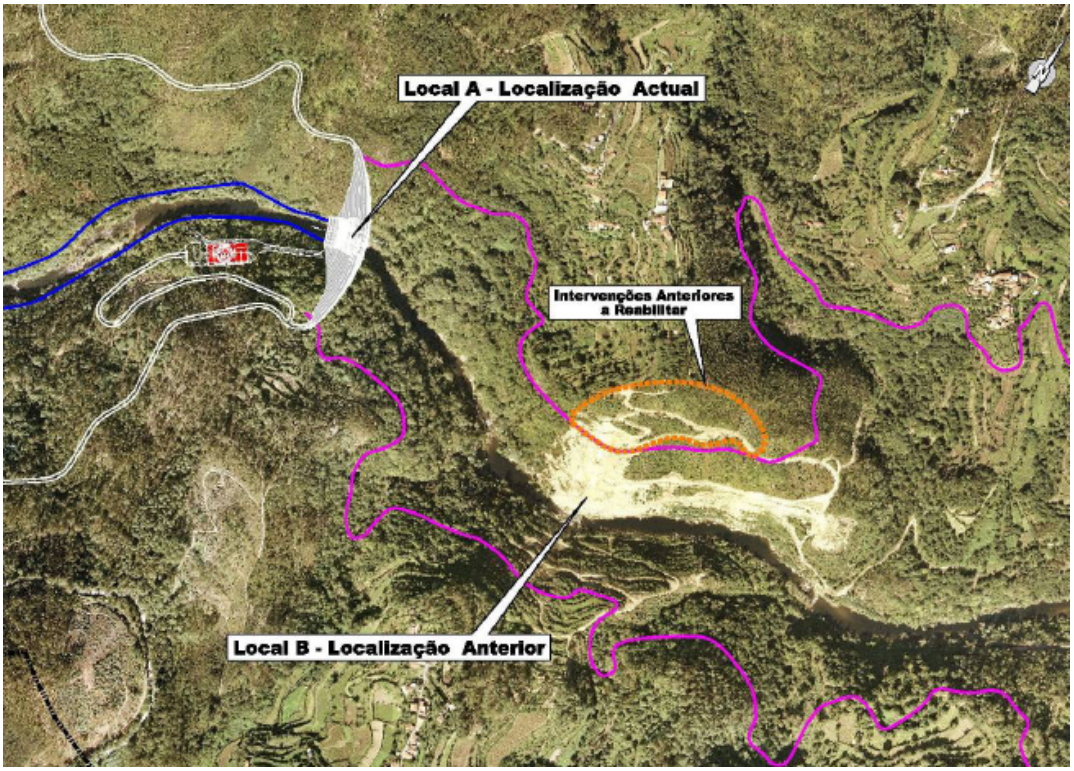


Figura 3. 68 – Intervenções Anteriormente Efectuadas no "Local de Montante" [82].

Tendo presente o processo descrito, **as intervenções efectuadas no âmbito do anterior projecto** (localizado a montante do actual) **foram apenas as necessárias para a realização dos trabalhos complementares de prospecção geotécnica, que incluíram sondagens, galerias e ensaios *"in situ"*.** Para tal tiveram que ser melhorados caminhos existentes até sensivelmente à cota do NPA (110); para executar as galerias e prospecção complementar no interior da albufeira houve que proceder, já na área da albufeira, à abertura de acessos; de

facto, para atingir as galerias e as plataformas para execução das sondagens, foram executados acessos em ambas as margens atingindo alturas de escavação de 3 a 5 m, bem como a uma escavação prévia e implantação do respectivo estaleiro de apoio, para acesso ao qual se procedeu à beneficiação da via existente entre Vilarinho e o estaleiro [82].

Recentemente foi feita uma visita a esse local, tendo-se constatado já a ocorrência de processos naturais de reabilitação dessa intervenção [82].

Os trabalhos realizados no "Local de Montante" posteriormente a 1999, mostraram condições de fundação francamente piores do que o previsto, levantando reservas à sua continuidade, situação que necessariamente se iria repercutir num aumento dos custos, que se identificaram então da ordem de 15% [82].

Em 2007, prioridades no domínio das energias renováveis, incluindo o aumento das metas a nível nacional (de 39% para 45%), levaram a repensar este aproveitamento, quer para produzir energia, quer para apoiar na solução dos problemas já identificados na bacia do Vouga, analisaram-se alternativas de localização da barragem de Ribeiradio (na anterior e na actual localização) e em ambas as alternativas a cota do plano de água era a mesma, pelo que a área a ser directamente afectada seria muito similar [82].

Após esta avaliação preliminar, adoptou-se a localização de jusante (a cerca de 700 m do anterior local) devido à melhor qualidade do maciço para acolher uma barragem de betão [82].

Devido à necessidade de regularizar os caudais turbinados a jusante foi avaliada, pela primeira vez, a necessidade de construir a barragem de Ermida, com o objectivo de evitar a excessiva variação de caudais no rio a jusante. Face à existência deste contra-embalse foi avaliada igualmente a questão da reversibilidade, a qual se veio a evidenciar inviável face à insuficiente capacidade de armazenamento disponível em Ermida [82].

E foram estes os estudos que deram origem ao processo que inicialmente se descreveu e que se vive actualmente, restando agora aguardar pelo início das obras e por um denserolar sem sobressaltos. De salientar que foi feita uma cerimónia de apresentação deste aproveitamento no dia 20 de Fevereiro de 2009 e contou com a presença do actual Primeiro Ministro José Sócrates.

No que diz respeito ao estudo de impacte ambiental deste aproveitamento, há a salientar o efeito barreira para a ictiofauna e a alteração, ainda que pouco significativa, das condições de vida aquática para jusante na fase de exploração. A considerar ainda a afectação de 6 habitações permanentes, 4 praias fluviais, e algumas infraestruturas, as quais serão restabelecidas [82].

Em síntese, e pese embora os impactes significativos identificados, principalmente no que respeita à significância dos impactes nos sistemas ecológicos aquáticos, admite-se a

viabilidade ambiental do empreendimento, face aos benefícios energéticos e ambientais, e tendo presente as medidas de compensação propostas [82].

3.2.4. Reforço da central do Alqueva, no rio Guadiana (Alqueva II).

Na cerimónia, que decorreu em Picote, Miranda do Douro, a **30 de Junho de 2008**, com a presença do primeiro-ministro e do ministro da Economia, foi também adjudicado o **reforço de potência da Barragem do Alqueva**.

Este reforço enquadra-se também numa estratégia de promoção e exploração de centros de produção de energia eléctrica através de fontes de energias renováveis, tendo em vista o cumprimento de metas estabelecidas no âmbito de compromissos internacionais, assumidos por Portugal, nomeadamente o Protocolo de Quioto e a Directiva relativa à promoção de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis [84].

O actual aproveitamento de Alqueva (240 MW reversíveis, 420 m³/s) dispõe de um factor de equipamento superior a 6.0 – o que, conjugado com a enorme capacidade da sua albufeira, lhe permite turbinar praticamente a totalidade dos caudais afluentes. Nestas condições, **a instalação de uma nova central não permitirá produzir energia adicional em relação à central existente senão muito esporadicamente, em períodos extremamente húmidos** [29].

No entanto, o aproveitamento de Alqueva dispõe já das duas albufeiras de montante e jusante, dispondo a albufeira de jusante de capacidade excedentária em relação a um ciclo de regulação semanal. Nestas condições a instalação de uma nova central será bastante simples, rápida e relativamente económica. **Embora a nova central não venha a produzir praticamente mais energia relativamente à central existente, ela poderá operar com a sua componente reversível, equilibrando a produção eólica** (fenómeno analisado em detalhe no próximo capítulo). **Não sendo necessária a construção de barragens, a instalação da nova central será bastante rápida, podendo entrar em serviço no ano de 2012** [29].

Prevê-se a **instalação de 2 grupos de 130 MW** de capacidade de bombagem, proporcionando assim um aumento rápido e simples da potência hidroeléctrica reversível, que é caracteristicamente uma pesada componente de construção civil e, necessariamente mais lenta [29].

Assim, **este reforço de potência irá funcionar quase exclusivamente na componente de reversibilidade**, turbinando nos períodos de ponta a água que será bombeada durante os períodos de vazio [84].

Efectivamente, o reforço da potência instalada em Alqueva encontra-se prevista desde o início da construção da barragem, sendo que para minimizar as interferências com a exploração da obra, foram realizados, ainda na fase inicial dos trabalhos, algumas estruturas preliminares destinadas a facilitar a implantação das obras de captação na albufeira de Alqueva e de restituição na albufeira de Pedrógão [84].

Os grupos correspondentes ao reforço vão ser instalados numa **nova central hidroeléctrica (Alqueva II)**, a construir **a céu aberto**, na margem direita do Guadiana, imediatamente a jusante do encontro direito da barragem, aproveitando uma plataforma existente [84].



Figura 3. 69 – Local de implementação da central Alqueva II.

O Reforço de Potência do Escalão de Alqueva compreende o **circuito hidráulico em túnel**, a **central** construída a céu aberto, a **restituição** e a **subestação** [84].

Os valores da produção média anual actual e futura são os que constam do seguinte quadro:

Produção Média Anual	(GWh)
ALQUEVA I	166
ALQUEVA II	**197**

Tabela 3. 15 – Produção anual média, na actualidade e no futuro

Conclui-se que o reforço de potência do escalão do Alqueva proporciona um acréscimo de energia produtível de 31 GWh/ano. Os valores indicados correspondem à produção líquida do efeito de bombagem [84].

O arranque das obras ocorreu em Julho de 2008 e preve-se a sua conclusão para Junho/Julho de 2012 [84].

Relativamente aos **impactes ambientais negativos** previstos com a implementação do Reforço de Potência do Escalão de Alqueva, naturalmente assumirão maior relevância na **fase de construção** do empreendimento, uma vez que será necessária a implantação do estaleiro de obra e a construção de diversas insfraestruturas. Estes impactes podem ser considerados minimalistas, uma vez que se trata de uma situação de **carácter temporário** [84].

3.2.5. Aumento da potência instalada e capacidade de armazenamento

Em jeito de conclusão desta secção do texto, apresenta-se um apanhado dos aumentos de potência instalada previstos tendo em conta a entrada em funcionamento dos aproveitamentos em implementação.

Aproveitamento	Aumento de Potência (MW)	Reversibilidade	Entrada em Serviço (prevista)
Picote II + Bemposta II	440	Não	2011
Baixo Sabor	170	Sim	2012/2013
Ribeiradio - Ermida	78,6	Não	2013
Alqueva II	260	Sim	2012
TOTAL	**948,6**		

Tabela 3. 16 – Características técnicas dos aproveitamentos em implementação.

Pode então concluir-se que, o conjunto destas quatro implementações irão em 2013 totalizar um **aumento de potência instalada na ordem dos 950 MW**.

Tendo em conta que, em Janeiro de 2009 a DGEG inventariou **4814 MW de potência total hídrica instalada em Portugal**, **em 2013 esse mesmo total deverá rondar os 5765 MW**, isto sem incluir eventuais aproveitamentos PCMH (Pequenas Centrais Mini-Hídricas) que possam entrar em funcionamento no espaço de quatro anos (uma vez que existem actualmente cerca de 600 pedidos de aprovação de projectos de centrais mini-hídricas, a maioria das quais tratando-se de reabilitações de aproveitamentos já existentes), e partindo dos principios de que as datas previstas para entrada em funcionamento dos aproveitamentos em implementação serão as apontadas pelos especialistas e ainda que nenhum outro aproveitamento hidroeléctrico de dimensão significativa, cuja construção se inicie hipoteticamente nos próximos quatro anos, possa entrar em serviço antes de 2013.

Importa também verificar que, com a implementação dos aproveitamentos do Baixo Sabor e Ribeiradio – Ermida, **a capacidade de armazenamento nacional aumenta quase 1200**

hm^3, totalizando assim mais de **12 500 hm^3**, aumentando para 17% a capacidade de armazenamento das albufeiras nacionais em relação às afluencias totais anuais.

3.3. Rios menos aproveitados, com especial ênfase para a região Norte e Centro.

Portugal é um **dos países da União Europeia** (UE) com maior potencial hídrico por explorar, sendo o **que menos cresceu em** termos de **capacidade hídrica instalada** nos últimos 30 anos. Estima-se que cerca de **50% do potencial hidroeléctrico nacional, esteja ainda por aproveitar** [5].

Naturalmente, mesmo explorando ao máximo o potencial hidroeléctrico, este acréscimo de produção por si só, nunca seria suficiente para satisfazer o crescimento dos consumos, ou seja, nunca em Portugal a produção hidroeléctrica voltará a estar posicionada na base do diagrama de cargas. Mas mesmo assim, sendo Portugal um dos países da UE com maior dependência energética face ao exterior (com implicações no desempenho da economia nacional), e tratando-se de uma fonte de produção em território Português, a aposta na produção hidroeléctrica torna-se por si só uma prioridade. Considerando ainda a mais valia de se tratar de uma fonte renovável, e dada a enorme importância na actualidade e naquilo que será o futuro, de uma necessidade de produção de energia sem recurso a combustíveis fósseis, Portugal tem todo o interesse em expandir o seu potencial hidroeléctrico e explorá-lo ao máximo. À parte da produção de energia eléctrica, é também urgente a necessidade de regularização dos caudais dos cursos de água nacionais e criar capacidades de reserva, como tem sido evidenciado ao longo deste texto.

Assim, importa perceber onde deverá ser focalizada a aposta em novos aproveitamentos. No quadro seguinte, apresenta-se um apanhado das potências instaladas e de capacidade de armazenamento, das principais bacias hidrográficas nacionais.

Bacia	Afluências Anuais (hm^3)	Capacidade das albufeiras (hm^3)	Capacidade das albufeiras em % das afluências	Potência Instalada (MW)
Cávado	2100	1180	56%	632,6
Douro	22900	396	2%	1951
Guadiana	7200	4610	64%	240
Lima	3600	400	11%	696,1
Mondego	3400	540	16%	479,7
Tejo	17100	2750	16%	589,4
Vouga	1900	0	0%	0
Outras	14600	1430		214
TOTAL	**73500**	**11306**	**15%**	**4814**

Tabela 3. 17 – Potência instalada em hidroelectricidade e capacidade de armazenamento nas principais bacias nacionais.

Para uma boa análise dos dados, cria-se um sub-grupo de bacias, englobando as bacias do **Lima, Cávado, Vouga e Mondego**. Estas quatro bacias podem ser colocadas num mesmo grupo uma vez que as suas afluências anuais não são extremamente diferentes, variando entre os 1900 hm^3 e 3600 hm^3. Pode imediatamente ver-se que, em termos de potência instalada, temos a BH Lima com 696 MW, Cávado com 633 MW, Mondego com 480 MW e **Vouga com 0 MW**. Assim, **a bacia do Vouga está completamente desaproveitada** em termos de produção hidroeléctrica e, o rio Vouga destaca-se ainda por ser o único grande rio nacional que não dispõe actualmente de qualquer capacidade de armazenamento [29].

Como já foi visto, está em implementação o **aproveitamento de Ribeiradio - Ermida**, no Rio Vouga, com uma potência instalada de 78 MW e uma capacidade de armazenamento aproximada de 110 hm^3. **Aumentará assim para cerca de 6% a capacidade útil de armazenamento em relação às afluências anuais desta bacia**. Mas, mesmo com a implementação deste aproveitamento, quer a potência instalada, quer a capacidade de armazenamento, apresentam valores muito baixos tendo em conta as potêncialidades desta bacia. Como tal, esta será uma bacia na qual a aposta na implementação de novos aproveitamentos deverá incidir com alguma prioridade. Existem mais dois aproveitamentos previstos para esta bacia, Pinhosão e Póvoa (ambos no rio Vouga), dos quais, como se verá no próximo capítulo, o PNBEPH selecciona apenas o de Pinhosão, para uma implementação até 2020. A tabela que se segue, apresenta as principais características dos aproveitamos previstos de Pinhosão e Póvoa para a Bacia do Vouga.

CARACTERÍSTICAS	Póvoa	Pinhosão
Tipo de Aproveitamento	Albufeira; R[2]	Albufeira; R
Capacidade da Albufeira (hm^3)	45	68
Área Inundada (Km^2)	3,2	2,5
Queda útil Nominal (m)	152	171
Potência Instalada (MW)	41	77
Energia Produzida (GWh/ano)	57	106
Emissões de $C0_2$ Evitadas (ton/ano)	28500	53000

Tabela 3. 18 – Principais características dos aproveitamentos previstos para a bacia do Vouga [85].

De salientar que, com a introdução destes dois aproveitamentos, a potência instalada na bacia do Vouga (contando já com o aproveitamento de Ribeiradio – Ermida), ficaria em cerca de 196 MW. A capacidade de armazenamento totalizaria 223 hm^3, fazendo subir assim, para mais de 11%, a capacidade de armazenamento em relação às afluencias anuais desta bacia.

Ainda sobre estas quatro bacias, é importante referir que as BH de Mondego e Lima, apresentam capacidades de armazenamento ainda relativamente baixas (16% e 11%), em relação às respectivas afluências. Existem também **três aproveitamentos previstos para a bacia hidrográfica do Mondego: Asse-Dasse**, **Girabolhos** e **Midões** (todos no rio Mondego), dos quais o **PNBEPH selecciona apenas Girabolhos**, para uma implementação até 2020.

Existe ainda um aproveitamento previsto para a bacia do Lima: Assureira (no rio Castro Laboreiro), mas que o PNBEPH não selecciona para uma implementação até 2020.

A tabela que se segue, apresenta as principais características dos aproveitamentos previstos de Asse-Dasse, Girabolhos e Midões para a Bacia do Mondego.

CARACTERÍSTICAS	Asse-Dasse	Girabolhos	Midões
Tipo de Aproveitamento	Albufeira; R[3]	Albufeira; R	Albufeira; R
Capacidade da Albufeira (hm^3)	563	143	166
Área Inundada (Km^2)	11	5,2	7
Queda útil Nominal (m)	684	114	60
Potência Instalada (MW)	185	72	54
Energia Produzida (GWh/ano)	232	99	72
Emissões de $C0_2$ Evitadas (ton/ano)	116000	49500	36000

Tabela 3. 19 – Principais características dos aproveitamentos previstos para a bacia do Mondego [85].

[2] R corresponde a aproveitamento com Reversibilidade.

[3] R corresponde a aproveitamento com Reversibilidade.

Com a introdução destes três aproveitamentos, a potência instalada na bacia do Mondego ficaria em cerca de 790 MW. A capacidade de armazenamento totalizaria uns excelentes 1412 hm^3, muito graças à albufeira prevista para o aproveitamento de Asse-Dasse, **fazendo subir assim, para quase 42%, a capacidade de armazenamento** em relação às afluencias anuais da bacia.

Relativamente à **BH Lima**, a tabela que se segue, apresenta as principais características do **aproveitamento previsto de Assureira**, no rio Castro Laboreiro.

CARACTERÍSTICAS	Assureira
Tipo de Aproveitamento	Albufeira; R^3
Capacidade da Albufeira (hm^3)	4
Área Inundada (Km^2)	0,3
Queda útil Nominal (m)	391
Potência Instalada (MW)	88
Energia Produzida (GWh/ano)	119
Emissões de $C0_2$ Evitadas (ton CO_2/ano)	59500

Tabela 3. 20 – Principais características do aproveitamento previsto para a bacia do Lima [85].

Trata-se de uma pequena albufeira, apenas com 4 hm^3 de capacidade, não alterando, portanto, de forma significativa, a capacidade de armazenamento da bacia do Lima, em relação às suas afluências anuais. Por outro lado, com a implementação deste aproveitamento, a bacia do Lima poderia dispor de uma potência instalada total de cerca de 785 MW.

Relativamente à **BH Sado**, como foi visto numa subsecção anterior, abrange uma área de 7696 km^2 e é a bacia hidrográfica inteiramente portuguesa de maior área. No entanto, as altitudes desta bacia são baixas e as suas afluências rondam os 1000 hm^3 anuais. Apesar disso, **esta BH poderia justificar a implementação de uma central de produção hidroeléctrica com um potência instalada significativa (50 MW por exemplo), acoplada às albufeiras já existentes**. **Não está previsto qualquer tipo de instalação para esta BH** e, tendo em conta o actual panorama hiodroeléctrico nacional, esta bacia não deverá ser uma prioridade. Contudo, não deve deixar de ser analisada, para futuras implementações. Em termo de comparação, pode referir-se a **BH Ave**, com cerca de 1 200 hm^3 de afluências anuais, mas com uma potência instalada de cerca de 27 MW e uma capacidade de armazenamento de 22 hm^3.

Como já foi visto, as duas maiores bacias em território nacional são as do Douro e Tejo. Na próxima subsecção será feita uma análise detalhada da BH Douro, pelo que importa agora olhar sobre a **BH Tejo**.

A partir da tabela 3.17, verifica-se que nesta enorme bacia, dispõe-se de uma **potência instalada de apenas 590 MW**, e uma **capacidade de armazenamento de 16% em relação às suas afluências anuais**. A parte Portuguesa da bacia é bastante plana, logo não é muito propícia para a hidroelectricidade. Como foi visto na secção 3.2, a capacidade de armazenamento desta bacia deve-se sobretudo ao conjunto das albufeiras do Cabril e de Castelo de Bode localizadas no Rio Zêzere, totalizando perto de 1500 hm^3. No entanto, os sete maiores aproveitamentos da bacia entraram em serviço entre 1943 (S. Luzia) e 1974 (Fratel), sendo que, o aproveitamento com maior potência instalada é o de Castelo de Bode com 159 MW, e o que apresenta menor potência instalada é o de S. Luzia com 29 MW, daí os pouco apelativos 590 MW de potência instalada. Assim, **como prioridade nesta bacia, deveria ser encarada a hipótese de roforços de potência nos aproveitamentos mais antigos**, à semelhança do que está a ser feito nos aproveitamentos do Douro internacional implementados na década de 50. Destacando-se o aproveitamento de Castelo de Bode, de 1951, por evidentemente se notar que os 159 MW são muito modestos tendo em conta as potencialidades do aproveitamento; este é o aproveitamento que maior quantidade de energia produz nesta bacia e possui uma excelente albufeira de 900 hm^3. O mesmo se poderá dizer do aproveitamento de Fratel, de 1974, que é o segundo maior produtor de energia da bacia e possui uma modesta potência instalada de 132 MW. Mesmo os aproveitamentos de Boucã, de 1955, localizado no rio Zêzere, com uma área de bacia vertente de 2525 Km^2 e com apenas 44 MW de potência instalada; e o aproveitamento de Belver, de 1951, localizado no rio Tejo, com uma área de bacia vertente de 62802 Km^2 e com uma potência instalada de apenas 81 MW, mereciam uma revisão no seu funcionamento e um inevitável reforço de potência.

Estão previstos para a bacia do Tejo, quatro novos aproveitamentos: Almourol (rio Tejo), Santarém (rio Tejo), Erges (rio Erges) e Alvito (rio Ocreza), dos quais **o PNBEPH selecciona Almourol e Alvito para implementação** num horizonte até 2020. Veremos mais à frente que, as notícias mais recentes dão praticamente como certa a não construção do aproveitamento de Almourol.

A tabela que se segue apresenta as principais características dos aproveitamentos previstos para a Bacia do Tejo.

CARACTERÍSTICAS	Almourol	Santarém	Erges	Alvito
Tipo de Aproveitamento	Fio de Água	Fio de Água	Albufeira; R[4]	Albufeira; R
Capacidade da Albufeira (hm^3)	20	26	83	209
Área Inundada (Km^2)	13,4	17,5	4	11,1
Queda útil Nominal (m)	12	10	67	82
Potência Instalada (MW)	78	85	42	48
Energia Produzida (GWh/ano)	209	269	45	62
Emissões de $C0_2$ Evitadas (ton/ano)	104450	134700	22500	31000

Tabela 3. 21 – Principais características dos aproveitamento previstos para a bacia do Tejo [85].

Com a introdução destes três aproveitamentos, a **potência instalada** na **BH Tejo** ficaria em cerca de **840 MW**. A **capacidade de armazenamento** totalizaria quase **3100 hm^3**, fazendo subir assim, para 18%, a capacidade de armazenamento em relação às afluencias anuais.

Aproveitamento	Potência Instalada (MW)	Capacidade de Armazenamento (hm^3)	Reversibilidade
Póvoa	41	45	Sim
Pinhosão	77	68	Sim
Asse-Dasse	185	563	Sim
Girabolhos	72	143	Sim
Midões	54	166	Sim
Assureira	88	4	Sim
Almourol	78	20	Não
Santarém	85	26	Não
Erges	42	83	Sim
Alvito	48	209	Não
TOTAL	770	1327	

Tabela 3. 22 – Aproveitamentos previstos para as bacias do Vouga, Mondego, Lima e Tejo.

Assim, antes de uma analise à bacia do Douro, será interessante perceber quais as vantagens globais da implementação dos aproveitamentos previstos para as bacias já analisadas.

Tratam-se então de **dez novos aproveitamentos previstos para quatro bacias nacionais que não estão devidamente aproveitadas**. Contabilizando os aproveitamentos em implementação já analisados na secção 3.3, verificamos que se poderá dispor, em 2013, de

[4] R corresponde a aproveitamento com Reversibilidade.

5765 MW de potência hídrica instalada e de aproximadamente, **12500 hm^3** de capacidade de armazenamento nacional.

Se estes dez novos aproveitamentos fossem implementados, veríamos a potência hídrica instalada subir mais de 13%, para **6535 MW**. A capacidade de armazenamento nacional subiria de 15%, para quase 19% dos escoamentos totais anuais, atingindo 13800 hm^3.

3.3.1. Análise detalhada da Bacia do Douro.

Esta subseção pretende analisar com detalhe a situação do (não) aproveitamento do potencial hidroeléctrico da bacia do Douro. Dos vinte e cinco aproveitamentos previstos a nível nacional e analisados no PNBEPH, dez analisados anteriormente neste texto, dizem respeito às bacias do Mondego, Vouga, Lima e Tejo, os restantes **quinze dizem respeito à bacia do Douro**. É de extrema importância perceber o porquê desta distribuição.

No capítulo "Retrospectiva Histórica" deste texto, foi evidenciado que em **1913**, já o extraordinário **Engenheiro Ezequiel de Campos** (1874-1965), publicava a **Conservação da Riqueza Nacional,** onde chamava a atenção para a necessidade evidente de aproveitar o potêncial que a bacia do Douro tem para oferecer ao País, fazendo funcionar um sistema coordenado do conjunto do leito principal do rio Douro com os seus importantíssimos afluentes.

Já lá vão quase 100 anos e esse sistema ainda não funciona…

Quase 50 anos depois, no **início de da década de 60**, encontravam-se em implementação os aproveitamentos do Douro Internacional (Picote, Miranda e Bemposta) e, a Hidro-Eléctrica do Douro ultimava o "Plano Geral de Aproveitamentos Hidráulicos do Rio Douro e seus afluentes", onde designava como sendo de primordial importância a implementação de 5 escalões no troço nacional do Rio Douro (Pocinho, Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma), para aproveitamento do seu enorme potencial energético, e cerca de **vinte aproveitamentos nos seus cinco principais afluentes** (Côa, Sabor, Tua, Paiva e Tâmega), com o natural objectivo de produzir energia eléctrica mas também já com a preocupação de combater as situações hidrológicamente extremas a que se assistiam frequentemente, ou seja, amortecimento dos caudais de ponta de cheia, garantia de caudais mínimos em períodos de estiagem e abastecimentos de água para uso urbano e rega. Assim, estes aproveitamentos a implementar nos afluentes do Douro eram já indicados como aproveitamentos necessariamente dotados de albufeira [86].

Entre 1971 e 1985 foram implementados os cinco escalões a fio-de-água previstos para o leito nacional do Rio Douro. Estes escalões, beneficiavam da regularização de caudais feita pelos espanhóis na sua parte da bacia, em particular com a criação de uma grande albufeira de

Almendra (1970) no rio Tormes, com um volume total de 2650 hm^3 (uma das maiores albufeiras da Europa).



Figura 3. 70 – Albufeira de Almendra (Espanha).

A implementação dos cinco aproveitamentos no troço nacional do rio, adiou duante 17 anos (1971 – Aproveitamento do Carrapatelo; 1985 – Aproveitamento de Crestuma-Lever) o arranque dos aproveitamentos nos afluentes.

Como tal, em 1986 a bacia nacional do Douro, continuava sem capacidade de regularização, sem controlo de caudais de ponta de cheias, caudais de estiagem e, agora com 5 aproveitamentos a fio-de-água instalados no leito do rio Douro, a questão tornava-se ainda mais urgente. Vejamos: em épocas de Inverno, os caudais de cheias não eram controlados, como tal, para além das catastróficas cheias nas zonas ribeirinhas (principalmente da Ribeira do Porto e da Régua), grande parte da água passava (e passa) pelos 5 aproveitamentos do leito do rio Douro e era naturalmente descarregada, sem se tirar proveito do seu potencial energético, uma vez que os aproveitamentos não tinham (e não têm) a capacidade de a turbinar. E com tamanha quantidade de água os aproveitamentos a fio-de-água não conseguem funcionar convenientemente e turbinar de forma eficiente. No Verão, em períodos de estiagem, os caudais extremamente baixos não permitiam (e não permitem) um rendimento aceitável aos 5 aproveitamentos instalados no leito. **Esta situação ainda se mantém até aos dias de hoje**: **24 anos depois da entrada em funcionamento do último aproveitamento a fio-de-água no leito do rio Douro**.

Como tal, a título de exemplo, analisam-se agora os caudais afluentes, turbinados e descarregados no aproveitamento de Carrapatelo, entre 01/06/2002 e 01/06/2004.

Pode ver-se que durante este período de dois anos, o caudal afluente atingiu um pico de cerca de 6500 m^3/s entre Dezembro de 2002 e Janeiro de 2003. Os valores mínimos foram naturalmente atingidos entre Julho e Agosto, quer de 2002 como de 2003 e, rondaram valores bastante abaixo dos 100 m^3/s.

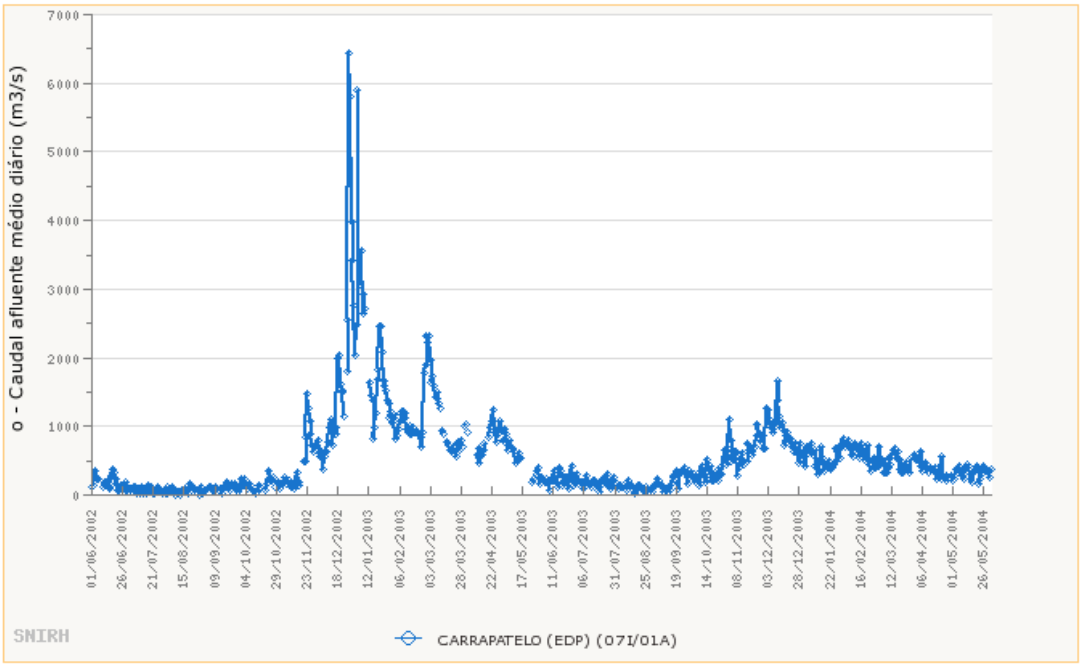


Gráfico 3. 2 Caudal afluente médio diário (m^3/s) no aproveitamento do Carrapatelo entre 01/06/2002 e 01/06/2004 [87] .

No gráfico que se segue pode constatar-se que o caudal turbinado no período entre Dezembro de 2002 e Janeiro de 2003 atingiu cerca de 750 m^3/s, cerca de 11% do caudal afluente (6500m^3/s).

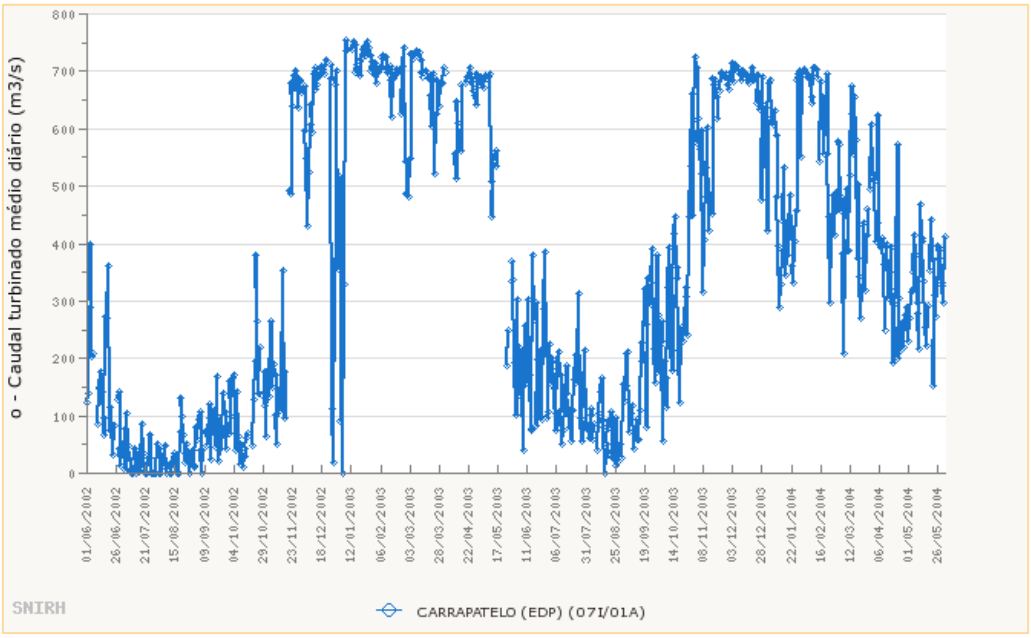


Gráfico 3. 3 – Caudal turbinado médio diário (m^3/s) no aproveitamento do Carrapatelo entre 01/06/2002 e 01/06/2004 [87] .

Naturalmente, os mínimos de turbinamento coincidiram também com os mínimos dos caudais afluentes e, em Julho e Agosto de 2002 o caudal turbinado médio diário atingiu valores inferiores a 50 m^3/s.

O próximo gráfico mostra o caudal descarregado médio diário, onde se pode verificar que no período crítico de Dezembro de 2002 e Janeiro de 2003, praticamente a totalidade dos caudais afluentes foram descarregados, sem qualquer tipo de aproveitamento energético.

Idealmente, o caudal descarregado deverá ser sempre igual a zero, isso seria sinal de que todos os caudais afluentes seriam turbinados e, portanto, o aproveitamento hidroeléctrico estaria a funcionar com uma maior eficiência, ou pelo menos, sem desperdiçar oportunidades de produção de energia. Mas como se pode ver, os picos do Inverno fazem com que os valores de caudais descarregados sejam bem diferentes de zero, com especial ênfase para o período entre Dezembro 2002 e Janeiro 2003, no caso particular deste exmplo.

Este é um exemplo, de apenas um aproveitamento do leito do Douro que já funciona nestes termos desde 1971. Este exemplo poderia ser adaptado a qualquer um dos cinco aproveitamentos do troço nacional do rio Douro e em inúmeros períodos de tempo.

Assim, por todos os motivos já apresentados, seria urgente o arranque da implementação dos aproveitamentos dotados de albufeiras nos afluentes no rio Douro. A regularização dos caudais iria acabar com estes extremos frequentemente vividos durante os picos do Inverno e Verão.

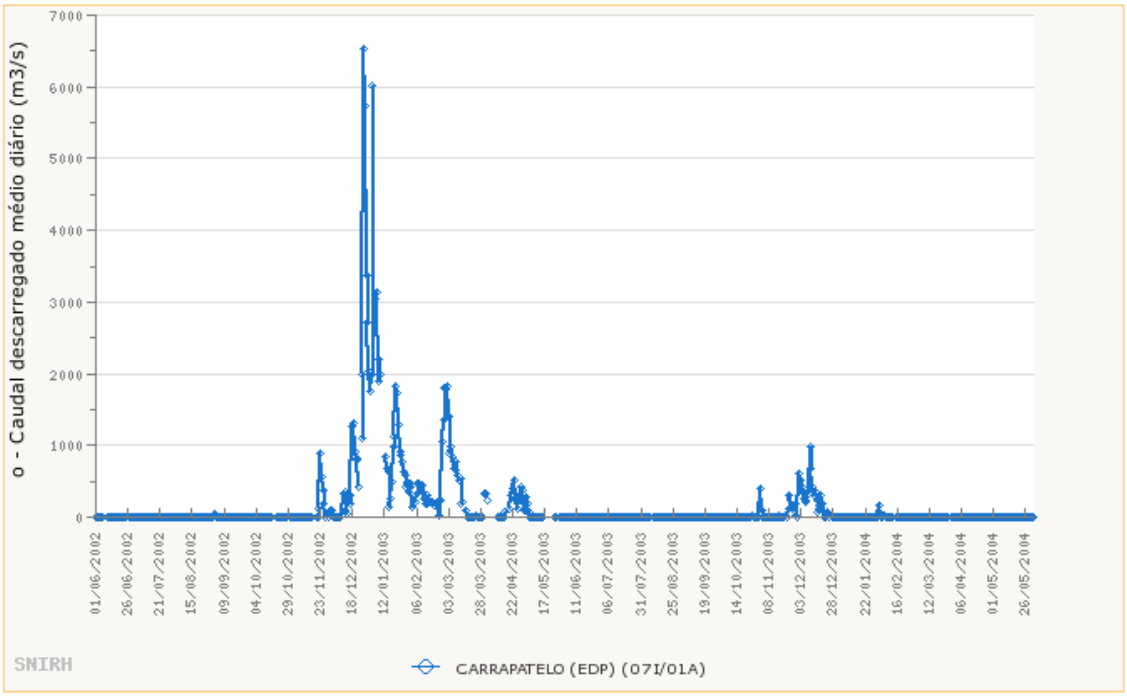


Gráfico 3. 4 – Caudal descarregado médio diário (m^3/s) no aproveitamento do Carrapatelo entre 01/06/2002 e 01/06/2004 [87] .

Falando agora dos afluentes, com excepção do rio Paiva, estes apresentam naturalmente escoamentos muito irregulares, com caudais de estiagem muito baixos, por vezes nulos em anos secos. Na tabela que se segue poder ver-se a relação entre os caudais médios anuais e os caudais médios observados no mês de Agosto nas secções de alguns dos principais afluentes do rio Douro [29].

RIO	SECÇÃO	ÁREA (km^2)	$Q_{méd}$ (m^3/s)	Q_{agosto} (m^3/s)	%
Tâmega	Fridão	2519	56,7	4,9	8,6
Tua	Foz Tua	3822	38,3	2,4	6,3
Sabor	Foz	3868	30,2	1,7	5,8
Paiva	Alvarenga	610	20,8	4,0	19,2
Côa	Pero Martins	2140	16,1	0,8	4,9

Tabela 3. 23 – Caudais de estiagem nos principais afluentes do Douro, adaptado do PNBEPH.

Como se pode observar, o caudal médio em Agosto nas bacias dos principais afluentes do Douro varia entre 5 e 20% do caudal médio anual, com um valor médio de 10%. Em termos globais, o caudal médio produzido em Agosto na bacia nacional do Douro é de 29 m³/s, podendo no entanto baixar a 10 m³/s num ano medianamente seco [29].

No entanto, apesar dos baixos caudais gerados na bacia nacional, verifica-se que o escoamento médio observado actualmente em Agosto junto à foz do Douro (Crestuma) é de 120 m³/s, descendo a 60 m³/s em ano seco. Dada a existência de albufeiras espanholas com capacidade de armazenamento importante junto à fronteira (Ricobayo e Almendra, com uma capacidade global de armazenamento da ordem de 4 000 hm³), pode concluir-se existir um significativo efeito regularizador proporcionado por estes aproveitamentos hidroeléctricos [29].

Mas, no caso de uma qualquer avaria ou falta de água grave nestes aproveitamentos, o trecho nacional do Douro estará sujeito a caudais extremamente baixos, muito inferiores aos actualmente observados, com os consequentes riscos de abastecimento a jusante, de redução da produção hidroeléctrica e de aumento de concentração de poluentes [29].

A situação contrária pode ocorrer nos perídos de Inverno, situações nas quais os nossos vizinhos Espanhois descarreguem, por qualquer motivo (meteorológico por exemplo), uma quantidade apreciável de água e, os aproveitamentos nacionais não conseguirão regularizar esse excesso, nem tão pouco aproveita-lo para turbinar.

Assim, torna-se indispensável dispor na bacia nacional do Douro de uma capacidade de armazenamento significativa, que possibilite a libertação de caudais para jusante, em caso de necessidade, caudais adicionais que permitam obviar a uma situação grave de abaixamento de caudais e ao mesmo tempo, podendo reter a água nas épocas de inverno. Esta reserva estratégica de água deverá localizar-se tão a montante quanto possível, de modo a que os

caudais libertados possam beneficiar o maior número possível de aproveitamentos do Douro nacional [29].

Em 1988, entrou em serviço o aproveitamento do Torrão, no rio Tâmega, com uma potência instalada de 140 MW e uma albufeira de apenas 115 hm^3. Esta localização apenas beneficia o aproveitamento de Crestuma-Lever, mas com uma capacidade de armazenamento tão reduzida comparativamente ao necessário, pode considerar-se quase irrelevante [86].

De acordo com o PNBEPH, **desde 1988** que a capacidade de armazenamento na bacia do douro se situa nos míseros **396 hm^3**. Assim, Portugal está a armazenar menos de 2% do escoamento da bacia em regime natural (23 000 hm^3).

Foram, entretanto, realizados mais estudos com o objectivo de rever e actualizar os planos realizados no início da década de 60, e a configuração que seguidamente se apresenta é sobejamente conhecida como resultado desses estudos.

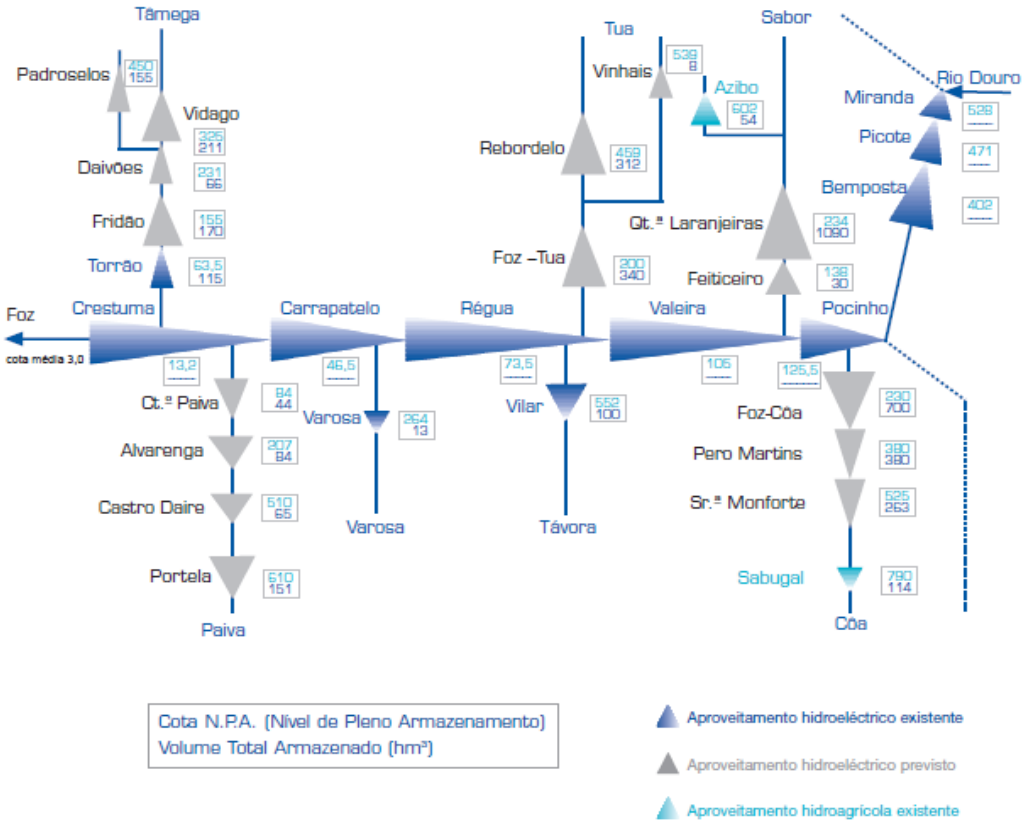


Figura 3. 71 – Esquema de aproveitamentos existentes e previstos na bacia do Douro [5].

De salientar que nesta configuração, encontra-se um equilíbrio perfeito entre o escoamento verificado em regime natural e o armazenamento total previsto. Partindo dos 396 hm^3 actuais, somando os 4069 hm^3 introduzidos com **16 aproveitamentos previstos** para os afluentes do Douro, a capacidade de armazenamento da bacia do Douro totalizaria cerca de 4465 hm^3,

subindo assim para cerca 20% a capacidade de armazenamento da bacia em relação às afluências anuais desta bacia em regime natural [86].

Dos 13700 hm^3 de escoamento natural em Espanha, os nossos vizinhos armazenam 7045 hm^3, cerca de 51% do escoamento e têm como objectivo atingir cerca de 8500 hm^3 armazenáveis, faltando-lhes apenas 1455 hm^3. Portugal armazena cerca de 5% dos 9200 hm^3 de escoamento em território nacional [86].

Finalmente entendida a necessidade urgente de capacidade de armazenamento nesta bacia, começando o mais a montante possível, foi lançado o aproveitamento de Foz-Côa. Esta iria ser a primeira reserva estratégica de água instalada no Douro superior e, mesmo não sendo suficiente por si só, seria um primeiro passo importantíssimo para o arranque (já tardio), do sistema de armazenamento dos afluentes do rio Douro [86]

Nesta reserva residia uma altíssima valia sob o ponto de vista energético e também pelo seu contributo para o amortecimento dos caudais de ponta de cheias, o aumento da garantia dos abastecimentos e a melhoria das condições ambientais [86].

No entanto, a decisão política de Novembro de 1995, suspendeu a construção do aproveitamento, fazendo o problema voltar à estaca zero. Este talvez tenha sido um dos maiores erros estratégicos em termos de hidroelectricidade…

O slogan usado pelos defensores da suspensão da barragem de Foz-Côa “as gravuras não sabem nadar” mostra o ânimo leve com que se encarou o impacto da suspensão desta barragem e das vantagens inerentes à existência deste aproveitamento hidroeléctrico.

Actualmente ainda se pondera a retoma de construção da barragem de Foz-Côa, uma vez que, passados 14 anos da sua suspensão, não se observam os tão esperados benefícios que naquela altura se previam, sobretudo todo o alegado interesse internacional pelas gravuras, que se esvaiu em pouco tempo.

Os turistas prometidos nunca apareceram (estimaram-se 200 000 por ano, mas nem sequer se atingiram 200 000 em 10 anos), os arqueólogos levantaram a tenda e partiram para outras cruzadas. Sobraram os portugueses que pagaram o que lá está da barragem, mais as viagens e os trabalhos duns investigadores estrangeiros para que falassem de Foz Côa, juntamente com os filmes que ninguém viu mas “fariam renascer o interesse por Foz Côa”, bem como o museu que se revelou infrutífero para atrair os turistas.

Estávamos em 1996 e, a gritante situação da bacia nacional do Douro permanecia com a quase total inexistência de albufeiras nos afluentes e, consequentemente sem a necessária capacidade de armazenamento para assegurar o amortecimento dos valores dos caudais de ponta de cheias sistemáticamente desastrosos. As albufeiras de Torrão, Varosa e Vilar não dispõem de capacidade suficiente para terem algum significado [86].

Repetidos cenários de cheias frequentes ao longo das décadas, perdas materiais, vidas humanas em risco eminente e mesmo assim, os anos passam e nada é feito.

As albufeiras a implementar, com prioridade para as localizações mais a montante (Alto-Côa e Baixo Sabor), devem conter, para além dos volumes úteis de exploração, **reservas de emergência** para utilização nos períodos críticos. Estas reservas de emergência garantiriam a alimentação dos cerca de 920 MW instalados nos aproveitamentos do leito do rio Douro, evitando situações de descargas excessivas ou de caudais quase nulos, como já foi analisado anteriormente e, sob o ponto de vista ambiental, permitiriam manter níveis de caudais ecológicos e ambientais satisfatórios para uma boa qualidade de vida [86].

Desde o cancelamento de Foz-Côa, onze anos mais passaram, e só em em 2007 foi anunciada a construção do aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor, agora em implementação e também a ser alvo de inúmeros protestos e polémicas que inclusivamente atrasam a sua construção, como já foi analisado na secção anterior.

Por todas as razões já apontadas e analisadas na secção "Aproveitamentos em implementação" deste texto, este aproveitamento é de primordial importância. Tratam-se de 170 MW de potência instalada e, acima de tudo, **630 hm^3 de capacidade de armazenamento no escalão principal** e, **450 hm^3 de reserva de emergência** no escalão de contra-embalse. Esta capacidade de armazenamento e reserva de emergência é, aquilo que se reclama há mais de 50 anos: uma importante reserva estratégica de água no Douro superior. Estes valores introduzidos pelo aproveitamento do Baixo Sabor, adicionados aos actuais 396 hm^3, resultam em 1476 hm^3 de capacidade total de armazenamento. Assim, a capacidade útil das albufeiras da bacia do Douro, relativamente às suas afluências, sobe de menos 2% para quase 7%. É um primeiro grande passo, **ao qual se deverá seguir a implementação do aproveitamento hidraulico do Alto-Côa**, com a localização mais a montante.

Apresentam-se agora as principais características dos **quinze apoveitamentos actualmente previstos para a bacia do Douro**. Ver-se-à no próximo capítulo que, o PNBEPH selecciona, 6 destes 15 aproveitamentos para uma implementação até 2020. Os aproveitamentos seleccionados pelo PNBEPH encontram-se destacados a cor vermelha.

	Atalaia	Sra. De Monforte	Pêro Martins	Sampaio	Mente	Rebordelo	Foz Tua	Castro Daire	Alvarenga	Castelo de Paiva	Padroselos	Alto Tâmega / Vidago	Daivões	Fridão	Gouvães
Rio	Côa	Côa	Côa	Sabor	Mente	Rabaçal	Tua	Paiva	Paiva	Paiva	Beça/ Tâmega	Tâmega	Tâmega	Tâmega	Louredo / Tâmega
Tipo de Aproveitamento	Albufeira s/revers.	Albufeira c/revers.	Albufeira s/revers.	Albufeira c/revers.	Albufeira c/revers.	Albufeira s/revers.	Albufeira c/revers.	Albufeira s/revers.	Albufeira c/revers.	Pequena Albufeira s/revers.	Albufeira c/revers.	Albufeira c/revers.	Pequena Albufeira c/revers.	Albufeira s/revers.	Albufeira c/revers.
Capacidade da Albufeira (hm^3)	423	271	386	784	90	286	310	35	206	37	147	96	66	195	13
Área Inundada (Km^2)	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	1,6
Queda útil Nominal (m)	124	138	242	119	53	175	118	247	162	63	208	77	67	76	620
Potência Instalada (MW)	50	81	218	150	48	252	234	134	175	80	113	90	109	163	112
Energia Produzida (GWh/ano)	82	121	297	186	41	364	340	180	257	80	102	114	148	229	153
Emissões de $C0_2$ Evitadas (ton/ano)	41000	60500	148500	93000	20500	182000	170000	90000	128500	40000	51000	57000	74000	149500	76500

Tabela 3. 24 Principais características dos quinze aproveitamentos previstos para a bacia do Douro [85].

Evidentemente se verifica que, o PNBEPH não seleccionou qualquer aproveitamento do afluente Côa, que é indicado há décadas como a localização prioritária para a tão necessária capacidade de armazenamento, uma vez que é o afluente que se encontra mais a montante e que beneficiaria todos os aproveitamentos instalados no leito do rio Douro (com excepção dos aproveitamentos do Douro internacional). Treze anos depois do cancelamento do aproveitamento de Foz-Côa, temos agora indícios de que este afluente irá continuar sem a implementação de qualquer aproveitamento. No próximo capítulo tentaremos perceber estas escolhas. Também no próximo capítulo, serão apresentadas as soluções mais recentes para o rio Tâmega, actualizando assim, as características dos aproveitamentos a implementar neste importante afluente do rio Douro.

No cenário óptimo da implementação destes quinze aproveitamentos, há muito previstos pelos especialistas, teríamos **um aumento de 3345 hm^3 de capacidade de armazenamento na bacia do Douro.** Adicionando aos 1476 hm^3 de capacidade, contabilizados com a capacidade introduzida pelo aproveitamento do Baixo Sabor, teríamos cerca **4820 hm^3 totais armazenáveis**. Esta capacidade revela-se ligeiramente superior à prevista nos estudos da década de 60. Assim, a capacidade útil das albufeiras em relação às afluências totais da bacia aumentaria dos quase 8% (já com o aproveitamento do Baixo Sabor) para uns atractivos 21%. Neste cenário, a bacia do Douro seria a bacia Portuguesa com maior capacidade de armazenamento, como há muito deveria ser. A potência instalada da bacia mais do que duplicaria em relação à actualidade. Considerando os aumentos de cerca de 440 MW introduzidos pelos reforços de potência nos aproveitamentos de Picote e Bemposta, os 170 MW introduzidos pelo aproveitamento do Baixo sabor, temos actualmente em implementação um aumento de cerca de 610 MW. Com a introdução destes quinze aproveitamentos previstos, o aumento de potência instalada seria de cerca de 2010 MW. Assim, teríamos **4571 MW de potência instalada só na bacia do Douro**. O que equivale a **94% da potência hídrica instalada actualmente em todo o território nacional**, fazendo assim, justiça às características da bacia.

Este é o cenário há muito pretendido, indicado pelos estudos realizados e, falado desde 1913.

Cenário Previsto (Aproveitamentos)	Cenário Actual (Aproveitamentos)
3 no Leito Internacional	3 no Leito Internacional
5 no Leito Nacional	5 no Leito Nacional
20 nos Afluentes	4 nos Afluentes

Tabela 3. 25 – Cenário previsto *versus* o cenário actual.

Então, previstos que estavam 28 aproveitamentos para a bacia do Douro, actualmente existem 12 (incluindo o Baixo Sabor), cerca de 43% do previsto. São quase 100 anos para

implementar 12 aproveitamentos. Quantos anos mais serão necessários para implementar os restantes?

Para terminar a análise a esta extraordinária bacia, lanço a ideia de reforços de potência nos aproveitamentos do leito nacional do rio Douro, à semelhança do que está ser feito nos aproveitamentos do Douro internacional, implementados na década de 60.

Naturalmente estes reforços não deverão constituir uma prioridade mas, depois de obtida uma razoável capacidade de armazenamento na bacia e, regularizados os caudais, os aproveitamentos do leito nacional terão a oportunidade de turbinar e produzir com uma eficência e regularidade muito maior. Assim, reforços de potência iriam optimizar e máximizar essa produção. De salientar que, o aproveitamento do Carrapatelo data de 1971 e o de Régua de 1973.

Capítulo 4

4. Perspectivas futuras para a hidroelectricidade

4.1. Política hidro-energética: metas a atingir

Como já foi enfatizado anteriormente, a hidroelectricidade reveste-se de uma importância fulcral no actual **panorama energético português e internacional, cada vez mais voltados para a aposta nas fontes de energia renováveis (FER) como fonte energética primordial**.

Apesar do aproveitamento do potencial hidroeléctrico já ter sido iniciado há muito tempo, Portugal tem uma exploração reduzida de uma das poucas formas endógenas de produção de electricidade, sendo dos países que mais importa energia primária (aproximadamente 85%) [62].

De seguida serão apresentadas quais as metas a atingir, no futuro, em termos energéticos, dando particular ênfase à hidroelectricidade. Posteriormente estas metas serão avaliadas, analisando o actual panorama energético, com especial relevo para as fontes de energia renováveis e a hidroelectricidade, de forma a entender se Portugal conseguirá atingir as metas a que se propôs.

4.1.1. Política energética internacional

O enquadramento internacional condiciona fortemente o sector energético. Este enquadramento é caracterizado pela crescente globalização e interdependência das várias economias nacionais e pela existência de uma rápida mutação tecnológica. Dada a relevância das questões ambientais no panorama internacional actual, é importante ressalvar a importância das tecnologias e sistemas de energia sustentáveis [88].

Em **1992**, com a criação da **Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança de Clima**, iniciaram-se vários estudos sobre as causas das alterações climáticas e quais a atitudes a tomar para que estas não progredissem ou fossem evitadas. Assim, começou um longo, mas importante processo, que permitiu que a 11 de Dezembro de 1997, em Kyoto, no Japão, se realizasse uma conferência que culminou na decisão, por consenso, em se adoptar um protocolo segundo o qual os países industrializados reduziriam as suas emissões combinadas de gases de efeito de estufa (GEE) até 2012. Portugal ratificou o **Protocolo de Quito** em 31 de Maio de 2002 e este entrou em vigor oficial a 16 de Fevereiro de 2005.

O protocolo fomenta os seus 175 países signatários a trabalharem conjuntamente, de forma a desenvolver esforços para a diminuição de GEE, nomeadamente através de algumas acções, presentes na seguinte tabela:

PRINCIPAIS ACÇÕES DEFINIDAS PELO PROTOCOLO DE QUIOTO
1. **Reformar os sectores de energia** e de transportes
2. **Promover o uso de fontes de energia renováveis**
3. Eliminar de mecanismos financeiros e de mercado que dificultem os objectivos do Protocolo
4. **Limitar as emissões de metano** no tratamento de resíduos e **dos sistemas energéticos**
5. Proteger as florestas

Tabela 4. 1 – Principais acções definidas pelo Protocolo de Quioto.

Ao assinar o **Protocolo de Quito em 29 de Abril de 1998**, a **UE** estabeleceu um **acordo** de partilha de responsabilidade com os seus Estados Membros, no qual assume o compromisso de **reduzir as emissões dos GEE em 8%, relativamente a 1990, até 2012**.

Por seu lado, **Portugal comprometeu-se** em **limitar o aumento das suas emissões de GEE em 27%, no período entre 2008 e 2012, em relação às emissões de 1990** [85].

A 27 de Setembro de 2001, é assinada a **Directiva 2001/77/CE** do **Parlamento Europeu e do Conselho** relativa à **promoção da electricidade produzida a partir de FER**. Nesta são sublinhados vários aspectos, a destacar, em [89]:

- "*O potencial de exploração de fontes de energia renováveis está presentemente subaproveitado na Comunidade".*
- *"A promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis é uma alta prioridade comunitária, tal como foi destacado no livro branco sobre fontes de energia renováveis, por razões de segurança e diversificação do abastecimento de energia, de protecção ambiental, bem como de coesão social e económica".*
- *"Para assegurar a médio prazo uma maior penetração no mercado por parte da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, é necessário exigir a todos os Estados-Membros que estabeleçam metas indicativas nacionais para o consumo de electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis".*

Assim, **Portugal assumiu o compromisso**, perante a UE, de que, e**m 2010, 39% do consumo anual bruto de energia estaria assegurado por FER** [89].

O Conselho de Ministro de Transporte, Telecomunicações e Energia, realizado a 14 de Março de 2006, dedicou-se em exclusivo à vertente energia, tendo como tema central o Livro Verde da Comissão designado "***Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura***" e foi convocado expressamente para preparar a Conselho Europeu da Primavera que reiterou a necessidade da definição de uma nova política energética europeia.

No dia **10 de Janeiro de 2007**, a Comissão apresentou um pacote de medidas designado por **Plano de Acção para a Política Energética e Climática**. Este Plano de Acção foi aprovado no Conselho Europeu da Primavera de 8-9 de Março de 2007 e **define a Nova Política Energética**, **assente em três pilares: segurança do abastecimento, competitividade e sustentabilidade ambiental**.

Em **Novembro de 2007** foi proposto o chamado "**SET-Plan**", ou seja, **Plano Tecnológico de Energia Estratégico Europeu** que incide na relevância de tecnologias "low-carbon" na luta contra as alterações climáticas (metas 20-20-20) e para garantir o aprivisionamento energético europeu O principal objectivo do "SET-Plan" é acelerar o desenvolvimento e implementação destas tecnologias. Este plano foi proposto durante a Presidência Portuguesa da UE (Portugal esteve na Presidência no segundo semestre do ano de 2007) e rapidamente tornou-se um dos principais motores da reformulação da política energética europeia que ocorreu em 2007 [91].

O livro "***Europe's New Energy Era***" (Nova Era de Energia da Europa), também elaborado durante a Presidência Portuguesa da União Europeia, incluindo o "**ERA Vision Paper**", é um contributo importante para o debate da situação actual da energia e para o posionamento da UE como um líder em desenvolvimento tecnológico. É um guia para o futuro de uma Europa segura, limpa e próspera.

Ainda em 2007, são reforçados e aprofundados os objectivos a atingir baseados na sustentabilidade energética. Após 11 meses de trabalho legislativo, o Parlamento Europeu aprovou, a **17 de Dezembro de 2008**, o **Terceiro Pacote Clima-Energia 20-20-20** [90]:

PRINCIPAIS ACÇÕES DEFINIDAS PELO 3º PACOTE CLIMA-ENERGIA DE 17/12/2008 DA UE
1. Reduzir as emissões de GEE em pelo menos 20% [5]
2. Elevar para 20% a parte das energias renováveis no consumo energético[5]
3. Economizar 20% de energia através da eficiência energética[5]
5. Aumentar para 10% o recurso a biocombustíveis utilizados nos transportes rodoviários[5]

Tabela 4. 2 – Principais metas do Pacote Clima-Energia da EU .

Para Portugal, a meta relativa à quota-parte de energias renováveis foi fixada em 31%, tendo em conta o ponto de partida (em 2005, a quota em Portugal era já de 20,5%) e o potencial nacional em energias renováveis.

Para um futuro mais longínquo, em 2050, pretende-se que se atinjam os seguintes objectivos [92]:

- Redução da emissão de GEE entre 60%-80% (vs valores de 1990):
  - Tender para uma emissão perto de 0% no sector da electricidade;
  - Reduzir as emissões no sector dos transportes em 40%.
- Expansão do sector energético renovável para mais de 1/3 do consumo energético primário total (6,8% em 2007);
- Atingir 40% de melhoria na eficiência energética;
- Redução da necessidade de combustíveis fósseis em 40%.

Em síntese, a **actual política energética europeia baseia-se em** (ver figura 4.1):

- **Criar um Mercado Energético Interno para a electricidade e gás**;
- **Estabelecer as chamadas metas "20-20-20" para as FER, eficiência energética e redução da emissão de dióxido de carbono**;
- **Adoptar uma visão de forma a aumentar a eficiência, diminuir os custos das tecnologias existentes e desenvolver novas soluções tecnológicas "low-carbon" e acelerar a sua implementação.**

[5] percentagens alvo calculadas em relação a 2005 e a atingir até 2020.

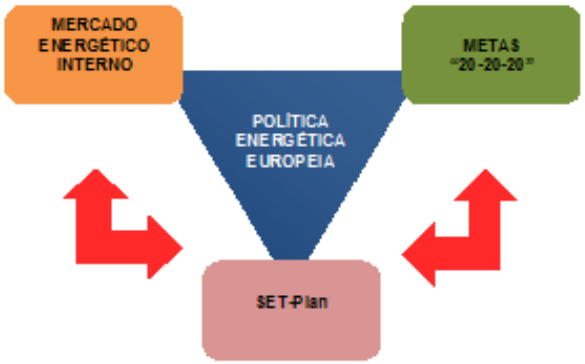


Figura 4. 1 – Esquematização das principais estratégias da actual política energética europeia.

Actualmente já existem estudos de previsão relativamente à política dos "três vintes". Para atingir uma contribuição das FER correspondente a 31% do consumo total de energia em 2020, a quota de produção renovável no consumo bruto de electricidade deverá ser da ordem de 60%. Num cenário de cumprimento da meta "20-20-20" – que tem subjacente a manutenção de medidas ao nível da promoção da eficiência energética de modo a atingir em 2020 uma poupança de cerca de 8,2 TWh (equivalente a 20% do consumo final médio do período 2001-2005), será necessária uma produção renovável adicional de cerca de 2,4 TWh [93].

No horizonte 2013, o aumento do potencial de exportação, resultante da entrada em serviço dos oito novos grupos CCGT (turbina de gás de ciclo combinado), poderá conduzir a um total de emissões de CO_2 de cerca de 18 Mt anuais. Em 2020, com o aumento da parcela da produção renovável e a entrada em serviço industrial da central a carvão CCS (Carbon Capture ans Storage, que é um sistema que injecta o CO_2 nos solos, em vez de o emitir para a atmosfera), as emissões de CO_2 das centrais termoeléctricas reduzem-se, na média dos regimes, para valores inferiores a 10 Mt (menos 52% do que em 2005). Os aumentos da parcela da produção renovável e das poupanças de energia, necessários ao cumprimento da meta "20-20-20", permitem uma redução das emissões de CO_2 das centrais termoeléctricas em cerca de 60% relativamente a 2005 [93].

Assim, o cumprimento em 2020 da meta europeia "20-20-20" corresponde, para o sector eléctrico nacional, a uma meta "20-60-60":

- **Poupança equivalente a 20% do consumo final médio do período 2001-2005**;
- **Quota de produção renovável equivalente a 60% do consumo bruto de electricidade**;
- **Redução de 60% das emissões de CO_2 relativamente a 2005**.

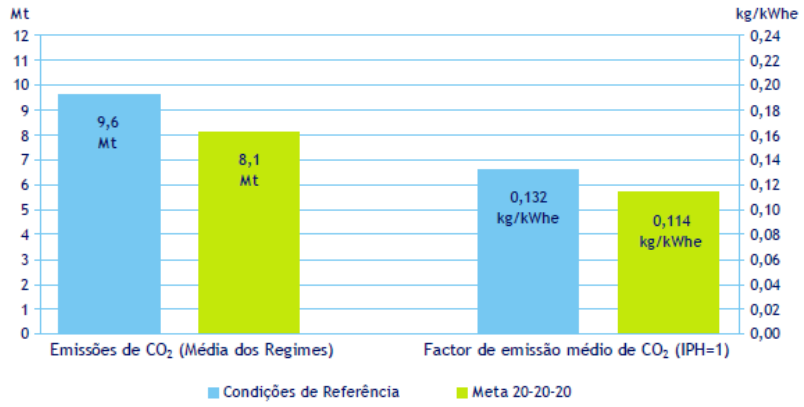


Gráfico 4. 1 – Emissões e factor de emissão médio de CO_2 do sistema electroprodutor em 2020 [93].

Em períodos de vazio, o recurso à bombagem hidroeléctrica e, em caso de necessidade, à interrupção da entrega de energia à rede por parte de algumas centrais, permitirá manter a estabilidade do sistema eléctrico em situações de excesso de produção de electricidade. Em 2020, a probabilidade de ocorrência de situações de excesso de produção nos períodos de vazio é de cerca de 16%, para as condições de referência, e de 27% no cenário de cumprimento da meta "20-20-20" (menor consumo e mais produção renovável). No mês de Janeiro, altura em que se conjuga elevada hidraulicidade e vento, essas probabilidades são de, respectivamente, 27% e 43%. A potência disponível em aproveitamentos hidroeléctricos reversíveis expectável para esse estádio (cerca de 3000 MW) permitirá limitar a probabilidade de ocorrerem situações de desaproveitamento de energias renováveis para cerca de 1%, nas condições de referência, e para cerca de 3%, nas condições necessárias ao cumprimento da meta "20-20-20".

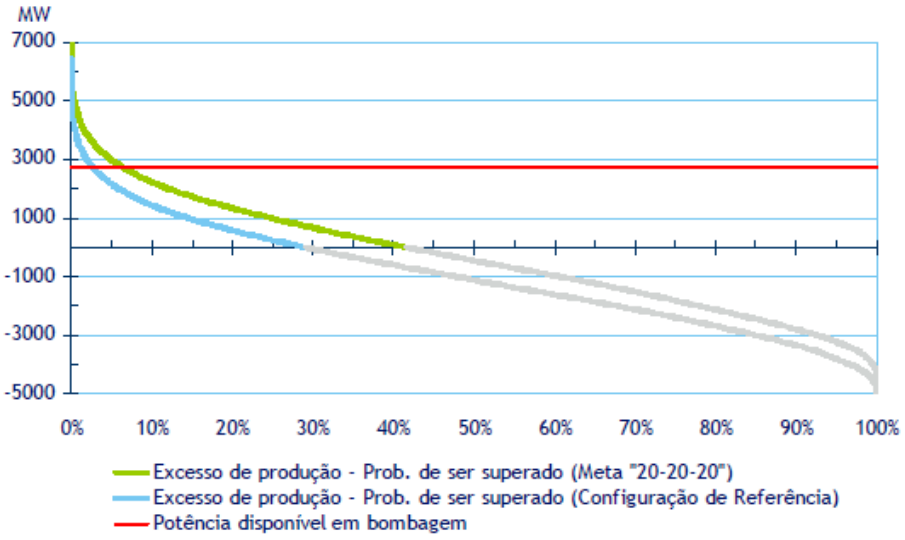


Gráfico 4. 2 – Excesso de produção em períodos de vazio – probabilidade de ser superado: Janeiro de 2020 [93].

Em suma, pode-se enfatizar a importância da existência de políticas energéticas globais, como é o caso das estratégias europeias, de forma a permitir um plano de acção com efeitos mais evidentes na sustentabilidade energética. Como tal, todos os esforços devem ser feitos de forma a analisar e melhorar estas directivas, nomeadamente no que diz respeito à preponderância das energias renováveis, à eficiência energética, às alterações climáticas, à liberalização do mercado de energia e ao desenvolvimento de concorrência no mercado energético.

4.1.2. Política energética nacional

"*A estratégia para o sector energético ocupa um papel verdadeiramente central (..), constitui um factor importante de crescimento da economia portuguesa e da sua competitividade, para além de ser uma peça vital ao desenvolvimento sustentável do País. (..) Paralelamente, a política energética deve visar o bem-estar das populações e articular-se de modo estreito com a política do ambiente* (..)", em Resolução do Conselho de Ministros nº169/2005 de 24 de Outubro [94].

Enquanto o mundo se debate sobre as diferentes estratégias a tomar para evitar e confrontar as alterações ambientais e climáticas, **Portugal já há muito que tomou uma decisão firme e responsável: a adopção de FER é uma das grandes apostas** deste século e Portugal pretende ser um líder [92].

A necessidade de controlar as alterações climáticas inspirou a **Estratégia Nacional para a Energia**, aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº 169, de 24 de Outubro de 2005. Esta, veio substituir a anteriores orientações energéticas aprovadas em 2003 (Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2003 de 28 de Abril), sendo sua intenção actualizar as metas que aí foram traçadas, nomeadamente no ramo das energias renováveis e da eficiência energética, tornando-as mais ambiciosas [88], [94].

Este plano tinha como objectivos primordiais a **criação de uma concorrência indo ao encontro da defesa dos consumidores** e a **promoção de sustentabilidade energética e ambiental** [95].

Ao longo da Resolução é enfatizada a aposta nas energias renováveis como meio de obter uma redução na dependência energética externa, no recurso aos combustíveis fósseis e das emissões de GEE, de forma a obter uma melhoria do impacto ambiental. Para além de todas as medidas tomadas na área das energias renováveis, foi também projectado um crescimento relevante do peso do gás natural no mix de combustíveis fósseis utilizados pelo parque electroprodutor nacional, que se traduzirá numa redução média das emissões de CO_2 por cada

kWh gerado na produção termoeléctrica. A aposta no gás passa pela substituição da tecnologia de queima de fuelóleo e pela entrada em funcionamento das novas centrais de ciclo combinado (CCGT) [88].

Os objectivos traçados, em termos de crescimento do sistema electroprodutor nacional está patente no próximo gráfico:

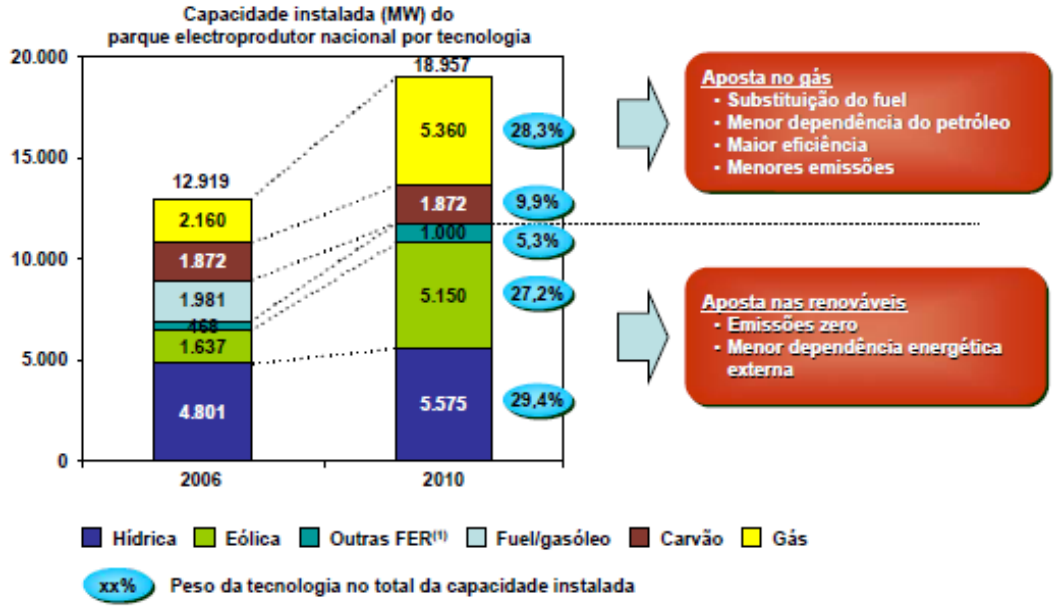


Gráfico 4. 3 – Potência instalada do sistema electroprodutor nacional. FER: Fontes de Energia Renováveis [94].

As previsões apontam para um aumento significativo da capacidade instalada de gás que atingirá 5.360 MW em 2010, ou seja 28,3% do total de capacidade. Contudo, ao nível da potência instalada, as renováveis representarão, em 2010, 62% do total.

Assim, **o Governo português**, visando reforçar a aposta nas renováveis, **propôs-se a superar a meta estabelecida na directiva 2001/77/CE**, acima descrita, e atingir um valor superior aos 39%: **45% do consumo bruto nacional em 2010 deveria ser assegurado exclusivamente por fontes de energia renováveis**. Mais recentemente, como já foi referido acima, após o estabelecimento da meta "20-20-20", determinou-se que para Portugal obter uma percentagem de 31% de energia renovável no consumo total, em 2020, a quota de produção renovável no consumo bruto de electricidade deverá ser da ordem de 60%.

A próxima figura mostra a evolução das metas propostas, por Portugal, relativamente à percentagem da produção de energias renováveis no consumo bruto de electricidade.

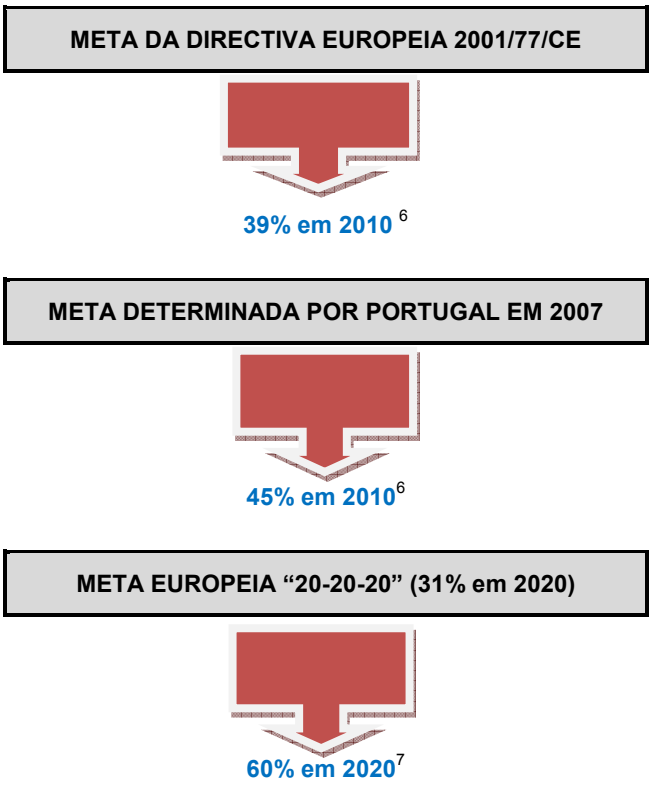


Tabela 4. 3 – Metas a que Portugal se propôs a atingir, em relação à percentagem de energias renováveis.

A tabela 4.4 compara as metas advogadas pela Resolução do Conselho de Ministros (RMC) de 2003 com a de 2005, relativa às metas entre 2007-2010 e também são apresentadas as novas metas para 2020.

[6] produção renovável no consumo bruto de electricidade.

[7] energia renovável no consumo total de electricidade.

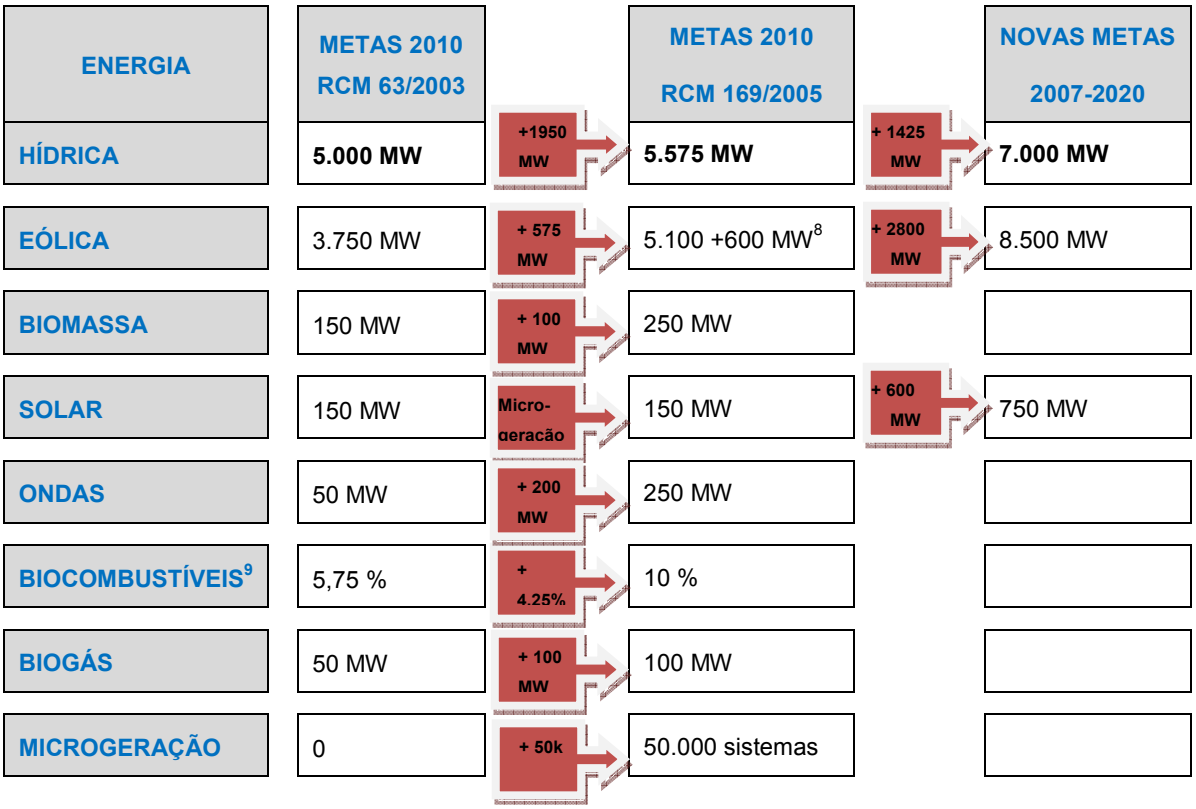


Tabela 4. 4 – Metas a atingir nas fontes renováveis de energia.

São inequívocas as vantagens das FER, nomeadamente em termos de promoção de investimento, criação de postos de emprego e redução da emissão de CO_2. A política energética para as energias renováveis tem associada uma perspectiva acumulada de mais de 8.000 Milhões de euros investimento no horizonte de 2005-2012 e de criação de cerca de 9.700 novos postos de trabalho [95].

A hidroelectricidade representa, aproximadamente, 46% da totalidade de criação de emprego directo pelas energias renováveis, que corresponde a 4.500 postos de trabalho durante a produção dos aproveitamentos hidroeléctricos e, perto de 50% da redução de emissão de CO_2 pelo total das fontes alternativas, que equivale a 6,7 Mt.

ENERGIA	Investimento (2005-2012)	Criação de emprego directo	Redução CO_2 (2010) Total renováveis
HÍDRICA	1,0 biliões €	4.500	6,7 Mt
TOTAL RENOVÁVEIS	8,1 biliões €	9.700	13,7 Mt

Tabela 4. 5 – Investimento, criação de emprego directo e redução de CO_2: comparação entre a totalidade das fontes renováveis e a hidroelectricidade.

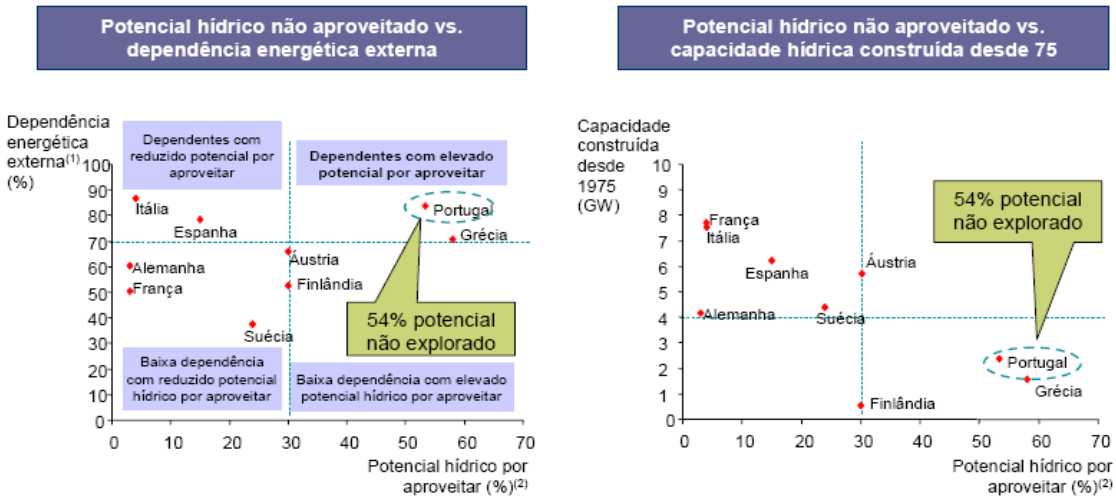
[8] 600 MW por upgrade do equipamento

[9] Biocombustíveis utilizados nos transportes rodoviários.

Desde sempre foi sublinhada a prioridade da hidroelectricidade no sector eléctrico português, tal como vem expresso na Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005 :

"*As componentes hídrica e eólica, sendo as fontes renováveis que apresentam o menor custo de produção, são vectores fundamentais para o cumprimento dos objectivos, com menor impacte nas tarifas médias dos consumidores. Tal implica (..) uma maior atenção atenção à utilização do potencial hídrico nacional ainda por explorar*", em [94].

Como já foi mencionado, Portugal é actualmente um dos países da UE com maior potencial hídrico por explorar cerca de 50%), apesar da sua elevada posição em termos de dependência energética externa. Paralelamente, é igualmente um dos países da UE que menos cresceram nas últimas décadas nesta área.



(1) Importação de energia primária/procura nacional total. (2) Capacidade instalada hídrica total/potencial hidroeléctrico teórico.

Gráfico 4. 4 – Potencial hídrico não aproveitado.

Neste sentido, a energia hídrica é claramente uma das principais apostas para o futuro.

As novas medidas de política energética na vertente das FER estabelecem um quadro de objectivos ambicioso para o horizonte 2007-2020, exposto a seguir.

MEDIDAS E OBJECTIVOS PARA 2010

- **Elaborar um Plano Estratégico Nacional para investimento em aproveitamentos hídricos** (a realizar entre 2007-2020);
- **Apostar nos investimentos de reforço de potência em centrais existentes**;
- **Duplicar potência da central do Alqueva** (+ 240 MW e 180x10^6 € de investimento);
- **Antecipar reforços das centrais de Picote e Bemposta** (+ 409 MW e 2600 x10^6 € de investimento);
- **Superar os 5.000 MW de capacidade hídrica** (~54% do potencial hídrico explorado).

MEDIDAS E OBJECTIVOS PARA 2015

- **Atingir os 6.250 MW de capacidade hídrica** (~ 60% do potencial hídrico nacional);
- **Concretizar novos projectos estruturantes na vertente hídrica** (destaque para a capacidade de bombagem, p.e. Baixo Sabor).

MEDIDAS E OBJECTIVOS PARA 2020

- **Concluir a implementação do Plano Estratégico Nacional para a energia hídrica**;
- **Superar os 7.00 MW de potência hídrica** (~70% do potencial hídrico nacional, à semelhança dos países de topo da EU, p.e. Áustria e Suécia).

Tabela 4. 6 – Medidas e objectivos para atingir até 2010, 2015 e 2020, em termos de hidroelectricidade.

Através da aposta articulada na promoção e diversificação das fontes de energia renováveis, o Governo visa garantir uma complementaridade optimizada que dê resposta efectiva ao crescimento do consumo e assegure, em simultâneo, um funcionamento sustentado do sistema eléctrico.

Um exemplo claro é a ligação entre os novos objectivos estabelecidos para as energias eólica e hídrica. Um crescimento sustentável da produção eólica está fortemente relacionado

com a expansão da capacidade dos empreendimentos hídricos, nomeadamente nos que tenham ciclos de bombagem, como será aprofundado mais adiante.

Como já foi mencionado anteriormente, com a adesão ao Protocolo de Quioto, Portugal assumiu uma contenção no crescimento das suas emissões de GEE até 2012, de um máximo de mais 27% relativamente a 1990. O acréscimo dessas emissões, já em 2005, ultrapassava significativamente este limiar, o que implicou um esforço acrescido na redução do dióxido de carbono.

Ao nível nacional, o instrumento por excelência que **promove a redução de GEE** é o **Plano Nacional para as Alterações Climáticas de 2006** (PNAC 2006), que constitui um suporte à análise do compromisso de Portugal face ao primeiro período de cumprimento do Protocolo de Quioto, sistematizando e apresentando estimativas de emissões de GEE para o ano de 2010. Além disso, o PNAC 2006 expõe um conjunto de políticas e medidas adicionais que visam aproximar a situação nacional das metas internacionais. Assim, mais uma vez, é reforçada a aposta em energias renováveis, nomeadamente a hidroelectricidade.

O primeiro PNAC foi aprovado através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004, de 31 de Julho. Em 2006, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, o Governo aprovou o PNAC 2006, elaborado na sequência do processo de revisão do PNAC 2004 e que previa uma redução das emissões de GEE, para ao sector energético, da ordem dos 990 kt CO_2 eq até 2010 [96] .

Já em 2007, o Governo resolveu rever em alta algumas das metas do PNAC 2006, referentes a políticas e medidas dos sectores da oferta de energia e dos transportes, as quais foram aprovadas através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, procedendo a uma revisão do PNAC 2006, com a aprovação das designadas "novas metas 2007". **Estas novas metas apresentam um potencial de redução de emissões de GEE de 1,556 milhões de toneladas de CO_2 eq por ano** (0,901 milhões de toneladas associados ao sector da oferta de energia e 0,655 milhões de toneladas associados ao sector dos transportes). Pensa-se que com os novos objectivos incorporados, a vertente das energias poderá permitir reduções globais de aproximadamente 14 milhões de tonelada de CO_2 eq/ano, em 2010 [97].

Mas para além da melhoria do perfil ambiental da oferta de energia, é crucial adoptar medidas e metas ambiciosas na vertente da procura. É neste contexto que o vector da eficiência energética surge com grande destaque. Assim, e dando continuidade ao esforço já efectuado, o Governo vem agora estabelecer medidas de redução de consumo de energia, perspectivando uma redução até 2015 equivalente a 10% do consumo energético.

4.1.3. Energias renováveis no panorama energético actual

Nos últimos três anos, Portugal lançou um programa ambicioso de forma a promover as energias renováveis.

Actualmente, 43% da electricidade bruta é gerada a partir de energias renováveis, não, estando muito longe da meta dos 45% a alcançar em 2010. Além disso, Portugal é o terceiro país mais ambicioso em termos de geração de electricidade a partir de fontes renováveis, tendo uma meta proposta de 60% em 2020 [92].

Portugal tem o maior parque eólico da Europa, o Alto Minho I, com 120 turbinas com uma potência instalada de 240 MW, que corresponde a uma produção anual de 530 GWh, capaz de gerar electricidade suficiente para abastecer 160000 lares.

Além disso, Portugal detém a maior central de painéis fotovoltaicos do mundo, na Central de Amareleja, em Moura, atingindo uma produção anual de 93000 MWh por ano, o que corresponde ao suprimento energético de 30000 famílias. Outra vantagem desta Central é que evita a emissão de 89000 toneladas de emissão de dióxido de carbomo, por ano, para a atmosfera.

Mais um feito de proporções mundiais é o primeiro projecto de energia das marés a ser proposto. Em Setembro de 2008, deu início ao projecto de um Parque das marés em Aguçadoura, Póvoa do Varzim, tendo sido instalados três transformadores Pelamis, com uma potência instalada de 2,25 MW localizados em 5 km de offshore, que permitirá o abastecimento energético de 1500 lares. Mais 25 grupos de Pelamis começarão a ser instalados no final de 2009, aumentando a potência instalada para 20 MW, o suficiente para abastecer 15000 lares.

A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis continua a crescer, acompanhando a evolução da sua componente hídrica (59% da potência instalada em 2008). Comparando a produção de Março de 2009 com a registada em igual período de 2008, verifica-se um acréscimo da produção (1,16 TWh vs 1,14 TWh), enquanto a sua componente hídrica duplica a sua produção [98].

A potência eólica instalada no final de Março de 2009 situava-se em 3.134 MW, distribuída por 181 parques, com um total de 1 680 aerogeradores ao longo de todo o território Continental. Até Março de 2009, foram licenciados 3 938 MW de potência eólica, prevendo-se que até final de 2009 estejam instalados 3 800 MW de potência eólica no sistema eléctrico nacional.

Até Março de 2009 foram já licenciados, aproximadamente 9.865 MW de instalações electroprodutoras a partir de fontes renováveis (+16% relativamente à potência instalada actualmente).

O total de potência licenciada renovável está concentrado no norte do país, essencialmente devido à localização das grandes hídricas e de um número significativo de parques eólicos.

Como se pode observar, na tabela seguinte, a única fonte de energia renovável que já supera a meta para 2010 é a biomassa, estando as restantes fontes, ainda, aquém daquilo que se ambiciona. Faltando ainda 20 meses para o fim de 2010, anseia-se que continue o esforço para que os 11.775 MW de potência instalada em fontes renováveis seja alcançado.

P.I. MW [10] / ENERGIA	2007	2008	MARÇO 2009		METAS 2010
HÍDRICA	**4.805**	**4.810**	**4.814**	- 761 MW	**5.575**
EÓLICA	2.108	2.770	3.134	- 2.566 MW	5100+600
BIOMASSA	381	381	381	+ 131 MW	250
SOLAR	14.5	58,5	68	- 82 MW	150
ONDAS/MARÉS	0	4,2	4,2	- 245.8 MW	250
RSU [11]	88	88	88		
BIOGÁS	12,4	12,4	12,4	- 87,6 MW	100
TOTAL	7.409	8.124	8.502	- 3.273 MW	11.775

Tabela 4. 7 – Actual panorama energético no sector das FER e comparação com as metas a atingir em 2010, dados da DGEG.

Em termos de hidroelectricidade, de acordo com dados de Março de 2009, da Direcção Geral de Energia e Geologia, Portugal tem, actualmente, uma potência instalada de 4814 MW, que representa um défice de 761 MW para atingir a meta proposta para 2010. De acordo com o que se prevê em termos de implementação grandes aproveitamentos hidroeléctricos, não se espera que esta meta seja atinjida. Numa perspectiva mais positivista, as mini-hídricas, a ser implementadas até finais de 2010, poderão, eventualmente, fazer com que Portugal supere os 5.000 MW, pelo menos, ou, quem sabe, alcançar os 5575 MW de potência instalada.

[10] P.I. Potência Instalada em MW.

[11] RSU: Resíduos Sólidos Urbanos.

Um dos grandes objectivos de 2010 no ramo da hídrica era a elaboração de um Plano Estratégico Nacional para o investimento em aproveitamentos hidroeléctricos, que foi cumprido, em 2007, com a composição do PNBEPH, como já foi referido.

Uma meta que não será cumprida até 2010 será o reforço de potência de três aproveitamentos hidroeléctricos existentes – Alqueva, Picote e Bemposta – uma vez que as melhores previsões apontam para a conclusão das obras do Alqueva em 2012 e as do Picote e Bemposta, em 2011.

Em suma, Portugal tem a necessidade de prosseguir no reforço do sistema electroprodutor, investindo preferencialmente em fontes alternativas de energia. Isto porque estas são menos poluentes e apresentam o menor custo de produção, com consequente redução das tarifas médias a pagar pelos consumidores, como é o caso da energia hídrica e a energia eólica. A intensificação e diversificação do aproveitamento das fontes renováveis energéticas para a produção de electricidade, com particular ênfase para estas duas componentes, é uma das medidas previstas na Estratégia Nacional para a Energia, em paralelo com outras, como a clarificação e agilização dos mecanismos administrativos de licenciamento [85].

4.2. Aproveitamentos a implementar no futuro.

Conforme foi evidenciado no capítulo anterior, o PNBEPH estudou vinte e cinco novos aproveitamentos e, seleccionou dez para uma implementação até 2020. Nesta secção do texto, serão analisados os aproveitamentos seleccionados assim como os critérios que levaram à sua selecção. O PNBEPH agrupa os critérios de avalição dos aproveitamentos em estudo em 4 grandes grupos: **Potêncial Hidroeléctrico**, **Potêncial Hídrico da Bacia Hidrográfica**, **Conflitos / Condicionantes Ambientais** e **Ponderação Energética, Socioeconómica e Ambiental**.

Na tabela que se segue, é apresentada a lista dos vinte e cinco aproveitamentos estudados, assim como dos dez seleccionados.

	Aproveitamento	Bacia	Rio	Tipo de Aproveitamento	Reversibilidade
1	Assureira	Lima	Castro Laboreiro	Peq. Albufeira	Sim
2	Atalaia	Douro	Côa	Albufeira	Não
3	Sra. De Monforte	Douro	Côa	Albufeira	Sim
4	Pêro Martins	Douro	Côa	Albufeira	Não
5	Sampaio	Douro	Sabor	Albufeira	Sim
6	Mente	Douro	Mente	Albufeira	Sim
7	Rebordelo	Douro	Rabaçal	Albufeira	Não
8	**Foz Tua**	**Douro**	**Tua**	**Albufeira**	**Sim**
9	Castro Daire	Douro	Paiva	Albufeira	Não
10	Alvarenga	Douro	Paiva	Albufeira	Sim
11	Castelo de Paiva	Douro	Paiva	Peq. Albufeira	Sim
12	**Padroselos**	**Douro**	**Beça / Tâmega**	**Albufeira**	**Sim**
13	**Alto Tâmega (Vidago)**	**Douro**	**Tâmega**	**Albufeira**	**Sim**
14	**Daivões**	**Douro**	**Tâmega**	**Peq. Albufeira**	**Sim**
15	**Fridão**	**Douro**	**Tâmega**	**Albufeira**	**Não**
16	**Gouvães**	**Douro**	**Louredo / Tâmega**	**Albufeira**	**Sim**
17	Póvoa	Vouga	Vouga	Albufeira	Sim
18	**Pinhosão**	**Vouga**	**Vouga**	**Albufeira**	**Sim**
19	Asse-Dasse	Mondego	Mondego	Albufeira	Sim
20	**Girabolhos**	**Mondego**	**Mondego**	**Albufeira**	**Sim**
21	Midões	Mondego	Mondego	Albufeira	Sim
22	**Almourol**	**Tejo**	**Tejo**	**Fio-de-água**	**Não**
23	Santarém	Tejo	Tejo	Fio-de-água	Não
24	Erges	Tejo	Erges	Albufeira	Sim
25	**Alvito**	**Tejo**	**Ocreza**	**Albufeira**	**Não**

Tabela 4. 8 – Aproveitamentos estudados no âmbito de PNBEPH (a sombreado azul, encontram-se aqueles que entrarão em implementação até 2020). [29].

De seguida serão analisados os **quatro grandes grupos de critérios de avaliação** dos aproveitamentos estudados e apresentadas as principais características dos aproveitamentos seleccionados.

O grupo de critérios com a designação "**Potencial Hidroeléctrico"** compreende aspectos como a potência instalada, capacidade de armazenamento das albufeiras, produção de energia, capacidade de armazenamento de energia, reversibilidade e rentabilidade económica dos aproveitamentos projectados.

Os critérios incluídos na categoria "**Potencial Hídrico da Bacia Hidrográfica"** consistem na capacidade de regularização dos caudais afluentes por parte dos aproveitamentos estudados, a localização relativamente a aproveitamentos existentes, o abastecimento de água para consumo e rega e, outras utilizações como protecção contra cheias, combate a incêndios e lazer e turismo.

Os "**Conflitos / Condicionantes Ambientais"** dizem respeito a aspectos como a biodiversidade, o património cultural e as restrições territoriais.

No último grupo, "**Ponderação Energética, Socioeconómica e Ambiental"**, a avaliação do interesse de cada aproveitamento é efectuada através da seguinte metodologia de cálculo:

- É efectuada a **avaliação da valia energética de cada aproveitamento**, "**E**", calculada pela expressão abaixo indicada, sendo o respectivo valor obtido adimensionalizado para um intervalo entre 0 e 100%.

$$E = (\text{Potência instalada [MW]} \times \text{Energia produzida [GWh/ano]})^{0.5} \times \text{TIR [\%]} \times FR, \quad (1.1)$$

em que TIR corresponde à Taxa Interna de Rentabilidade e o parâmetro FR representa um factor de correcção, que toma o valor 1.0 para aproveitamentos não reversíveis e 1.2 para aproveitamentos em que se prevê a instalação de equipamentos reversíveis, dado que no valor da energia produzida apenas se considera a energia primária e não a energia produzida com caudais previamente bombeados.

- Procede-se à avaliação da **valia do aproveitamento para outros usos múltiplos**, sendo determinada através do cálculo de um "**factor socioeconómico**", "**fs**", que apresenta valores compreendidos entre 1.0 e 1.5, e que representa o aumento do interesse na realização de cada aproveitamento pelo facto de poderem vir a ser viabilizados outros usos.

- É realizada a avaliaçãos dos **conflitos e condicionantes ambientais**, expressos através do cálculo de um "**factor ambiental**", "**fa**", que apresenta valores compreendidos entre 0 e 1.0, e que avalia os aspectos ambientais considerados críticos para a implementação de um determinado aproveitamento.

Depois de calculados estes três factores, **determina-se para cada aproveitamento o factor "V"** (**valor energético, socioeconómico e ambiental**), através das seguinte equação:

$$V = [\ (\ E \times fs \times fa\ )\ /\ 1.5\ ]^{0.5}. \qquad (1.2)$$

Considerando o valor obtido por cada aproveitamento para o parâmetro "V", o PNBEPH procedeu à sua listagem, por ordem decrescente de interesse de realização, face aos objectivos expressos.

Os gráficos que se seguem permitem realizar uma primeira análise comparativa das principais **características técnicas**, no âmbito do **potêncial hidroeléctrico** dos aproveitamentos estudados.

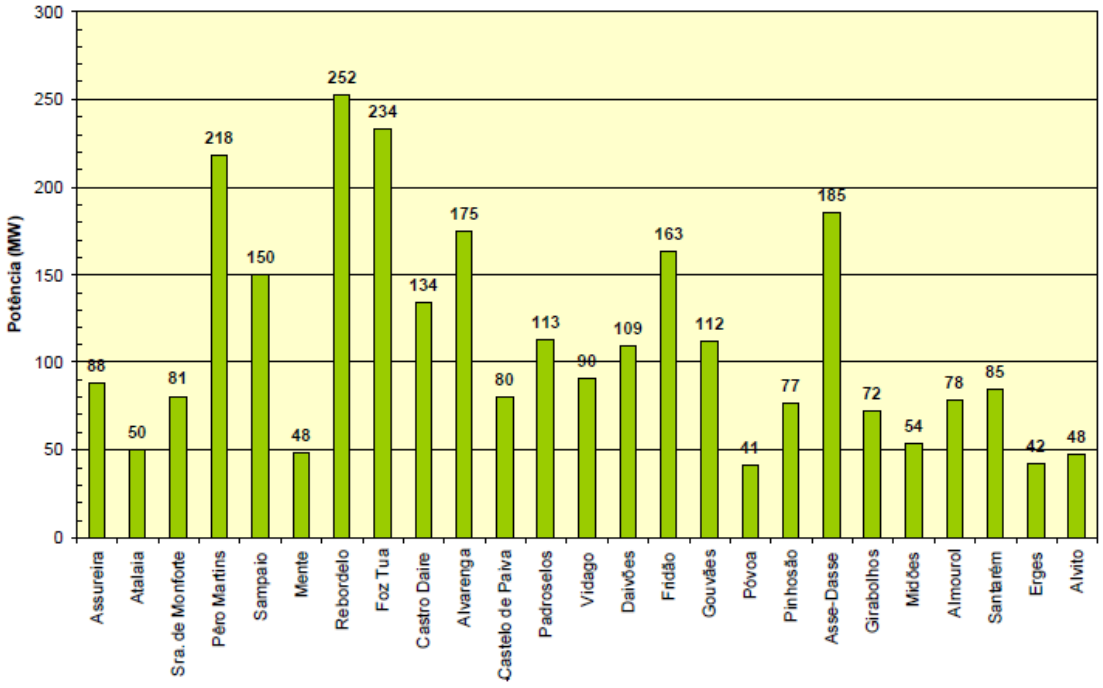


Gráfico 4. 5 – Potência instalada por aproveitamento [29].

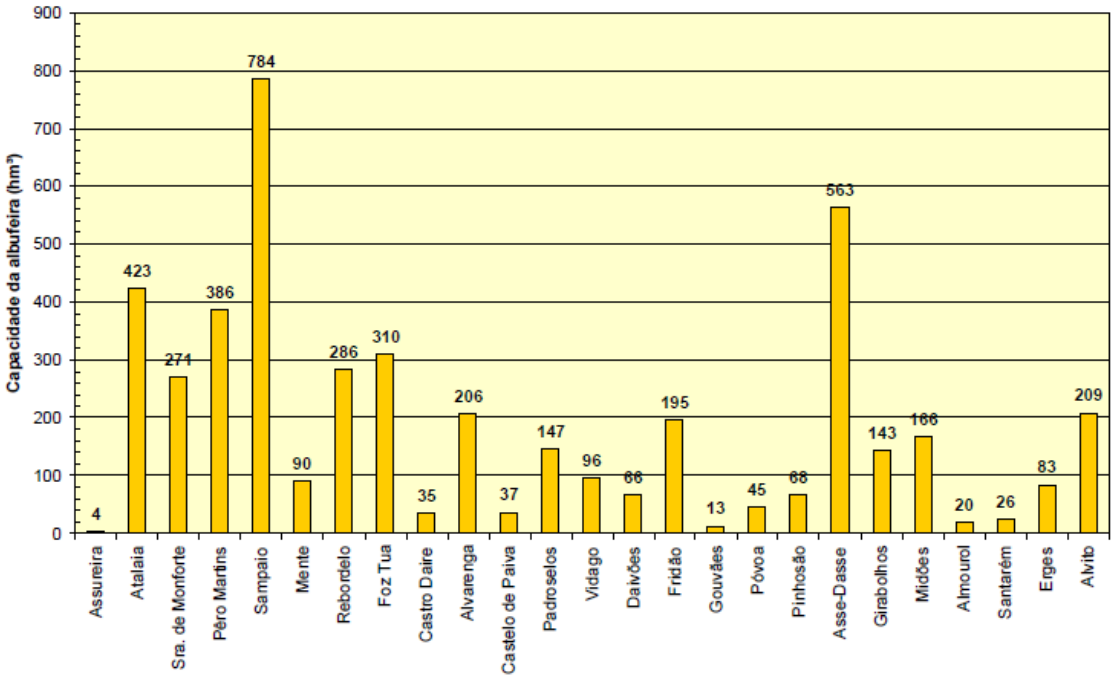


Gráfico 4. 6 – Capacidade de armazenamento das albufeiras por aproveitamento [29].

No que diz respeito à **potência instalada**, importa referir que, o PNBEPH definiu como **valor mínimo** para inclusão de um aproveitamento no programa **30 MW**. Destacam-se então os aproveitamentos de Rebordelo (não seleccionado), Foz Tua (seleccionado) e Pêro Martins (não seleccionado) com valores de potência instalada acima dos 200 MW. Entre os 150 MW e os 200 MW de potência instalada encontram-se os aproveitamentos de Sampaio (não seleccionado), Alvarenga (não seleccionado), Fridão (seleccionado) e Asse-Dasse (não seleccionado). O PNBEPH considera "também interessantes" os aproveitamentos cuja potência instalada seja superior a 70 MW e inferior a 150 MW. Nesta gama incluem-se os aproveitamentos de Assureira, Sra. De Monforte, Castro Daire, Castelo de Paiva, Padroselos, Alto Tâmega (Vidago), Daivões, Gouvães, Pinhosão, Girabolhos, Almourol e Santarém.

Interessa reflectir um pouco sobre estes dados, repare-se que o **valor médio da potência instalad**a destes vinte e cinco aproveitamentos estudados **é de apenas 111 MW**. Nas décadas de 60 e 70 já se implementavam aproveitamentos com potências instaladas a rondar os 200 MW (Picote, Bemposta, Valeira, Carrapatelo, entre outros), na década de 90 fizeram-se reforços de aproveitamentos, como por exemplo, o do Alto Lindoso ficando assim com uma potência instalada de 630 MW. Actualmente fazem-se reforços de aproveitamentos para se obterem potências instaladas totais na ordem dos 500 MW (Picote, Bemposta, Alqueva, por exemplo). Então, tendo em conta que o PNBEPH se propõe a seleccionar aproveitamentos hidroeléctricos (com uma potência instalada média de 111 MW), para implementar até 2020, pode afirmar-se que estes estudos são pouco ambiciosos e continuam ainda presos àquilo que se fez e, não se fez, no passado. As potências instaladas avançadas por estes estudos são as mesmas que estavam previstas há mais de vinte anos. Os anos passam, os aproveitamentos

não são implementados, porém, os seus projectos devem evoluir e adaptarem-se às necessidades actuais e, mais importante, fazendo uma previsão da evolução do mercado da electricidade, em particular a evolução dos consumos. Assim, não é demais salientar que **estas potências instaladas previstas apresentam valores muito baixos e desactualizados**.

Em termos de **capacidade de armazenamento das albufeiras**, o destaque vai para os aproveitamentos de Sampaio (não seleccionado), com uma capacidade prevista de 784 hm^3, e Asse-Dasse (não seleccionado), com 563 hm^3. Acima de 300 hm^3 de capacidade de armazenamento encontram-se ainda os aproveitamentos de Atalaia, Pero Martins e Foz Tua.

Na comparação entre os diferentes aproveitamentos inclui-se também a capacidade de armazenamento de energia. O gráfico que se segue permite uma comparação imediata desta característica entres os vinte e cinco a proveitamentos estudados.

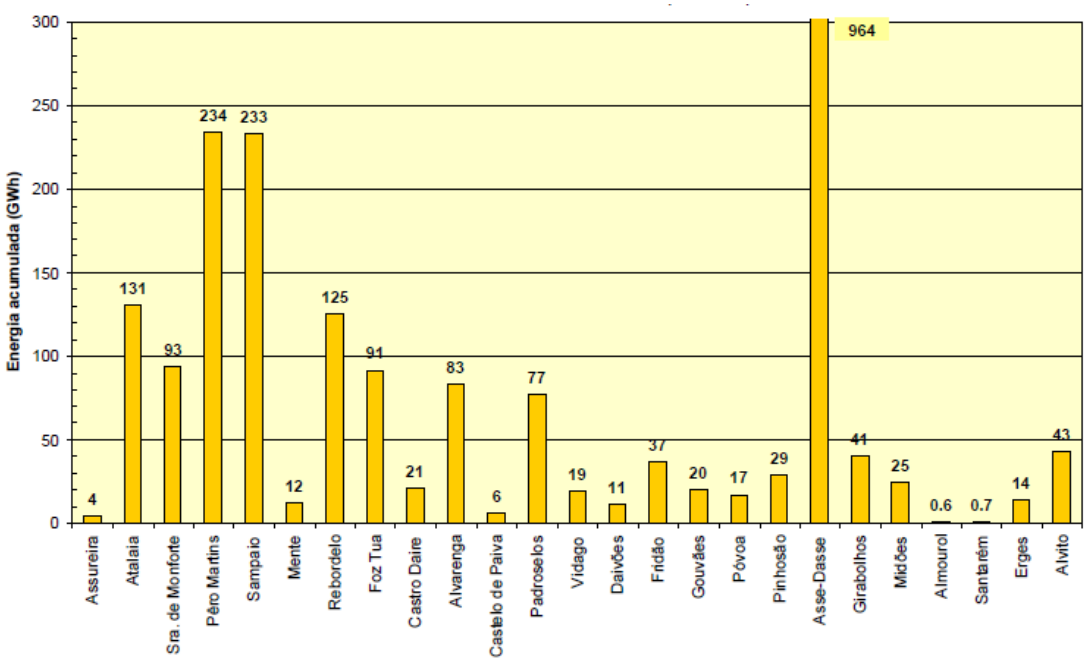


Gráfico 4. 7 – Capacidade de reserva de energia por aproveitamento [29].

Os aproveitamentos com **capacidade de armazenamento de energia** acima de 70 GWh são os de Atalaia, Sra. De Monforte, Pêro Martins, Sampaio, Rebordelo, Foz Tua, Alvarenga, Padroselos e Asse-dasse que, naturalmente, possuem albufeiras de maior capacidade.

Outro aspecto importante a considerar é o da r**eversibilidade**, embora no PBEPH seja indicado que, esta característica dos aproveitamentos não poderá alterar de forma significativa as classificação do potencial hidroeléctrico dos aproveitamentos estudados.

À excepção dos aproveitamentos de Almourol e Santarém (fio-de-água), todos apresentam condições para instalação da reversibilidade, no entanto, para alguns é necessário entrar em linha de conta com a execução de obras adicionais que representam um acréscimo no custo.

Este acréscimo de custo foi comparado com o consequente acréscimo do valor da energia produzida e, assim se determinou a viabilidade da implementação da reversibilidade nos aproveitamentos estudados.

Neste primeiro grupo de critérios de avaliaçãos dos aproveitamentos hidroeléctricos, foram ainda realizados **estudos de rentabilidade económica** para cada um dos aproveitamentos nos quais foram considerados os custos de execução, custos de exploração e valorização da energia produzida. Os gráficos que se seguem permitem realizar uma análise comparativa dos resultados dos cálculos efectuados nestes estudos. O custo total de execução compreende, para cada aproveitamento, o custo da construção civil e dos equipamentos associados ao seu funcionamento.

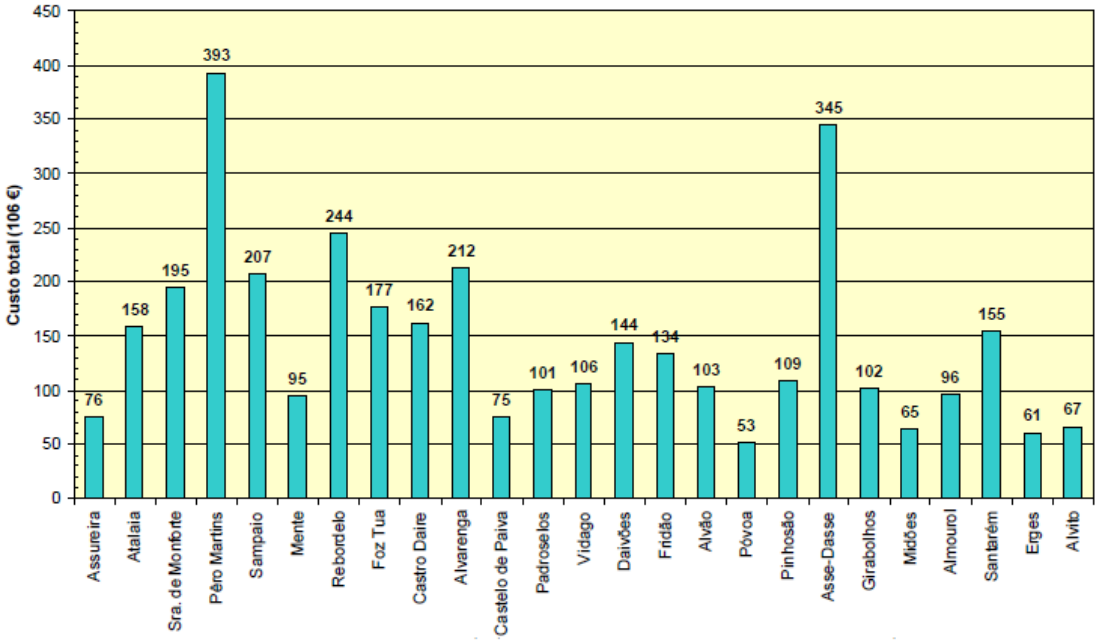


Gráfico 4. 8 – Custo total de execução por aproveitamento [29].

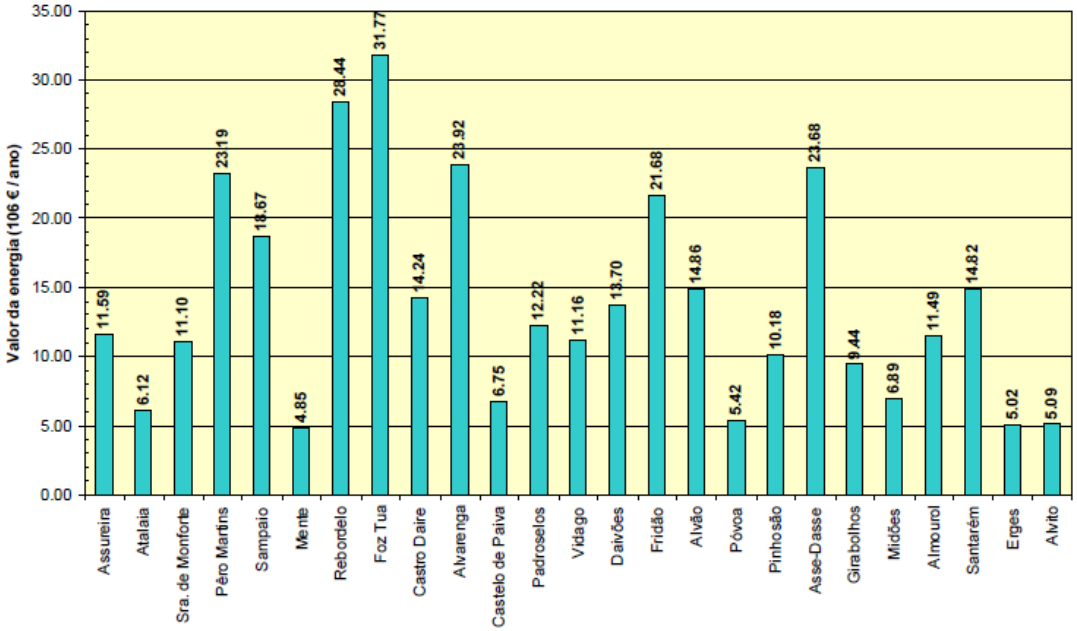


Gráfico 4. 9 – Valor da energia produzida por aproveitamento [29].

O **fluxo de custos e de receitas associados a cada aproveitamento** foi estudado para um período de 40 anos de vida útil. Assim, foram ainda determinados os seguintes indicadores económicos: Valor Actualizado Líquido (VAL), Índice Benefícios-Custos (B\C), **Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)** e Tempo de amortização do Investimento (Ta).

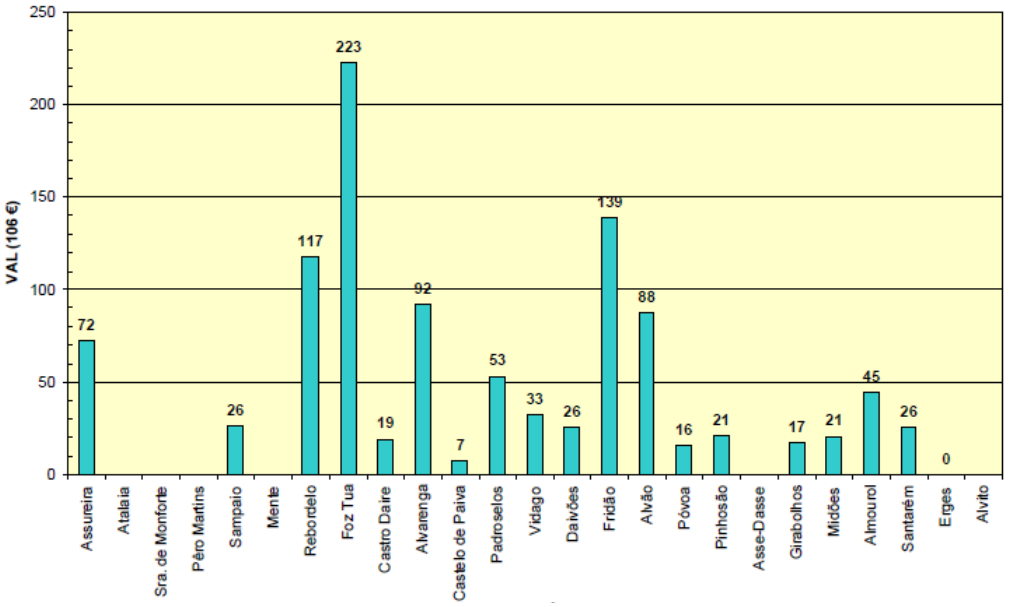


Gráfico 4. 10 – Valor actualizado líquido por aproveitamento [29].

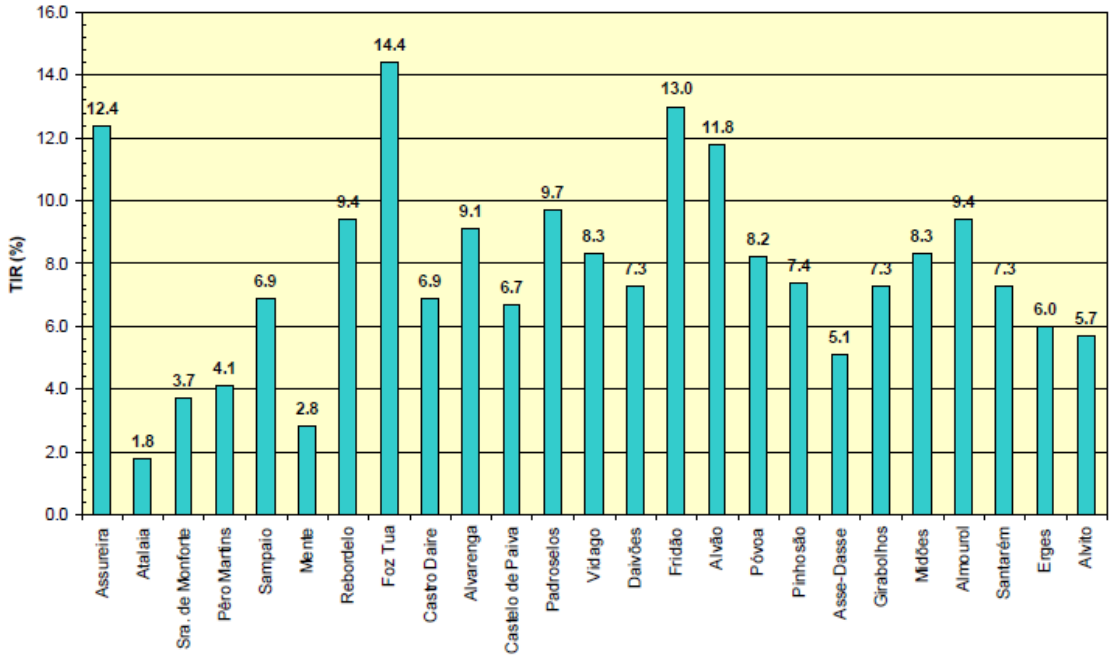


Gráfico 4. 11 – Taxa Interna de Rentabilidade por aproveitamento [29].

Os aproveitamentos com melhores indicadores de rentrabilidade económica reflectidos nos valores da taxa interna de rentabilidade, são os de Foz Tua, Fridão, Assureira e Gouvães, todos com valores de TIR acima dos 10%. Os aproveitamentos que apresentam uma TIR entre 8% e 10% são considerados também com boas condições de viabilidade económica; nesta gama encontram-se Rebordelo, Alvarenga, Padroselos, Alto Tâmega (Vidago), Póvoa, Midões, Almourol e Santarém [29].

No Anexo XII encontra-se uma tabela com as principais características económicas dos aproveitamentos estudados pelo PNBEPH.

Assim, com base na avaliação técnica e económica, o PNBEPH atribuiu a classificação relativa ao "**Potencial hidroeléctrico"** dos aproveitamentos, que se apresenta na tabela que se segue. Segundo este grupo de critérios, os aproveitamentos a implementar até 2020 seriam os de **Alvarenga, Assureira, Foz Tua, Fridão, Gouvães, Rebordelo e Sampaio.** Esta escolha baseia-se no facto de os objectivos propostos até 2020 serem atingidos com o somatório da potência instalada dos 7 primeiros classificados, totalizando 1174 MW. De salientar que três destes aproveitamentos fazem parte dos dez definitivamente escolhidos pelo PNBEPH: Foz Tua, Fridão e Gouvães.

Nº	Aproveitamento	Valor (%)	Potência Instalada (MW)	Nº	Aproveitamento	Valor (%)	Potência Instalada (MW)
1	**Foz Tua**	**100.0**	**234**	14	Castro Daire	22.0	134
2	**Fridão**	**59.0**	**163**	15	Vidago	20.7	90
3	**Rebordelo**	**58.5**	**252**	16	Pinhosão	16.5	77
4	**Alvarenga**	**47.5**	**175**	17	Girabolhos	15.2	72
5	**Gouvães**	**38.1**	**112**	18	Midões	12.7	54
6	**Assureira**	**31.3**	**88**	19	Castelo de Paiva	11.0	80
7	**Sampaio**	**28.4**	**150**	20	Póvoa	9.8	41
8	Asse-Dasse	26.0	185	21	Sra. de Monforte	9.0	81
9	Pêro Martins	25.7	218	22	Erges	6.4	42
10	Padroselos	25.7	113	23	Alvito	6.4	48
11	Almourol	25.6	78	24	Mente	3.1	48
12	Daivões	22.9	109	25	Atalaia	2.4	50
13	Santarém	22.7	85				

Gráfico 4. 12 – Classificação dos aproveitamentos de acordo com o seu Potencial Hidroeléctrico [29].

No segundo grande grupo de critérios, "**Optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica"**, são considerados de maior interesse os aproveitamentos que possuam **albufeiras com maior capacidade de regularização** dos caudais **afluentes e que se situem a montante de outros aproveitamentos hidroeléctricos existentes, aumentando assim a possibilidade de maior produtibilidade**. São também considerados de maior interesse os aproveitamentos que possuam **maior potencial de utilização para fins múltiplos** como o abastecimentos de água para consumo, irrigação, proteccção contra cheias, navegabilidade, combate a incendios e actividades de lazer.

Um importante indicador é, o **coeficiente de regularização das albufeiras**. Acima de 0,6 encontram-se os aproveitamentos de Asse-Dasse, Atalaia, Sampaio, Sra. De Monforte, Pêro Martins, Padroselos e Alvito. É importante perceber que, um determinado aproveitamento pode apresentar um elevado coeficiente de regularização mas não contribuir significativamente para a capacidade de regularização do conjunto da bacia hidrográfica, caso se situe numa zona mais a montante da bacia. Nessa situação encontram-se os aproveitamentos de Atalaia e Sampaio. Por outro lado, os aproveitamentos de Foz Tua e Sra. de Monforte possuem uma grande capacidade de armazenamento mas também caudais afluentes muito importantes, reduzindo assim o coeficiente de regularização mas aumentando o interesse para a regularização do conjunto da bacia hidrográfica [29].

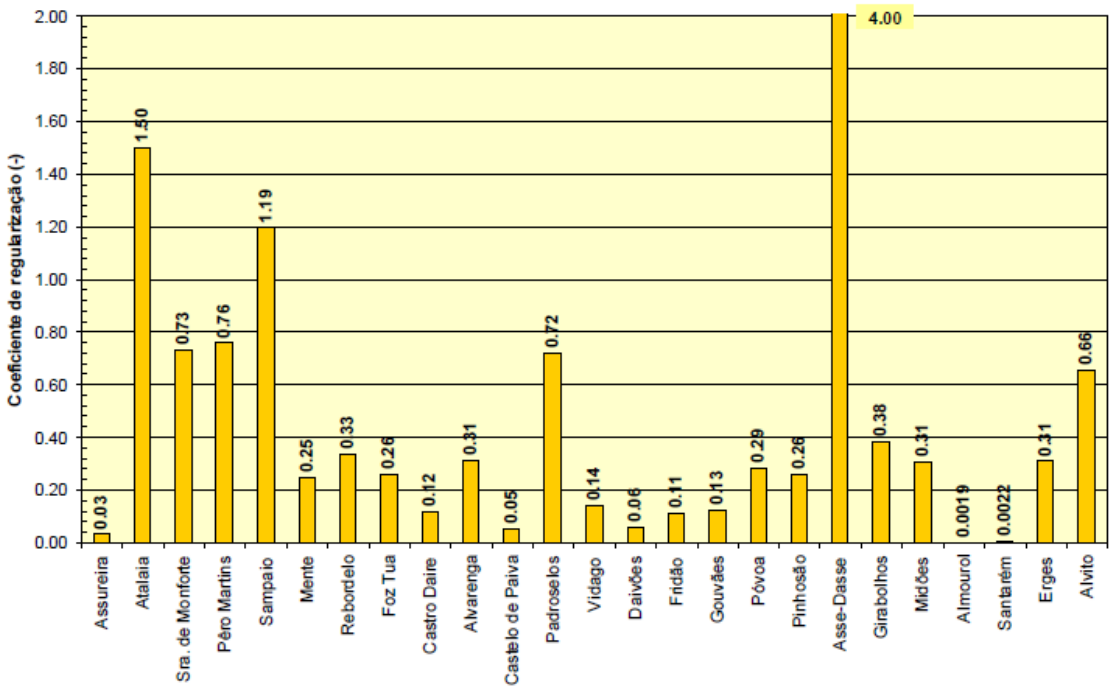


Gráfico 4. 13 – Coeficientes de regularização das albufeiras por aproveitamento [29].

Não menos importante, é a **localização dos aproveitamentos relativamente a aproveitamentos existentes**. Por exemplo, o aproveitamento de Assureira, no rio Castro Laboreiro, possui uma pequena albufeira e está localizado a montante do aproveitamento do Alto Lindoso, que possui uma grande albufeira. Assim, o interesse deste aproveitamento para a optimização do potencial hidroeléctrico da bacia é reduzido. Por outro lado, os aproveitamentos do rio Côa, beneficiam de uma localização prioritária, como já foi evidenciado na subsecção "*Análise Detalhada da Bacia do Douro*". Atalaia, Sra. De Monforte e Pêro Martins possuem uma significativa capacidade de armazenamento e situam-se a montante dos 5 aproveitamentos do leito nacional do rio Douro. Na mesma perspectiva incluem-se os aproveitamentos de Rebordelo e Foz Tua, localizados nos rios Rabaçal e Tua, respectivamente. Situam-se a montante de três dos cinco aproveitamentos do troço nacional do rio Douro e, possuem albufeiras com uma grande capacidade de armazenamento [29].

Relativamente ao **abastecimento de água para consumo**, verificou-se que **nenhum dos aproveitamentos foi considerado essencial**. Eventualmente, os aproveitamentos do rio Paiva (Castro Daire, Alvarenga e Castelo de Paiva), poderiam constituir uma alternativa interessante para o abastecimento da região do Grande Porto que, acusa uma forte dependencia da captação no rio Douro em Lever. No entanto, estes aproveitamentos possuem uma capacidade de armazenamento insuficiente para a finalidade.

No que diz respeito ao **abastecimento de água para rega**, constatou-se que, os aproveitamentos de Gouvães, Atalaia, Sra. de Monforte, Pêro Martins e Alvito apresentam interesse para fins hidroagrícolas, em particular para o aproveitamento de Alvito cujo projecto

foi elaborado com o forte objectivo de implementar um aproveitamento de fins múltiplos, necessário na região. Para os restantes aproveitamentos não foi encontrado intreresse na utilização como origem de água para aproveitamentos hidroagrícola [29].

Conforme foi mencionado, para a avaliação da optimização do potencial hídrico da bacia hidrográfica, contribuem ainda outras utilizações dos aproveitamentos como**: protecção contra cheias, navegabilidade, combate a incêndios e utilizações para lazer e turismo**. Na protecção contra cheias destacam-se os aproveitamentos da bacia do Douro, nos rios Côa, Sabor, Tua, Tâmega e Paiva. Estes proporcionam um importante encaixe das cheias que ocorrem ciclicamente na baixa da cidade do Porto e Régua. As capacidades de amortecimentos individuais destes aproveitamentos não são muito significativas, mas mais uma vez importa salientar que, o seu **funcionamento conjunto** poderá permitir o controlo dos caudais de cheias. Destacam-se também os aproveitamentos a implementar nos rios Vouga e Mondego, uma vez que estas bacias são também conhecidas pelos seus problemas de cheias. Os restantes aproveitamentos apresentam um interesse para protecção contra cheias limitado [29].

Embora não sendo de impotância decisiva, no que diz respeito ao combate a incêndios, os aproveitamentos com maior potencial são os que se localizam próximo de áreas florestais, e assim sendo, a quase totalidade dos aproveitamentos situa-se em zonas de elevado risco de incêndio, com excepção dos aproveitamentos de Pêro Martins, Sampaio e Santarém, localizados em zonas de incêndio com risco médio.

Da mesma forma, a utilização para lazer e turismo não poderia justificar por si só a execução de qualquer dos aproveitamentos estudados. No entanto convém referir que o destaque vai para os aproveitamentos de Foz Tua e Alvito por se situarem em zonas com reconhecido potencial para desenvolvimento turístico, com associação à criação de um plano de água. Os aproveitamentos de Castro Daire e Alvarenga também possuem características adequadas para este tipo de utilização, contudo a implementação destes aproveitamentos irá inundar troços do rio onde actualmente se praticam actividades de lazer. Considera-se ainda que os aproveitamentos do Vouga (Póvoa e Pinhosão) e do Mondego (Girabolhos e Midões) possuem condições para utilização para actividades de lazer.

Assim, com base na avaliação da “Optimização do potencial hídrico das bacia hidrográfica”, o PNBEPH atribuiu aos aproveitamentos estudados a classificação que se apresenta na tabela seguinte.

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

Tabela 4. 9 – Classificação dos aproveitamentos segundo o seu contributo para a optimização do potencial hídrico da correspondente bacia hidrográfica [29].

Segundo este grupo de critérios, os aproveitamentos a implementar até 2020 seriam os de **Alvarenga, Alvito, Atalaia, Foz Tua, Pêro Martins, Rebordelo e Sampaio.** Esta escolha baseia-se, novamente, no facto de os objectivos propostos até 2020 serem atingidos com o somatório da potência instalada dos 7 primeiros classificados, totalizando 1127 MW. Note-se que vários outros aproveitamentos (Sra. de Monforte, Padroselos e Alto Tâmega Vidago) têm a mesma classificação de Sampaio e Rebordelo, pelo que poderiam também ser considerados nos aproveitamentos seleccionados, contudo estes dois aproveitamentos são os de maior potência instalada, e por isso foram escolhidos. De salientar que apenas dois dos aproveitamentos seleccionados por este grupo de critérios fazem parte dos dez definitivamente escolhidos pelo PNBEPH: Alvito e Foz Tua. De salientar ainda que, os aproveitamentos de Alavarenga, Foz Tua, Rebordelo e Sampaio acumulam já selecção nos dois primeiros grandes grupos de critérios de selecção.

O terceiro grande grupo de critérios tem a denominação "**Conflitos/ condicionantes ambientais".** Estes estudos têm por objectivo classificar os aproveitamentos em função de aspectos ambientais que poderão condicionar a sua implementação. Os aspectos considerados relevantes são a biodiversidade, o património cultural e as restrições territoriais. Para a análise da Biodiversidade foram estudadas as possíveis sobreposições e grau de

afectação de áreas classificadas, as espécies ameaçadas particularmente dependentes do ecossistema lótico, espécies insuficientemente cobertas pela rede natural e grau de naturalidade dos habitats. Relativamente ao património cultural, os aproveitamentos mais desfavoráveis são aqueles que comportam sítios classificados e/ou número significativo de sítios arqueológicos na albufeira. Foram ainda estudadas as interferências com infra-estruturas existentes para utilização da água, a probabilidade de ocorrência de eutrofização (fenómeno causado pelo excesso de nutrientes num corpo de água), riscos de poluição acidental, riscos de erosão costeira, etc. Assim, a tabela que se segue mostra a classificação de cada um destes três grandes aspectos, atribuída aos aproveitamentos estudados [29].

Aproveitamento	Biodiversidade	Património Cultural	Restrições Territoriais
Assureira	Avaliação Intermédia	Menos Favorável	Menos Favorável
Atalaia	Avaliação Intermédia	Menos Favorável	Menos Favorável
Sra. De Monforte	Avaliação Intermédia	Menos Favorável	Menos Favorável
Pêro Martins	Avaliação Intermédia	Menos Favorável	Menos Favorável
Sampaio	Menos Favorável	Avaliação Intermédia	Avaliação Intermédia
Mente	Menos Favorável	Avaliação Intermédia	Avaliação Intermédia
Rebordelo	Menos Favorável	Avaliação Intermédia	Avaliação Intermédia
Foz Tua	Mais Favorável	Avaliação Intermédia	Mais Favorável
Castro Daire	Menos Favorável	Avaliação Intermédia	Avaliação Intermédia
Alvarenga	Menos Favorável	Mais Favorável	Avaliação Intermédia
Castelo de Paiva	Menos Favorável	Mais Favorável	Avaliação Intermédia
Padroselos	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**
Vidago	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**
Daivões	Mais Favorável	Avaliação Intermédia	Mais Favorável
Fridão	Mais Favorável	Menos Favorável	Mais Favorável
Gouvães	Avaliação Intermédia	Menos Favorável	Avaliação Intermédia
Póvoa	Avaliação Intermédia	Mais Favorável	Mais Favorável
Pinhosão	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**
Asse-Dasse	Avaliação Intermédia	Avaliação Intermédia	Menos Favorável
Girabolhos	Mais Favorável	Avaliação Intermédia	Mais Favorável
Midões	Menos Favorável	Mais Favorável	Avaliação Intermédia
Almourol	Avaliação Intermédia	Menos Favorável	Avaliação Intermédia
Santarém	Avaliação Intermédia	Menos Favorável	Avaliação Intermédia
Erges	Menos Favorável	Mais Favorável	Menos Favorável
Alvito	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**	**Mais Favorável**

Tabela 4. 10 – Classificação dos aproveitamentos de acordo com a biodiversidade, património cultural e restrições territoriais [29].

Imeditamente se compreende que, os aproveitamentos de Padroselos, Alto Tâmega (Vidago), Pinhosão e Alvito, serão os que melhor classificação irão obter no ordenamento final relativo aos conflitos / condicionantes ambientais. Assim, o PNBEPH atribuiu aos aproveitamentos estudados a classificação que se apresenta na tabela seguinte.

Segundo este grupo de critérios, os aproveitamentos a implementar até 2020 seriam os de **Padroselos, Alto Tâmega (Vidago), Pinhosão, Alvito, Foz Tua, Daivões, Póvoa, Girabolhos, Fridão e Gouvães.** Esta escolha baseia-se, mais uma vez, no facto de os objectivos propostos até 2020 serem atingidos com o somatório da potência instalada dos 10 primeiros classificados, totalizando 1059 MW. De salientar que **apenas um dos aproveitamentos seleccionados por este grupo de critérios não faz parte dos dez definitivamente escolhidos** pelo PNBEPH: Póvoa. De salientar ainda que, o aproveitamento de Foz Tua é o único que acumula já selecção nos três primeiros grandes grupos de critérios de selecção.

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

Tabela 4. 11 – Classificação dos aproveitamentos segundo a sua contribuição para os conflitos e condicionantes ambientais [29].

O último grande grupo de critérios de avaliação denomina-se "**Ponderação energética, socioeconómica e ambiental"**. Como já foi explicado anteriormente, este grupo de critérios baseia-se no cálculo dos factores "E" (valia energética), "fs" (factor socioenonómico), "fa" (factor ambiental) e por fim o factor "V" (valor energético, socioeconómico e ambiental). Assim, o objectivo deste grupo de critérios é agrupar todos os critérios anteriores, e indicar quais serão definitivamente os aproveitamentos a implementar com base na ponderação dos aspectos que definem a valia energética de cada aproveitamento, a possibilidade de utilização para fins múltiplos e as condicionantes ambientais de maior relevância. Estes cálculos não são exemplificados, demonstados e justificados na memória final do PNBEPH e, uma vez que levam à decisão final da escolha dos aproveitamentos a implementar seria de grande importância aprofundá-los e evidenciá-los como prova evidente dos resultados finais. Na memória final do PNBEPH, assim como nos respectivos anexos, apenas é indicada a metodologia de cálculo utilizada e classificação final atribuída a cada aproveitamento estudado. Isto faz com que, este passo tão decisivo na escolha dos aproveitamentos a implementar, esteja descrito de forma pouco clara e evidente.

Na tabela que se segue é indicada a pontuação atribuída a cada aproveitamento e efectuada a respectiva avaliação conjunta, sendo apresentada a classificação relativamente ao "valor energético, socioeconómico e ambiental" dos diferentes aproveitamentos [29].

APROVEITAMENTO	PONDERAÇÃO ENERGÉTICA, SÓCIO-ECONÓMICA E AMBIENTAL			
	Potencial hidroeléctrico do aproveitamento	Optimização do potencial hídrico da BH	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

Tabela 4. 12- Classificação dos aproveitamentos de acordo com a ponderação energética, socio-económica e ambiental.

Sendo a selecção dos aproveitamentos a implementar efectuada através desta análise, os objectivos do Programa para o ano 2020, podem ser atingidos com a execução dos seguintes **10 aproveitamentos**, que totalizam 1096 MW de potência instalada. Chega-se assim à decisão final, contemplando os 10 aproveitamentos seleccionados pelo PNBEPH.

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

Tabela 4. 13 – Ordenamento final dos aproveitamento estudados pelo PNBEPH [29].

A escolha é feita de forma bastante racional, mas está demasiado voltada para os aproveitamentos com maior potência instalada e fica no ar a pouca transparência relativamente aos cálculos realizados no critério final. A capacidade de armazenamento dos aproveitamentos é um aspecto tão ou mais importante que a potência instalada e, como se pôde verificar, os cálculos finais são pouco esclarecedores nesse aspecto. Assim, fica mais uma vez a sensação da pouca transparência e sensibilidade na metodologia utilizada. No caso particular da bacia do Douro, fica então com seis dos quinze aproveitamentos estudados. A lamentar a não selecção dos aproveitamentos previstos para o rio Côa que, como já foi visto, pela sua localização estratégica na Bacia seriam os prioritários. Ainda assim, seria óptimo ver os aproveitamentos seleccionados nestes estudos serem efectivamente implementados até 2020. Seria um grande passo em frente para a hidroelectricidade nacional.

4.2.1. Características dos aproveitamentos seleccionados pelo PNBEPH – Ponto de situação.

Importa agora conhecer as principais características dos aproveitamentos seleccionados pelo PNBEPH, assim como conhecer os acontecimentos mais recentes relacionados com a sua implementação.

Relativamente ao **aproveitamento hidroeléctrico da Foz Tua**, **é aquele que apresenta melhores condições de implementação**. Como foi já visto, a sua implementação já indicada como necessária desde a década de 60. Essencial para o bom funcionamento da bacia do Douro, este aproveitamento ficará implantado nos concelhos de Alijó e Carrazeda de Ansiães, distritos de Vila Real e Bragança respectivamente. Adoptou-se a **cota 200 m para o NPA** da albufeira, igual ao previsto em estudos anteriores, que corresponde aproximadamente ao limite máximo considerado aceitável em função da ocupação do vale. É também a cota que apresenta melhor rentabilidade económica. Foi adoptada uma solução com **central reversível**, dado que esta alternativa apresenta condições económicas bastante mais favoráveis quando comparada com a alternativa não reversível. A **barragem** foi prevista **do tipo abóbada** em betão, com uma altura de 135 m, criando uma **albufeira** com uma **capacidade total de armazenamento** de **310 hm³.** A albufeira estender-se-á por cerca de 51 Km para montante da barragem, ao longo do rio Tua e, inundará uma área máxima na ordem de 1100 hectares (à cota do NPA 200). Assim, este aproveitamento contribuirá para o aumento da capacidade de armazenamento de água na bacia do Douro e desempenhará um importante papel no que diz respeito ao nível de amortecimento dos caudais máximos de cheia no rio Douro, nos troços a jusante do rio Tua [99].

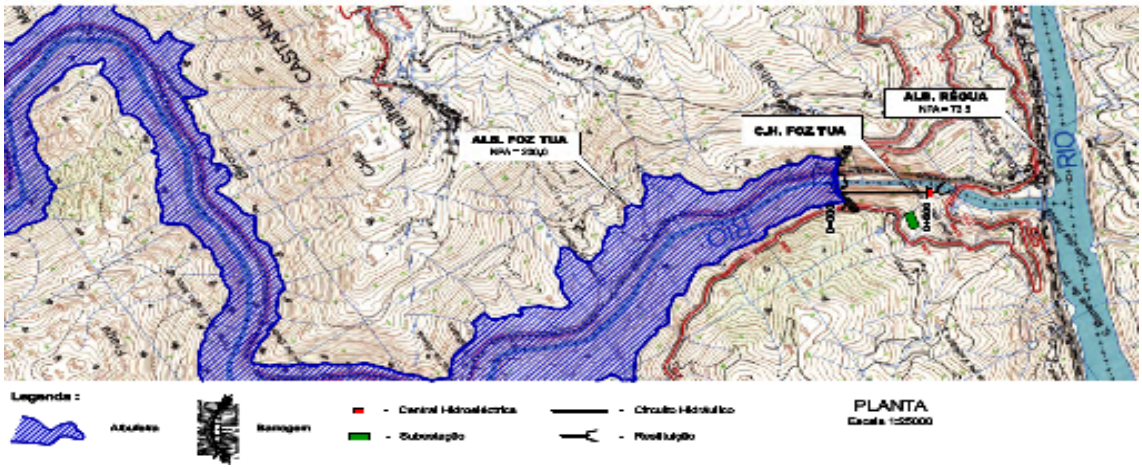


Figura 4. 2 – Localização esquemática do aproveitamento de Foz Tua [99].

O circuito hidráulico será constituído por um túnel com um desenvolvimento total de 0.6 km e a central será em caverna e ficará implantada próximo da barragem. A tomada de água será

realizada na albufeira, seguindo-se o túnel entre a tomada de água e a central. Existirá outro túnel entre a central e o ponto de restituição da água, na albufeira da Régua (rio Douro). A **potência instalada** de **234 MW** permitirá uma **produção de energia de 340 GWh/ano**. As turbinas serão do tipo Francis de eico vertical e cada alternador será ligado a um **transformador de potência de 15 kV/400K**V [29], [99].

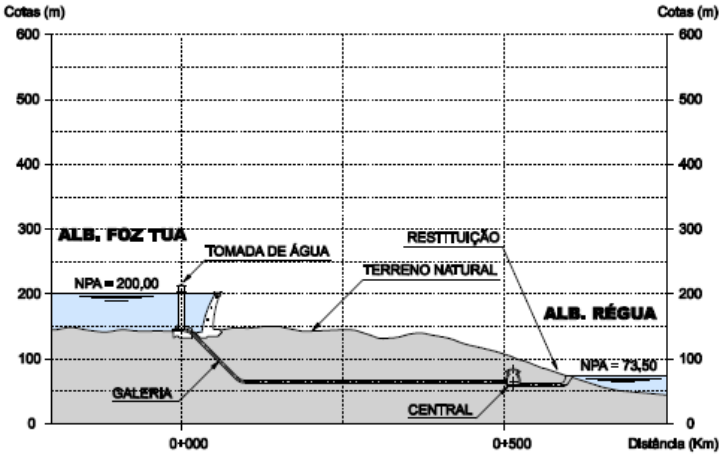


Figura 4. 3 – Perfil longitudinal esquemático do aproveitamento de Foz Tua

A maior polémica associada a este aproveitamento consiste na **afectação da conhecida linha ferroviária do Tua**, uma vez que para a cota de 200 m, 35 Km de linha serão afectados. Reduzindo a cota para um valor na ordem dos 170 m, reduz-se a afectação da linha em cerca de 15 Km e, para uma cota de 160 m a linha poderia funcionar durante mais 7 Km, ficando afectados cerca de 13 Km. No entanto, a adopção de cotas de NPA da ordem destes valores reduzirá naturalmente a potência a instalar, a energia produzida pelo aproveitamento e naturalmente, a importante capacidade de armazenamento [29].

A **12 de Maio de 2009**, o **Ministério do Ambiente emitiu uma Declaração de Impacto Ambiental "favorável condicionada"** à construção da barragem, impondo o estudo de uma linha ferroviária alternativa à actual, que será parcialmente inundada, e uma cota mínima de 170 m. Se não houver contratempos as obras no terreno poderão começar ainda em 2009 [100].

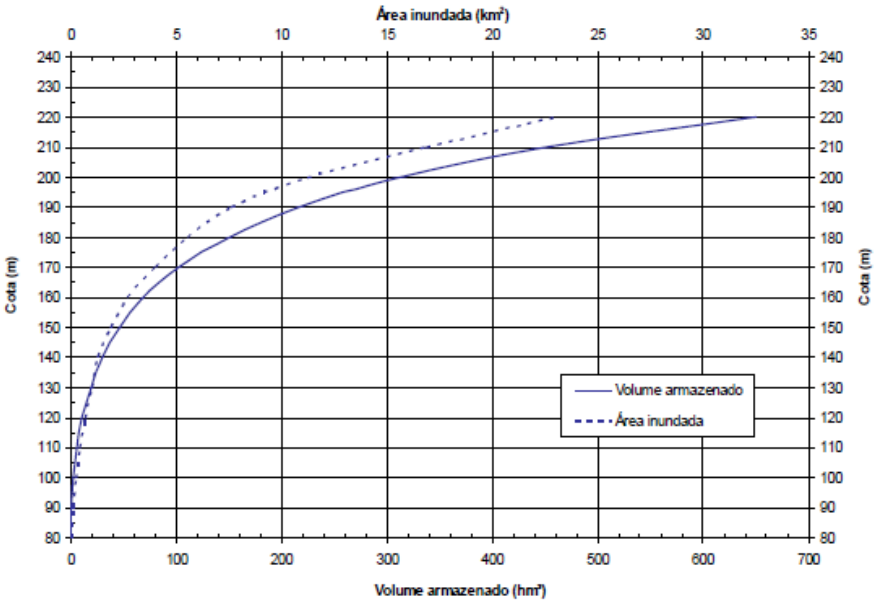


Gráfico 4. 14 – Áreas inundadas e volumes armazenados na albufeira de Foz Tua [99].

A **cascata do Rio Tâmega** compreende o aproveitamento de **Padroselos**, **Alto Tâmega** (Vidago), **Daivões**, **Gouvães** e **Fridão**.

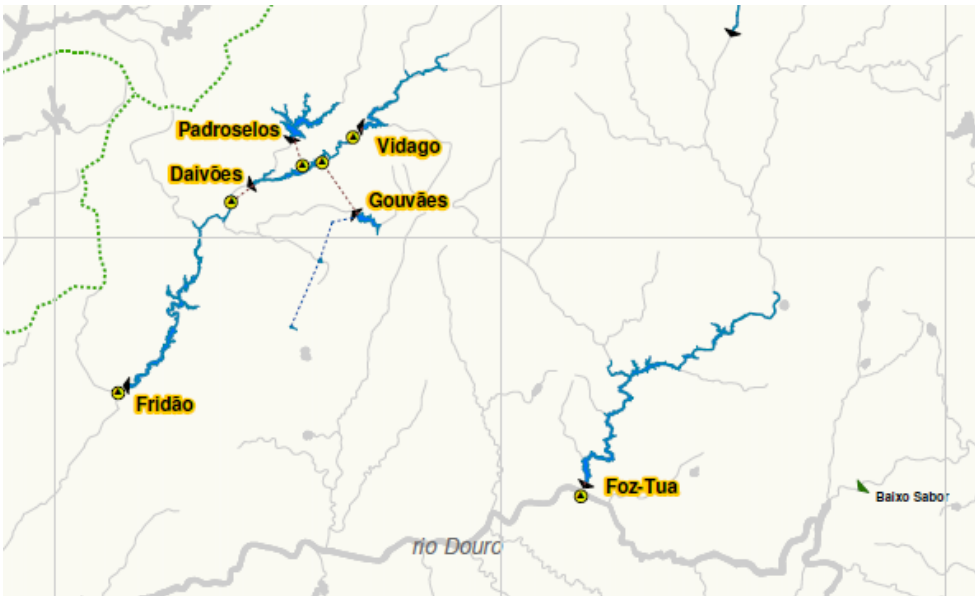


Figura 4. 4 – Localização dos aproveitamentos na cascata do rio Tâmega [101].

O **aproveitamento hidroeléctrico de Padroselos** ficará localizado no **rio Beça**, afluente do rio Tâmega, na bacia hidrográfica do Douro. Segundo o PNBPH, para este aproveitamento adoptou-se o **NPA da albufeira de 450 m**, superior em 20 m relativamente ao NPA previsto em estudos anteriores. Foi adoptada uma solução com **central reversível**, dado que esta

alternativa apresenta condições económicas francamente mais favoráveis quando comparada com a alternativa não reversível. A restituição dos caudais turbinados será realizada numa zona intermédia da albufeira prevista de Daivões, à cota 231 m. Foi projectada uma **albufeira** com uma **capacidade total de armazenamento** de **147 hm³** e não foram identificadas infra-estruturas importantes e localidades situadas nas proximidades ou afectadas pela albufeira. O circuito hidráulico será constituído por um túnel com um desenvolvimento total de 3.5 km e a central será subterrânea e ficará implantada junto à restituição. A **potência instalada** de **113 MW**, permitirá uma **produção de energia de 102 GWh/ano** [29].

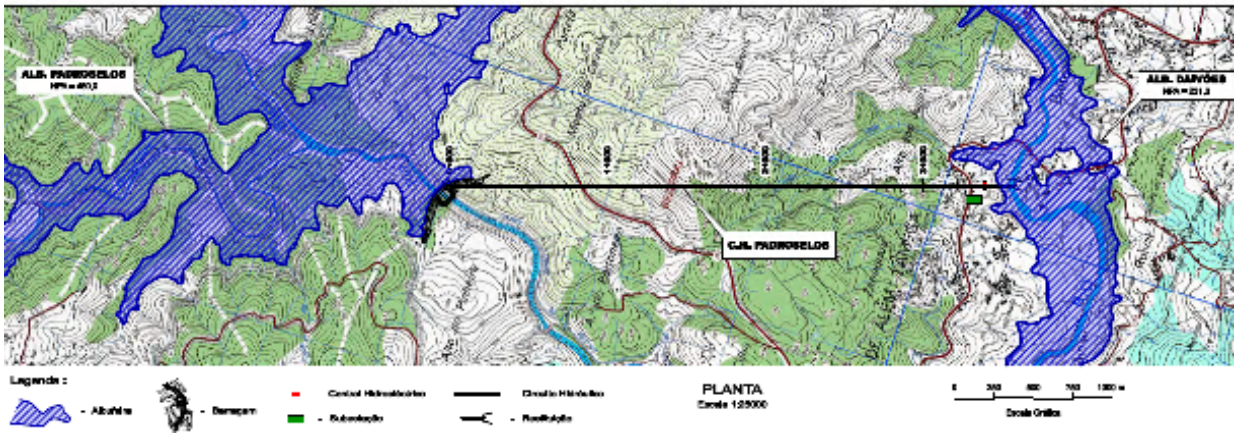


Figura 4. 5 – Localização esquemática do aproveitamento de Padroselos [102]

Analisando agora o **aproveitamento de Alto Tâmega**, conhecido anteriormente por Vidago, integrado na cascata do rio Tâmega, adoptou-se o **NPA da albufeira de 312 m**, inferior em 13 m relativamente ao NPA máximo previsto em estudos anteriores, atendendo a que a partir dessa cota seriam inundadas significativas área com ocupação urbana. Foi também adoptada uma solução com **central reversível**, dado que esta alternativa apresenta condições económicas bastante mais favoráveis quando comparada com a alternativa não reversível. A restituição dos caudais turbinados será também realizada na zona de montante da albufeira prevista de Daivões, à cota 231 m. A **albufeira** terá uma **capacidade total** de **armazenamento** de **96 hm³** e permitirá alguma regularização das afluências geradas na parte superior da bacia hidrográfica di rio Tâmega.. O circuito hidráulico será constituído por um túnel com um desenvolvimento total de 1.7 km e a central será em caverna e ficará implantada junto à restituição. A queda bruta disponível será de 81 m e a **potência instalada** de **90 MW**, permitindo uma **produção de energia de 114 GWh/ano** [29].

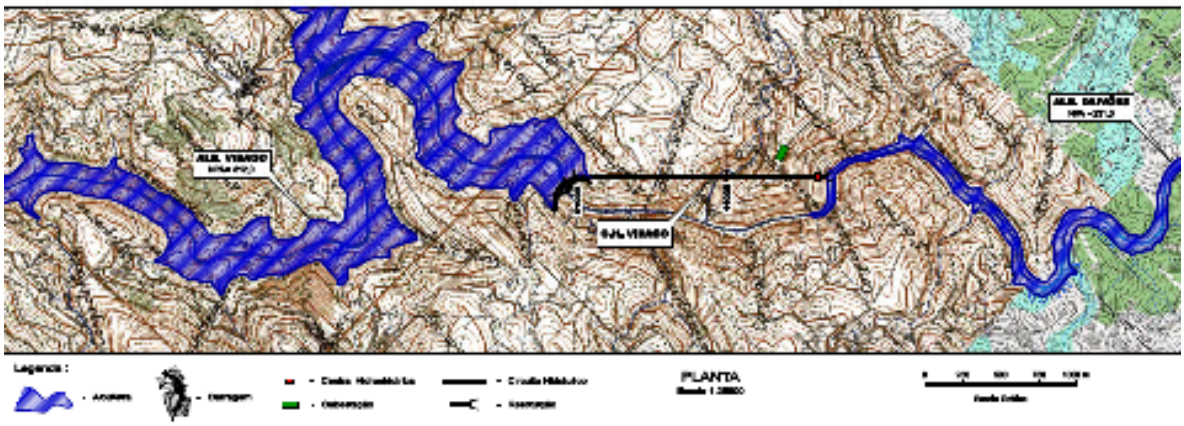


Figura 4. 6 – Localização esquemática do aproveitamento de Alto Tâmega (Vidago) [103]

O **aproveitamento de Daivões**, destina-se igualmente à produção de energia hidroeléctrica, tendo também algum interesse ao nível do controlo de cheias no rio Douro. Integrado na cascata do rio Tâmega, adoptou-se o **NPA da albufeira de 231 m**, igual ao NPA máximo previsto em estudos anteriores. Corresponde também à cota que apresenta melhores condições de rentabilidade económica. Este aproveitamento, encontra-se fortemente dependente da capacidade de regularização do aproveitamento previsto a montante (Alto Tâmega), dada a sua pequena capacidade de armazenamento. É importante referir também que a **albufeira de Daivões garantirá o funcionamento reversível simultaneamente para os aproveitamentos de Padroselos, Gouvães e Alto Tâmega (Vidago)**. Foi adoptada uma solução com **central reversível**, que apresenta condições económicas bastante mais favoráveis quando comparada com a alternativa não reversível. A albufeira estender-se-á por cerca de 19 Km para montante da barragem, ao longo do rio Tâmega e, inundará uma área máxima na ordem dos 370 hm^3. A restituição dos caudais turbinados será realizada numa zona de montante da albufeira prevista de Fridão, à cota 160 m. A **albufeira** terá uma **capacidade total de armazenamento** de **66 hm^3.** O circuito hidráulico será constituído por um túnel com um desenvolvimento total de 3.3 km e a central será em caverna e ficará implantada junto à restituição. A queda bruta disponível será de 71 m e a **potência instalada** de **109 MW**, permitindo uma **produção de energia de 148 GWh/ano**.

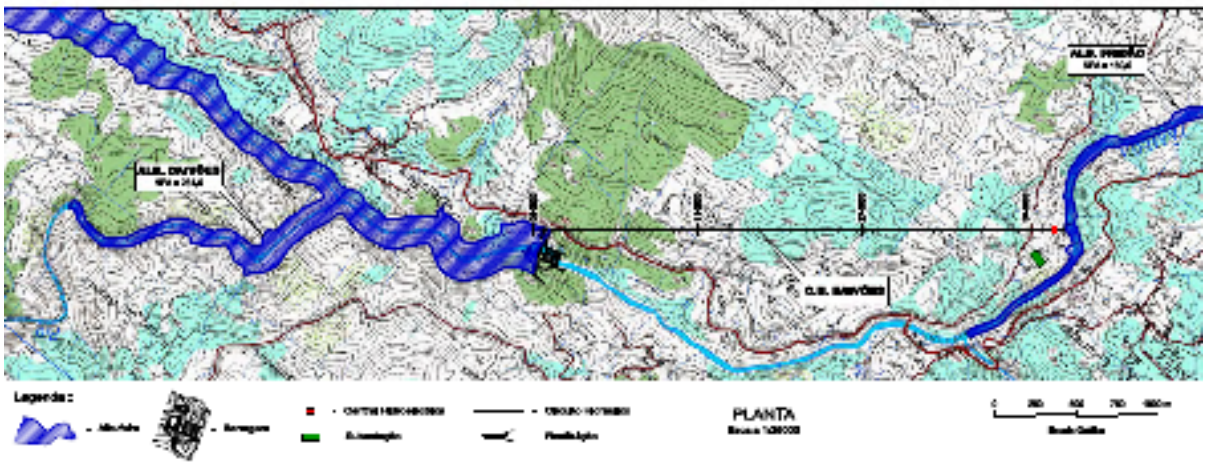


Figura 4. 7 – Localização esquemática do aproveitamento de Daivões [104].

O **aproveitamento hidroeléctrico de Gouvães** ficará localizado no rio Torno (trecho de montante do rio Lourdeo), afluente da margem esquerda do rio Tâmega. Adoptou-se o **NPA da albufeira de 883.5 m**, igual ao NPA previsto em estudos anteriores. A cota do NPA desta albufeira encontra-se fortemente condicionada pela ocupação agrícola e de construções dispersas das áreas inundadas. O aproveitamento será constituído por uma **barragem com 24 m de altura** acima do leito do rio, um circuito hidráulico com cerca de 7,2 Km com tomada de água na albufeira e restituição na albufeira de Daivões. A **central** será **subterrânea** e com uma **potência instalada de 112 MW**, permitindo uma **produção de energia de 153 GWh/ano**. Optou-se por um sistema reversível, uma vez que torna o aproveitamento economicamente mais interessante. Será então criada uma **pequena albufeira** com cerca de **12,7 hm^3 de capacidade**.

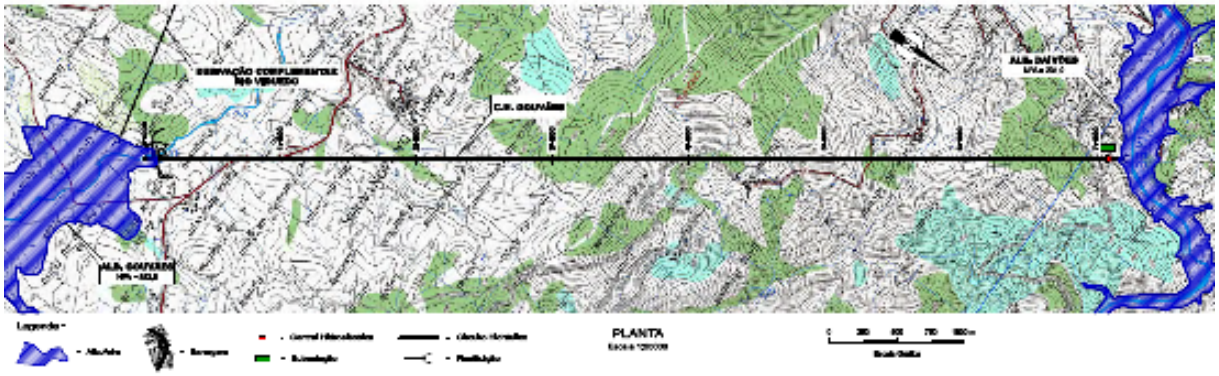


Figura 4. 8 – Localização esquemática do aproveitamento de Gouvães [105].

No **final de 2008** é anunciada a **adjudicação do complexo composto pelas barragens de Alto Tâmega, Daivões, Padroselos e Gouvães à Espanhola Iberdrola**. A proposta de projecto industrial apresentada a concurso pela empresa Espanhola superou as entregues

pelos outros operadores eléctricos da Península Ibérica. Prevê-se destinar, entre os anos 2012 e 2018, cerca de 1.700 milhões de euros na construção de quatro novas barragens - Gouvães, Padroselos, Alto Tâmega e Daivões - que poderá explorar durante um período de 65 anos. A Iberdrola anuncia quase **1200 MW** de **potência instalada (Gouvães 660 MW; Padroselos 230 MW; Alto Tâmega 127 MW; Daivões 118 MW)** que fazem deste um dos maiores projectos, com estas características, dos últimos vinte e cinco anos em toda a Europa. São avançados **900 MW de bombagem** e **234 MW de turbinação pura**, capazes de produzir **2000 GWh/ano**, cerca de 3% do consumo eléctrico Português. De salientar que, a Iberdrola é propietária de 9,5% do capital da EDP e, depois de uma relação conturbada, ambas parecem ter encontrado um patamar de "respeito mútuo". Para a empresa Espanhola, estas quatro centrais representam a capacidade de produzir energia em Portugal, permitindo-lhe começar a concorrer a sério com a EDP. A Iberdrola nasceu de uma empresa denominada *Iber Duero*, domina o aproveitamento energético do rio Douro [106], [107].

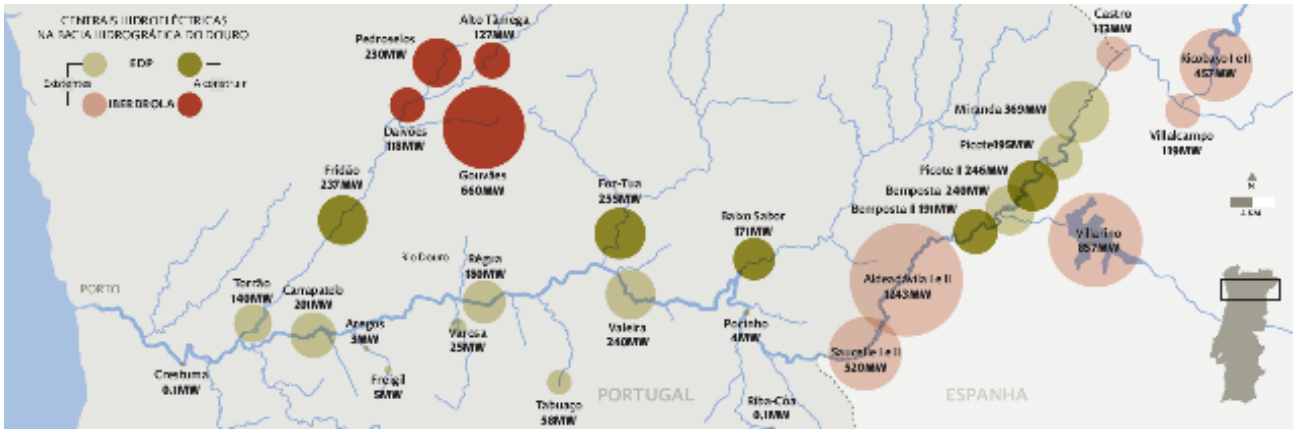


Figura 4. 9 – Aproveitamentos Iberdrola / EDP na bacia do Douro [107].

O **aproveitamento de Fridão** completa esta cascata do rio Tâmega e é o aproveitamento localizado mais a jusante, como tal possui um grande interesse ao nível de controlo de cheias do rio Douro. De acordo com o PNBEPH, adoptou-se o **NPA da albufeira de 160 m**, igual ao NPA máximo previsto em estudos anteriores, atendendo a que a partir dessa cota seriam inundadas áreas com ocupação urbana. Corresponde também a uma cota que apresenta boas condições de rentabilidade económica. Este aproveitamento encontra-se fortemente dependente da capacidade de regularização do aproveitamento previsto a montante (Daivões), dada a pequena capacidade de armazenamento. Foi adoptada uma solução com **central não reversível**, dado que esta alternativa apresenta condições económicas francamente mais favoráveis quando comparada com a alternativa reversível. A restituição dos caudais turbinados será realizada directamente no rio Tâmega, à cota 78 m, imediatamente a jusante da barragem. A **albufeira** terá uma **capacidade total de armazenamento** de **195 hm³**. O circuito hidráulico será constituído por uma conduta integrada no corpo da barragem, com um

desenvolvimento total de 150 m e a **central** ficará em **pé-de-barragem**. A queda bruta disponível será de 80 m e a **potência instalada** de **163 MW**, permitindo uma **produção de energia** de **299 GWh/ano** [29].

Este aproveitamento ficará localizado nos concelhos de Celorico de Basto e Amarante e, está também a ser alvo de **fortes críticas e protestos por parte de ambientalistas**. Em Julho de 2008 foi anunciada a adjudicação deste aproveitamento ao grupo EDP. O aproveitamento hidroeléctrico, agora com a denominação de **Codessoso-Fridão**, no rio Tâmega, representará um investimento de 242 milhões de euros, para uma potência instalada de **256 MW**, superior aos 163 MW indicados no PNBEPH, tornada possível com a introdução de uma barragem de regularização a jusante. A segunda barragem (com cerca de 30 m de altura), para além de produção de energia servirá também para modular os caudais turbinados no escalão principal do Fridão. Novidade é ainda a **implementação de grupos reversíveis não previstos no PNBEPH.** O escalão principal será construído a cerca de 6 Km da cidade de Amarante e o segundo escalão a cerca de 2 Km da mesma. As obras deverão ocorrer entre 2012 e 2016 [108].

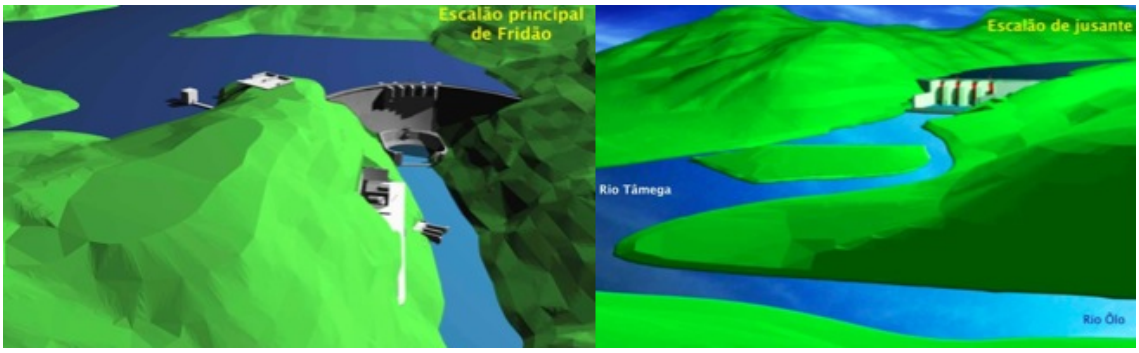


Figura 4. 10 – Esquema do aproveitamento de Fridão [108].

A implementação do **aproveitamento de Pinhosão** é também uma escolha acertada, uma vez que, como já foi visto, esta bacia está totalmente desaproveitada e assim, juntamente com o aproveitamento de Ribeiradio-Ermida, formarão um importante complexo hidroeléctrico.



Figura 4. 11 – Localização do aproveitamento de Pinhosão no rio Vouga [101].

O aproveitamento será essencialmente constituído por uma **barragem** com cerca de **73 m de altura**, acima do leito do rio, uma **central subterrênea** com uma **potência instalada** de **77 MW** e um circuito hidráulico com um desenvolvimento total de 13 Km. Adoptou-se o **NPA da albufeira de 290 m**, igual ao NPA previsto em estudos anteriores. Verifica-se que os parâm de rentabilidade económica do aproveitamento melhoram apenas muito ligeiramente quando se consideram cotas de NPA superiores, o que não compensaria a diminuição da produção do aproveitamento de montante da cascata. Pelas mesmas razões apresentadas para os anteriores aproveitamentos, foi também adoptada a **reversibilidade do sistema**. Com a construção deste aproveitamento será criada uma **albufeira** com cerca de **68 hm^3** de **capacidade total**. A tomada de água será feita na própia albufeira e a restituição será feita na albufeira de Ribeiradio- Ermida [29], [109].

Em Julho de 2008 foi aberto o concurso para a concessão deste aproveitamento mas o INAG não recebeu qualquer proposta, muito provavelmente devido às fortíssimas restrições colocadas à sua sua construção. Assim, a sua não construção começa a ser dada como muito provável.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Girabolhos** ficará situado no **rio Mondego**, nos concelhos de Seia e Mangualde. A sua contituição compreende uma **barragem** que terá uma **altura de 87 m** acima do leito do rio, uma **central subterrânea** com uma **potência instalada** prevista pelo PNBEPH de **72 MW**, e um circuito hidráulico com cerca de 5,8 Km de extensão. A tomada de água será feita na própria albufeira e a restituição na albufeira do aproveitamento previsto de Midões (não seleccionado), ou num contra-embalse projectado para o efeito. adoptou-se o NPA da albufeira de 300 m, igual ao NPA previsto em estudos anteriores. Todas as alternativas de NPA analisadas apresentam condições de rentabilidade económica muito semelhantes. Foi, mais uma vez, adoptada uma solução com **central reversível**, dado que esta alternativa apresenta condiçõe económicas francamente mais favoráveis quando comparada com a alternativa não reversível. A **albufeira** criada terá uma **capacidade total de armazenamento** de **143 hm³**. A **produção de energia** rondará os **99 GWh/ano** [29], [110].



Figura 4. 12 – Localização do aproveitamento de Girabolhos [101].

Este aproveitamento está integrado numa cascata de três aproveitamentos, contudo praticamente não é influenciado pelo aproveitamento de montante, dado que domina uma bacia hidrográfica com muito maior área e possui um caudal de equipamento muito superior. Verifica-se no entanto que a grande capacidade da albufeira a montante poderá potenciar a produção conjunta de energia em período de estiagem [29].

Em **Outubro de 2008** foi anunciado que, a espanhola **Endesa apresentou uma proposta** para investir 360 milhões de euros, entre 2011 e 2013, na construção da barragem de Girabolhos, no rio Mondego, com uma potência instalada de **355 MW.** A adjudicação é já dada como certa e, a oferta da energética espanhola visa a exploração por 65 anos das infra-estruturas do aproveitamento hidroeléctrico de Girabolhos. O aproveitamento será **reversível**, tal como previsto mas, a capacidade permitirá uma **produção eléctrica** de **450 GWh/ano**. Estavam previstos 72 MW e 99 GWh/ano e os numeros agora apresentados são de 355 MW e 450 GWh/ano**. A potência instalada e a produção serão quase cinco vezes maiores do que o previsto**. O responsável máximo pela Endesa Portugal salientou que actualmente o projecto «está em fase de estudo comparativo» de alternativas em termos técnicos e de impacte ambiental. Frisou que «apenas no início de 2011» será conhecida a configuração final do projecto. A alternativa A prevê a construção de duas barragens, a principal em Girabolhos, para produção de energia, e uma secundária na Ortigueira, que servirá para armazenamento de água. A alternativa B implica a construção de apenas uma barragem no local, bem mais pequena que a solução anterior, mas obriga a construir um reservatório de grandes dimensões (40 hectares) que ficará por cima da barragem de Girabolhos, fazendo-se o escoamento da água por uma conduta ou por um túnel permitindo que a água chegue à turbina para produzir energia. A entrada em serviço deste aproveitamento está prevista para meados de 2015 [79] [111].

O **aproveitamento hidroeléctrico de Almourol** ficará localizado no **rio Tejo**, cerca de 2,7 Km a jusante da confluência do rio Zêzere. A **barragem** foi prevista do tipo móvel em betão, com **perfil gravidade** e comportas de grande capacidade, com uma **altura de 24 m**, criando

uma **albufeira** com uma **capacidade total de armazenamento de 20 hm³**. Trata-se de um aproveitamento a **fio-de-água**, daí a baixa capacidade de armazenamento. A central ficará incorporada no corpo da barragem, do lado da margem esquerda. Será ainda necessária a construção de diques ao longo de ambas as margens do rio Tejo, de forma a evitar a inundação de infra-estruturas importantes ou áreas urbanas, designadamente Praia do Ribatejo, Constância, Rossio do Tejo, Tramagal e Abrantes e a celulose do Caima. A restituição dos caudais turbinados será realizada no rio Tejo imediatamente a jusante da barragem à cota aproximada 18 m. A queda bruta disponível será de 13 m e a **potência instalada** de **78 MW**, permitindo uma **produção de energia** de **209 GWh/ano**. Foram já abertos três concursos para a implementação deste aproveitamento, pelo que parece não haver empresas interessadas no projecto. À semelhança do que ocorre com o aproveitamento de Pinhosão, **a sua não construção começa a ser encarada como o cenário mais provável.**



Figura 4. 13 – Localização dos aproveitamentos de Almourol e Alvito [101]

Segundo o PNBEPH **aproveitamento hidroeléctrico do Alvito** ficará localizado nos concelhos de Vila Velha de Ródão e Proença-a-Nova, no distrito de Castelo Branco. A barragem será implantada no **rio Ocreza**, cerca de 1 Km a montante da povoação de Foz do Cobrão. O objectivo essencial do aproveitamento é a produção de energia eléctrica, no entanto está também prevista a utilização da **albufeira para outros fins como a criação de uma reserva estratégica de água na região**. Adoptou-se o **NPA** da **albufeira** à **cota 200 m**, de forma a evitar a submersão da localidade de Cerejeira e de parte da localidade de Casal da Ribeira, situadas no vale da ribeira do Alvito, representando uma redução em 21 m relativamente ao previsto em estudos anteriores. Foi adoptada uma solução com **central não reversível,** que apresenta condições de viabilidade económica ligeiramente mais favoráveis

em comparação com a alternativa reversível. A restituição dos caudais turbinados será realizada numa zona de montante da albufeira existente de Pracana, à cota 114 m. A **barragem** foi prevista do **tipo abóbada em betão**, com uma **altura de 76 m**, criando uma albufeira com uma **capacidade total de armazenamento** de **209 hm³.** O circuito hidráulico será constituído por um túnel com um desenvolvimento total de 1.7 km e a **centra**l será **em caverna**, ficando implantada próximo da barragem. A queda bruta disponível será de 86 m e a **potência instalada** de **48 MW**, permitindo uma **produção de energia** de **62 GWh/ano** [29], [112].

Em Julho de 2008 foi anunciada a **adjudicação deste aproveitamento ao grupo EDP** (único concorrente). A empresa irá investir **268 milhões de euros**, para uma **potência** de **136 MW**, bastante superior aos 48 MW inicialmente previstos. A central **terá capacidade de bombagem de água** para montante (ao contrário do previsto), durante o período nocturno através da albufeira da Pracana, operada também pela EDP. O espelho de água terá 22 km de comprimento, armazenará 209 hm^3 água (igual ao previsto) e irá inundar uma área de 789 hectares, prevendo-se o início dos trabalhos para 2010 e o primeiro enchimento em 2016 [113].

4.3. Impacto no sistema hidro-produtor Português com a introdução dos novos pontos de geração.

A implementação destes dez novos aproveitamentos integra-se nos objectivos e metas estabelecidas pelo Governo para a produção de energia com origem hídrica até ao horizonte 2020. Como referido *a priori*, **objectivo é superar os 7 000 MW de potência hidro-eléctrica instalada**, o que permitirá a Portugal utilizar aproximadamente 70 % do seu potencial [88], [95].

Como já foi visto, **actualmente**, a **potência hidroeléctrica total instalada** é de **4 814 MW** (de acordo com os dados da DGEG, relativos a Março de 2009) e a meta a atingir é de 7000 MW em 2020. Com os reforços de potência dos aproveitamentos de **Picote e Bemposta** (440 MW), em 2011 atingir-se-ão **5254 MW**. Com o reforço de **Alqueva** concluido em 2012 teremos cerca de **5500 MW**. Concluídos os aproveitamentos de **Ribeiradio e Baixo Sabor** em 2013, teremos cerca **5750 MW de potência instalada**. Assim, restam 7 anos para implementar cerca de 1250 MW. **O conjunto dos aproveitamentos seleccionados no PNBEPH previam uma potência instalada total de cerca de 1 100 MW, permitindo assim, praticamente alcançar a meta estabelecida em 2020**. Mas, como já foi visto na subsecção anterior, existem novos desenvolvimentos no que diz respeito aos aproveitamentos seleccionados, conforme se resume na tabela que se segue.

Aproveitamentos	Potência Instalada Prevista pelo PNBEPH (MW)	Potência Instalada Actualmente Prevista (MW)	Previsão de Entrada em Funcionamento (Ano)
FOZ TUA	234	208	2014
FRIDÃO	163	256	2016
PADROSELOS	113	230	2018
GOUVÃES	112	660	
DAIVÕES	109	118	
ALTO TÂMEGA	90	127	
ALMOUROL	78	-	-
PINHOSÃO	77	-	-
GIRABOLHOS	72	355	2015
ALVITO	48	136	2016
TOTAL	1096	2090	

Tabela 4. 14 – Novas previsões para os aproveitamentos a implementar até 2020.

Estes desenvolvimentos anunciados relativos aos aproveitamentos seleccionados pelo PNBEPH, só vêm confirmar o facto de os estudos terem sido realizados com uma perspectiva desactualizada e pouco futurista no que diz respeito aos valores de potência instalada.

A concretizarem-se as previsões actualmente lançadas, **o aumento de potência hidroeléctrica previsto com 10 aproveitamentos, vai ser quase duplicado com a implementação de apenas 8 aproveitamentos** (Alto Tâmega, Daivões, Gouvães, Padroselos, Fridão, Foz Tua, Alvito e Girabolhos). Relativamente ao aproveitamento de Foz Tua subsiste ainda a dúvida relativamente à cota NPA que será efectivamente aplicada. O valor previsto de 208 MW de potência instalada vai ao encontro de uma cota de 170 m. **A maior dúvida reside nos 1200 MW anunciados pela Iberdrola para os quatro aproveitamentos do alto Tâmega**. São avançados 900 MW de bombagem e 234 MW de turbinação pura. Os dois aproveitamentos identificados como de "turbinação pura" serão, em princípio, os de Alto Tâmega (Vidago) e Daivões, com 127 MW e 118 MW de potência instalada prevista, respectivamente, totalizando assim 245 MW (e não 234 MW como anunciado). Os 900 MW de bombagem anunciados, estão em princípio associados aos aproveitamentos de **Gouvães** e **Padroselos**, com 660 MW e 230 MW de potencia instalada prevista, respectivamente, totalizando assim 890 MW (muito próximos dos 900 MW anunciados). Serão estes aproveitamentos de bombagem pura? **Estes aproveitamentos, atendendo às grandes quedas disponíveis e grandes capacidades de armazenamento previstas no PNBEPH, têm efectivamente potencial para a funcionamento como escalões tipo bombagem pura**. Contactada a Iberdrola no sentido de confirmar os valores de potências instaladas previstas,

assim como a implementação (ou não) de escalões de bombagem pura e ainda as capacidades previstas das albufeiras, até ao momento não foi dada qualquer resposta no sentido de esclarecer estas dúvidas.

Importa agora fazer uma análise da previsão das capacidades de armazenamento por bacia hidrográfica. Tabela que se segue mostra a situação actual e a situação prevista.

Bacia	Afluências Anuais (hm^3)	Capacidade das albufeiras (hm^3)	Capacidade das albufeiras em % das afluências	Capacidade de armazenamento introduzida (hm^3)	Capacidade prevista das albufeiras (hm^3)	Capacidade prevista das albufeiras em % das afluências
Cávado	2100	1180	56%		1180	56%
Douro	22900	396	2%	1697	2093	9%
Guadiana	7200	4610	64%		4610	64%
Lima	3600	400	11%		400	11%
Mondego	3400	540	16%	143	683	20%
Tejo	17100	2750	16%	209	2959	17%
Vouga	1900	0	0%	100	100	5%
Outras	14600	1430			1430	10%
TOTAL	**73500**	**11306**	**15%**	**2149**	**13455**	**18%**

Tabela 4. 15 – Previsão da evolução da capacidade de armazenamento das bacias nacionais.

Os valores de capacidade de armazenamento introduzida têm ainda um elevado grau de incerteza, com tendência para que sejam efectivamente maiores do que os apresentados. Ainda assim, importa verficar que, até 2020 serão adicionados pelo menos mais 2150 hm^3 de água armazenáveis, fazendo a capacidade de armazenamento em relação às afluências nacionais, subir de 15% para 18%. A maior subida vai, naturalmente para a bacia do Douro (2% para 9%).

Recentemente a EDP anunciou também **novos reforços de potência** que pretende concretizar nos aproveitamentos de **Venda Nova**, **Salamonde**, **Cabril** e **Paradela**.

Aproveitamento	Reforço de Potência (MW)	Entrada prevista em exploração
Venda Nova III	435	2014
Salamonde II	88	2014
Cabril II	85	2015
Paradela II	310	2015
TOTAL	918	

Tabela 4. 16 – Novos reforços de potência anunciados pela EDP [62].

Assim, considerando, novamente, os cerca de 5750 MW de potência instalada que se prevê alcançar em 2013 com os reforços de potência e aproveitamentos actualmente em execução ou em vias de se iniciarem, adicionando os cerca de **2090 MW dos 8 aproveitamentos previstos** para implementação e ainda os **918 MW previstos pela EDP a partir de novos reforços de potência**, chega-se a um extraordinário valor de quase **8800 MW de potência hidroeléctrica instalada até 2020**. Um número muito atractivo e que, reflecte de uma forma mais ambiciosa aquilo que deve ser o futuro da hidroelectricidade em Portugal.

Um dos principais obstáculos ao avanço da hidroelectricidade em Portugal e em todo o mundo são os sobejamente conhecidos ambientalistas. Alguns deles tomando posições verdadeiramente radicais e auto intitulando-se mesmo como “anti-barragens”. São inúmeras as discussões a que se podem assitir praticamente todos os dias nos meios de comunicação social, inúmeros os protestos e manifestações, argumentos contra e a favor, entre outros. No entanto, penso que será sensato perceber que qualquer acto do ser humano no sentido da evolução, por muito insignificante que seja, trará consigo vantagens e desvantagens. É importante pesar estes dois aspectos e verificar o resultado. Veja-se que, um facto inquestionável é o do inevitável aumento do consumo de electricidade. Mesmo tomando medidas de sensibilização no sentido de racionalizar o consumo, este está a aumentar e as previsões apontam para um crescimento cada vez mais acentuado. Para dar resposta a este crescimento do consumo, a única solução é o crescimento da produção. As formas de produção de energia são já muito conhecidas. As opções passam pela polémica energia nuclear, pelas térmicas que consomem combustíveis fosseis em vias de extinção e cujo funcionamento não pode evitar emissões de CO_2, dióxido de enxofre ($SO_{2)}$, Nox e cinzas (algumas contendo elementos radioactivos), restando assim as fontes renováveis e não poluentes. As fontes renováveis são diversas tal como já foi analisado ao longo deste texto, no entanto as mais avançadas e com provas dadas são a hídrica, a eólica e a solar. Nos últimos anos em Portugal tem-se apostado imenso na eólica e na solar, no entanto uma grande questão começa a surgir: o difícil armazenamento da energia produzida a partir destas fontes. A produção eólica é muito irregular e raramente coincide com os picos de consumo. Neste aspecto, **a produção hídrica pode dar resposta aos picos de consumo uma vez que pode armazenar a energia sob a forma de água retida nas albufeiras**. Para além destes aspectos, existem outros igualmente importantes que transformam a hidroelectricidade na fonte renovável de produção de electricidade com maior potencial. Os ambientalistas são conhecidos por se preocuparem somente com os aspectos sociais e relacionados com o ambiente, esquecendo na totalidade os aspectos energéticos. Ainda assim, para além dos aspectos energéticos, a não construção de aproveitamentos hidroeléctricos dotados de albufeiras faz com que se continue a privar as populações do **necessário abastecimento de água**, e com que os caudais dos rios tão apreciados estejam sujeitos a enormes variações dependentes da gestão hidrográfica espanhola, promovendo a poluição das águas em situações de escassez de caudais e frequentes cenários de cheias catastróficas nas zonas ribeirinhas. Assim, mais

uma vez refiro a urgência da implementação dos aproveitamentos hidroeléctricos e das respectivas albufeiras extremamente necessários em Portugal.

4.4. Binómio Hidroelectricidade – Eólica.

Recentemente a **EDP** anunciou que «*todas as novas barragens terão "ao lado" parques eólicos, o que possibilitará, através de um sistema de bombagem, a produção "de mais e melhor energia limpa"»,* nesta subsecção do texto será aprofundada esta temática e analisada a sua lógica.

As boas condições que o território nacional apresenta para a implementação de aproveitamentos de natureza eólica têm dado lugar a uma forte aposta nesta vertente. Como já foi visto numa subsecção anterior, levantamentos recentes (Março 2009) apontam para uma **potência eólica instalada actual de 3134 MW**, prevendo-se que até ao final do ano se atinjam 3800 MW. Ainda assim, **valores bastante distantes da meta de 5700 MW a atingir já em 2010**.

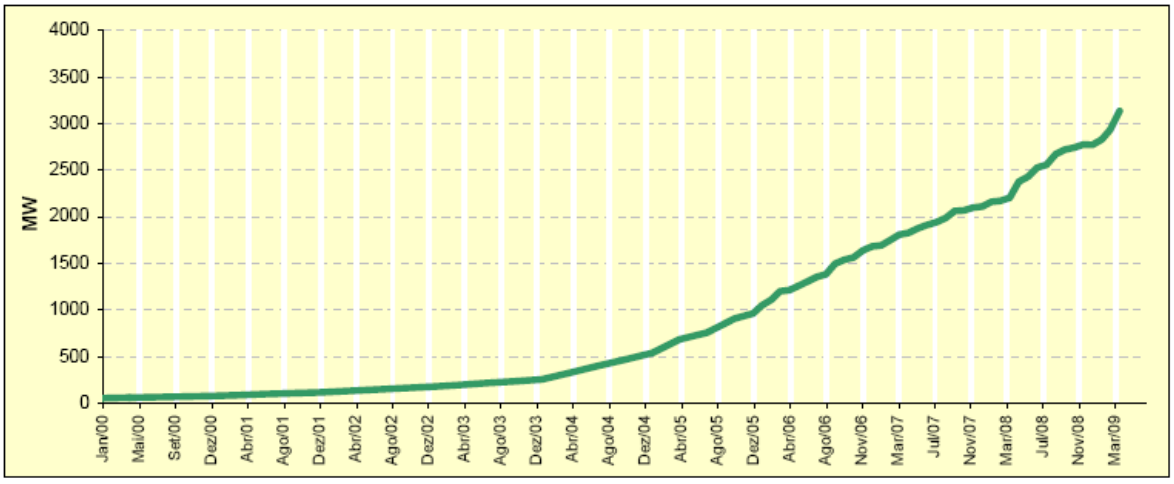


Gráfico 4. 15 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal continental entre Janeiro de 2000 e Março de 2009 [33].

Assim, é importante perceber que este aumento da potência eólica instalada traz consigo alguns problemas que condicionam fortemente a sua utilidade. **A produção eólica é altamente irregular e de difícil previsão**. Nos parques eólicos nacionais a potência gerada apresenta uma variação mensal entre 15% e 40% da potência instalada. Em 2008 a utilização da potência instalada nos parques eólicos foi de 27%. Embora a média anual da produção seja relativamente estável, observam-se fortíssimas variações de produção de dia para dia e

também ao longo de um mesmo dia. Durante o ano de 2008 a produção atingiu um máximo de 75% de utilização da potência instalada no dia 17 de Fevereiro e, atingiu um mínimo de 2% de utilização da potência instalada no dia 22 de Setembro. Estão são variações muito bruscas e com as quais é dificílimo lidar [114].

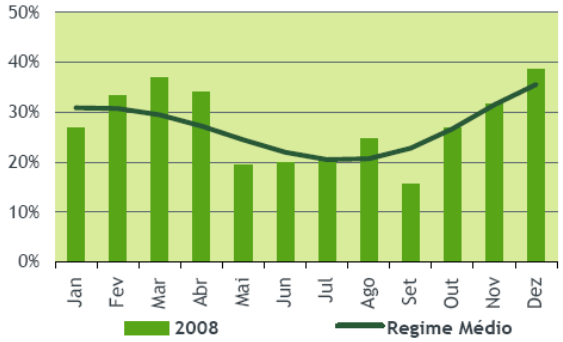


Gráfico 4. 16 – Utilização da potência eólica instalada nos meses de 2008 [33].

A produção eólica varia também ao longo de um mesmo dia. **Por regra, a produção tende a ser mais acentuada durante as horas da noite do que durante as horas do dia**. A título de exemplo veja-se o gráfico que se segue, onde está representada a produção eólica ao longo do dia 22 de Fevereiro de 2009 (um dia bastante ventoso).

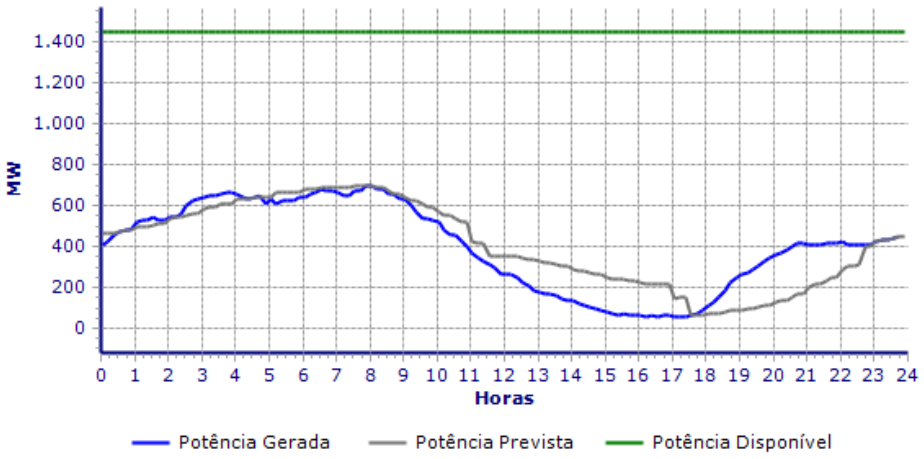


Gráfico 4. 17 – Produção eólica no dia 22 de Fevereiro 2009 [12] [114].

Facilmente se verifica que a **produção eólica** tende a ser maior durante a noite e menor durante o dia, estando assim totalmente **desencontrada dos consumos de energia**. Então, tendo em conta estas varições diárias e de dia para dia, surgem evidentes problemas de gestão da rede de transporte, uma vez que, desta forma, seriam necessários equipamentos

[12] Informação relativa aos parques eólicos que possuem telemedidas com a REN.

com a capacidade de armazenar energia, funcionando como reserva, e capazes ainda de entrar e sair de serviço de forma rápida e pouco dispendiosa, para assim complementarem a produção eólica. Esta capacidade de armazenamento constitui actualmente uma problemática da gestão da produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, para a qual ainda não existem soluções capazes de entrar em funcionamento no imediato.

Verifica-se então a disponibilidade de uma **produção de energia eólica excedentária durante as horas da noite (vazio)**. A possibilidade de exportação desta energia excedentária não constitui uma solução, uma vez que, às horas ventosas em Portugal corresponderão normalmente horas igualmente ventosas em território espanhol, pelo que os nossos vizinhos terão também esse excedente de energia eólica. Os grupos térmicos, pelas suas características inerentes, não poderão alcançar uma rapidez tal que os permita entrar e sair de serviço de forma a complementar a produção eólica. Por outro lado, os **grupos hidroeléctricos** têm a flexibilidade e rapidez necessária para o fazer. Desta forma, se os aproveitamentos hidroeléctricos estiverem ainda dotados de grupos reversíveis a sua intervenção será totalmente adaptada à complementariedade da produção eólica. Repara-se:

- Quando a **produção eólica for inferior à prevista** (horas do dia), os grupos hídricos podem **turbinar a partir da água armazenada nas albufeiras** e assim complementar o défice de produção;
- Quando a **produção eólica for superior à necessária** (horas da noite), esta e**nergia excedentária será utilizada para bombar a água para os reservatórios superiores**, sendo turbinada quando as necessidades forem meiores e/ou a produção eólica for menor.

Este é o princípio básico do binómio hidroelectricidade-eólica. A energia eólica excedentária ganha assim uma utilidade que de outra forma não existe.

De salientar ainda que, as restantes FER, como a solar, biomassa, ondas, microgeração, irão certamente proliferar no mercado da energia e a sua importância será cada vez maior. Estas serão mais facilmente previsíveis do que a eólica, no entanto serão igualmente irregulares, pelo que a componente hidroeléctrica será também fundamental como complemento.

Actualmente os **aproveitamentos hidroeléctricos** funcionam nas horas de ponta do diagrama de cargas em épocas de estiagem, entrando e saindo de serviço com grande rapidez através da turbinação de águas armazenadas em albufeiras. Operam também de forma contínua nas épocas de Inverno, com os aproveitamentos a fio-de-água a funcionarem na base do diagrama juntamente com os grupos térmicos, aproveitando assim os fortes caudais afluentes. Nestas condições, já se verifica uma importante actividade de bombagem durante as horas de vazio, utilizando energia excedentária de diversas origens, optimizando assim o funcionamento dos aproveitamentos hidroeléctricos. Mas com a forte expansão do sector eólico a que se assiste actualmente, dotar os aproveitamentos de grupos reversíveis será ainda mais

rentável e eficiente. Daí a enorme importância do estudo da inclusão desta característica em todos os aproveitamentos projectados para o futuro e mesmo nos aproveitamentos já existentes em que tal seja viável.

Pode então dizer-se que, **o aumento da potência instalada eólica deverá ser complementado com o aumento da capacidade hidroeléctrica, nomeadamente na vertente reversível.** A título de exemplo pode analisar-se a figura seguinte, disponibilizada pela EDP aquando da apresentação do projecto do aproveitamento do Baixo Sabor.

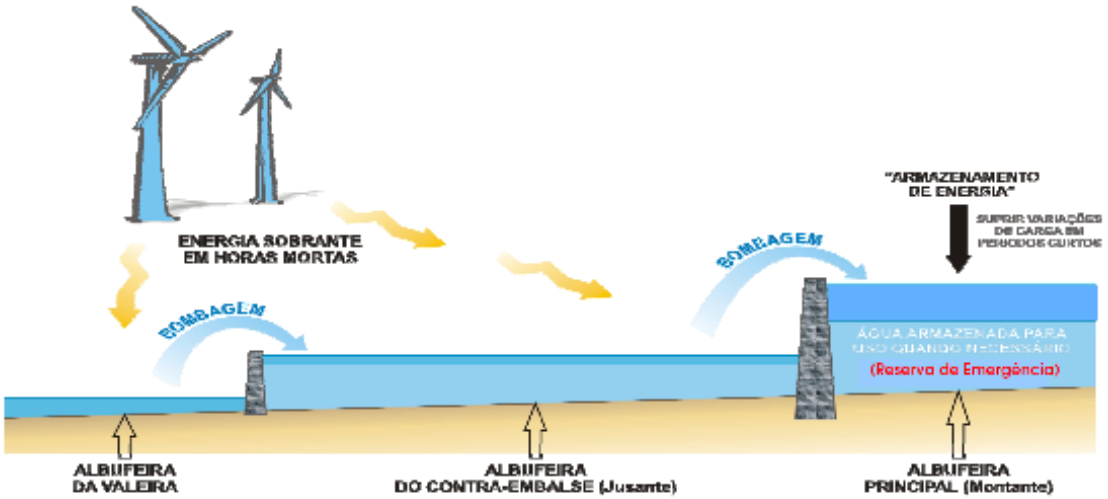


Figura 4. 14 – Exemplo do binómio eólica-hidroelectricidade do Baixo Sabor [76].

Fica então, mais uma vez bem patente a necessidade da implementação de aproveitamentos hidroeléctricos com capacidade de armazenamento de água e dotados de grupos reversíveis que possam proporcionar a bombagem da água.

Uma das questões que se levanta é o facto do aumento da capacidade eólica poder ser efectuado de modo relativamente rápido mas, por outro lado, o aumento da potência hidroeléctrica reversível, associada à pesada componente de construção civil, ser necessariamente mais lenta [29].

Os dados mais recentes apontam para que os cerca de 5 700 MW de potência eólica instalada que se pretendiam atingir em 2010, sejam alcançados apenas em 2012.

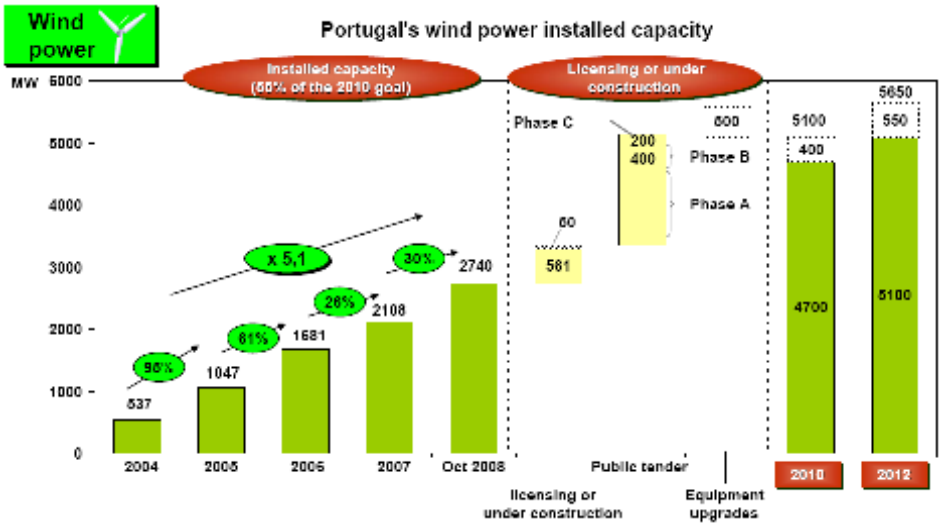


Gráfico 4. 18 – Evolução e previsão da potência eólica instalada

A **capacidade de reversibilidade** disponível actualmente em Portugal **ultrapassa os 1000 MW**. Estudos indicam que, **deverá dispor-se de uma capacidade reversível na ordem de 1 MW por cada 3,5 MW eólicos instalados** [29]. Assim, para os 3800 MW de potência eólica instalada prevista até ao fim do ano de 2009 deveríamos dispor de cerca de 1090 MW de capacidade reversível; considera-se assim que actualmente a capacidade reversível é a suficiente para desempenhar a complementariedade da vertente eólica. Pegando novamente nos cerca de 5700 MW de potência eólica instalada previstos para 2012, deveríamos nessa altura dispor de cerca de 1600 MW de capacidade reversível. Veja-se que, previstos para entrar em funcionamento em meados de 2012 tem-se a central de Alqueva II (260 MW reversíveis) e o aproveitamento do Baixo Sabor (170 MW reversíveis), perfazendo assim mais de 1500 MW de capacidade reversível. Considera-se então novamente que, em meados de 2012, a potência reversível disponível será também a suficiente para desempenhar a complementariedade da vertente eólica. Entrando agora no campo das previsões até 2020, prevê-se ainda a entrada de:

- 900 MW de bombagem, a partir do complexo de aproveitamentos do Alto Tâmega;
- 208 MW reversíveis, a partir do aproveitamento hidroeléctrico de Foz Tua;
- Pelo menos 200 MW reversíveis, a partir do aproveitamento hidroeléctrico de Fridão;
- Pelo menos 300 MW reversíveis, a partir do aproveitamento hidroeléctrico de Girabolhos;
- 136 MW reversíveis, a partir do aproveitamento hidroeléctrico de Alvito;

Contabiliza-se a entrada em serviço de pelo menos mais 1700 MW, o que totaliza mais de **3200 MW reversíveis até 2020.** Assim, a partir deste valor e, seguindo novamente a regra do 1 MW reversível por cada 3,5 MW eólicos instalados, em 2020 deveríamos dispor de cerca de 11200 MW de potência eólica instalada. A figura que se segue mostra os objectivos energéticos a atingir em 2020. Pode ver-se que, o objectivo é de que a potência instalada eólica atinja cerca de 8500 MW em 2020.

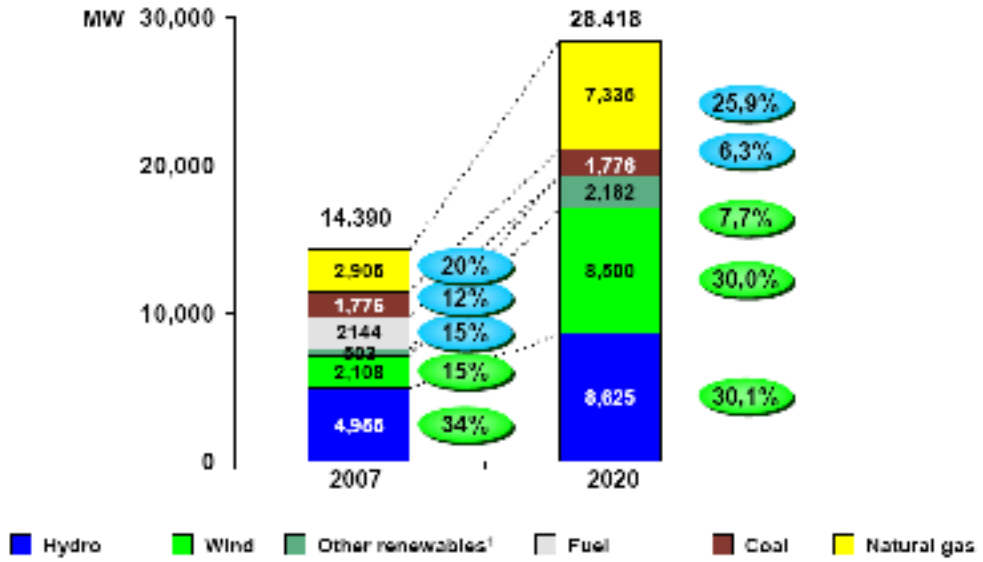


Gráfico 4. 19 – Objectivos energéticos para 2020 [115].

Assim, se todas as previsões e objectivos avançados na actualidade se concretizarem, teremos, em 2020, cerca de 770 MW reversíveis excedentários em relação àquilo que é apontado como necessário para complementar a irregular produção eólica. Estes 770 MW serão então úteis na complementariedade de outras fontes de produção renováveis, igualmente irregulares, como a solar, biomassa, ondas, microgeração, etc.

Desta forma, apesar das enormes dificuldades inerentes à implementação de aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal, a capacidade de bombagem parece estar de acordo com o apontado como necessário e desejável.

4.5. Bombagem Pura.

Os **aproveitamentos de bombagem pura** compreendem dois reservatórios de água ligados por um circuito hidráulico com uma central de grupos reversíveis de grande potência, tendo como função bombear água proveniente de um reservatório inferior para um reservatório superior. Utilizam-se as designações "reservatório inferior" e "reservatório superior", uma vez que para uma boa aplicação deste tipo de aproveitamentos deve dispor-se uma diferença de cota tão grande quanto possível. Os reservatórios devem ainda estar localizados tão próximos um do outro quanto possível, por forma a minimizar o comprimento do circuito hidráulico, o que implica a instalação em zonas tipicamente montanhosas. Na esmagadora maioria das vezes, o reservatório inferior é uma albufeira de um aproveitamento já existente num curso de água, construindo-se apenas um novo reservatório superior numa encosta adjacente.

O princípio de funcionamento destes aproveitamentos passa então por puxar água de um reservatório inferior durante as horas de vazio, armazená-la no reservatório superior e turbiná-la nas horas de ponta aquando da maior necessidade de produção. Os reservatórios superiores podem ser implementados em encostas sem qualquer curso de água natural, ou podem ficar localizados no leito de pequenos rios, cujos caudais em épocas de estiagem sejam praticamente nulos, acabando assim também por contribuir para a regularização dos caudais dos mesmos. Então, a hidroelectricidade gerada é fundamentalmente dependente da água bombeada (daí a designação de bombagem pura) e não do fluxo natural do reservatório superior.

Assim, um aproveitamento de bombagem pura deve compreender as seguintes características principais:

- **Potência instalada na ordem dos 400 MW**;
- **Queda de aproximadamente 300 m**;
- **Possibilidade de operar continuamente durante períodos suficientes**;
- **Custos de implementação moderados**;
- **Construção rápida**.

Dadas estas características, deverá dispor-se de uma capacidade de bombagem / turbinamento na ordem dos 150 m^3/s, o que implica uma capacidade mínima de armazenamento nos reservatórios na ordem dos 3 hm^3 para uma operação de ciclo diário (funcionamento de 6 por dia) e de 10 hm^3 para uma operação de ciclo semanal (funcionamento de 20 horas por semana). Tratam-se de capacidades bastante modestas e que poderão ser obtidas com facilidade a partir de obras de pequena dimensão, com impactos mínimos e custos

reduzidos. Os grupos reversíveis de elevada potência poderão assim constituir o elemento de custo mais significativo na implementação deste tipo de aproveitamentos.

O PNBEPH não procede ao estudo de aproveitamentos de bombagem pura alegando que estes são aproveitamentos que consomem mais energia do que aquela que produzem. Avançam no entanto que este tipo de aproveitamentos pode ter interesse em caso de défice de capacidade de bombagem necessária para equilibrar a irregular produção eólica.

Esta visão sobre os aproveitamentos de bombagem pura, por parte do PNBEPH, é um tanto redutora, na medida em que existem outras perspectivas sobre as quais interessa olhar, e que tornam estes aproveitamentos bem mais atractivos do que aquilo que poderá parecer. Veja-se que, é efectivamente verdade que um aproveitamento de bombagem pura consome mais energia (em watt) no processo de bombagem propriamente dito, do que aquela que consegue produzir turbinando a mesma quantidade de água que foi bombeada.

No entanto, é necessário perceber que, durante os períodos de vazio as tarifas de electricidade atingem valores muitíssimo inferiores aos praticados durante as horas de pico de consumo. Ora, qualquer aproveitamento dotado de grupos reversíveis, utiliza no processo de bombagem, **energia excedentária disponível nas horas de vazio**, a **preços muito baixos**. E, se se considerar que a água armazenada será turbinada em horas de pico de carga, quando o valor da energia é entre **5 a 10 vezes mais elevado do que nas horas de vazio,** esta diferença de tarifas torna esta actividade economicamente vantajosa. Portanto, mesmo que um aproveitamento gaste, no processo de bombagem, o dobro da energia que produz ao turbinar, esta actividade será sempre financeiramente vantajosa.

Outra grande vantagem deste tipo de aproveitamentos, que poderia ser explorada no nosso País e em particular no troço nacional do rio Douro, passa pela possibilidade de efeito de **regularização dos caudais de cheias**. Conforme foi já analisado no capítulo 3, durante a época de Inverno, ocorrem frequentes cenários de cheias que, para além dos gravíssimos danos materiais, impedem o bom funcionamento dos aproveitamentos de fio-de-água do rio Douro. Assim, aproveitamentos de bombagem pura, intalados nas encostas do percurso do rio Douro, poderiam bombear a água excedentária do rio Douro armazenado-a em reservatórios adjacentes, diminuindo assim o caudal do rio e consequentemente proporcionando um melhor funcionamento dos aproveitamentos instalados no rio Douro. Seriam reduzidos os impactos dos caudais de cheias, e também o desperdício energético, uma vez que a água armazenada poderia ser mais tarde turbinada. Como se pode inferir, a bombagem pura permite um armazenamento intermediário de energia, limitando as perdas de água e, consequentemente, as perdas de energia. Existem diversas localizações, ao logo do percurso do rio Douro, que poderiam proporcionar a implementação destes aproveitamentos.

O **aproveitamento hidroeléctrico de Taum Sauk de 300 MW, no Missouri, dos Estados Unidos da América foi o primeiro, do tipo de bombagem pura, licenciado em 1963 e, desde então que outros o têm seguido por todo o mundo**. Em Portugal são conhecidos

poucos estudos para implementação de aproveitamentos de bombagem pura. Destaque para o projecto de Linhares (pequeno afluente do rio Douro), no qual a EDP prevê a construção de um aproveitamento com estas características, no entanto não existem grandes avanços e informações disponíveis para uma análise mais detalhada.

Capítulo 5

5. Conclusões

Com esta dissertação pretende-se enfatizar o potencial hidroeléctrico desaproveitado, em Portugal continental, relativo aos grandes aproveitamentos hídricos.

Para tal, foi efectuada uma pesquisa acerca de toda a envolvência referente à hidroelectricidade, com o intuito de apresentar, de modo discernido, os aspectos fundamentais à sua compreensão. Todo o processo de pesquisa e elaboração do trabalho proporcionaram uma aprendizagem global e contextualizada desta temática.

A análise da evolução histórica permitiu constatar que a aposta na hidroelectricidade sofreu, nas últimas décadas, um abrandamento significativo que conduziu o País até ao pobre e deficiente sistema hidro-produtor actual. Cometeram-se consecutivos e cumulativos erros a nível estratégico na implementação de aproveitamentos, nomeadamente potências instaladas invariavelmente baixas que originam a constante necessidade de re-estudar e reformular os antigos aproveitamentos. Na sequência destes estudos, conclui-se que, na esmagadora maioria das situações, os aproveitamentos hidroeléctricos necessitam de re-estruturações de funcionamento e reforços de potência instalada.

O passo seguinte, crucial para a realização da dissertação, implicou uma análise detalhada do PNBEPH, da forma mais crítica possível. Apesar de este ser um estudo datado de 2007, a forma como os 25 aproveitamentos são projectados, é totalmente desactualizada e descontextualizada. As potências instaladas previstas são medíocres e similares aos valores anunciados há já várias décadas. Prova disso, são os mais recentes desenvolvimentos, que

apontam para a implementação destes mesmos aproveitamentos mas com características muito mais arrojadas e actualizadas.

O PNBEPH projecta os aproveitamentos tendo como objectivo prioritário alcançar a meta dos 7000 MW hídricos instalados em 2020, relegando para segundo plano importantíssimos aspectos como a capacidade de armazenamento de água e regularização de caudais. A hipótese da meta dos 7000 MW em 2020 poder ser ultrapassada nem sequer é analisada, fechando-se o conjunto de aproveitamentos seleccionados assim que estes permitam atingir o aumento de potência desejado.

Além disso, o PNBEPH aborda a hidroelectricidade numa perspectiva de segundo recurso em relação à produção eólica. Fica a ideia de que se deverá apostar na energia hídrica porque esta pode complementar a irregularidade da produção eólica, como se a hidroelectricidade, isoladamente, não tivesse suficientes potencialidades.

Embora o PNBEPH constitua um importante alerta para a necessidade fulcral de desenvolver a hidroelectricidade em Portugal, apresenta soluções pouco atraentes para o panorama energético actual.

Apesar de tudo, se as previsões mais recentes forem efectivamente concretizadas, perspectiva-se um futuro no qual, finalmente, a hidroelectricidade terá o desenvolvimento merecido e há muito ansiado.

Anexo I - Escoamentos anuais médios dos rios que constituem a bacia hidrográfica do Douro

Nome do Rio	Escoamentos anuais médios (hm^3)		
	Portugal	Espanha	Total
Aguiar	44,2		44,2
Arda	173,2		173,2
Côa	609,2		609,2
Corgo	360,6		360,6
Paiva	696,6		696,6
Pinhão	131,5		131,5
Sabor (*)	744,2	207,3	951,5
Sousa	455,9		455,9
Tâmega (*)	1906,1	307,5	2213,6
Távora	164,6		164,6
Tedo	69,5		69,5
Teja	51,3		51,3
Torto	57,3		57,3
Tua (*)	988,1	373,8	1362,0
Varosa	260,4		260,4
Vale do Douro	931,5		931,5
A JUSANTE DE ÁGUEDA	7644,2	888,6	8532,9
Douro Internacional (**)	126,9		126,9
Mosteiro (**)	35,4		35,4
Águeda (***) + parte espanhola (*)	45,0	8350,0	8395,0
BACIA HIDROG. DO DOURO	7851,6	9238,6	17090,3

(*) Área espanhola que drena para Portugal

(**)Área portuguesa que drena para o troço internacional do rio Douro

(***)Área portuguesa do rio Águeda

Anexo II – Áreas das bacias dos rios que constituem a bacia hidrográfica do Douro

Nome do Rio	Área da Bacia (Km^2)		
	Portugal	Espanha	Total
Aguiar	273		273
Arda	168		168
Côa	2521		2521
Corgo	469		469
Mosteiro	205		205
Paiva	795		795
Pinhão	277		277
S.Paio	18		18
Sabor (*)	3.313	555	3.868
Sousa	555		555
Tâmega (*)	2.649	660	3.309
Távora	532		532
Tedo	172		172
Teja	202		202
Torto	218		218
Tua (*)	3.123	691	3.813
Varosa	332		332
Vale do Douro	1.927		1.927
Douro Internacional (**)	645		645
Águeda (***)	249		249
Subtotal	18.643	1.906	20.549
Montante do Águeda (*)		77.053	
BACIA HIDROG. DO DOURO	18.643	78.960	97.603

(*) Área espanhola que drena para Portugal; (**) Área portuguesa que drena para o troço internacional do rio Douro; (***) Área portuguesa do rio Águeda

Anexo III – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Douro

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE MIRANDA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Bragança
Concelho - Miranda do Douro
Local - Miranda do Douro
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Douro

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - Hidro Eléctrica do Douro
Construtor - ETELI
Ano de Projecto - 1955
Ano de Conclusão - 1961

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 63100 km^2
Precipitação média anual - 577 mm
Caudal integral médio anual - 3453 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 11 000 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 1220 x 1000m^2
Capacidade total - 28100 x 1000m^3
Capacidade útil - 6660 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 528,05 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 533 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Contrafortes
Altura acima da fundação - 80 m
Altura acima do terreno natural -
Cota do coroamento - 535 m
Comprimento do coroamento - 263 m
Fundação - Xisto e Granito
Volume de betão - 240 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 520 m
Desenvolvimento da soleira - 4 x 24=96 m
Comportas - 4 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 11 000 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 2,5 m
Controlo a montante - Não
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea a fio de água
Nº de grupos instalados - 4
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 369 MW
Energia produzida em ano médio – *957* GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO PICOTE

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Bragança
Concelho - Miranda do Douro
Local - Barrocal do Douro
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Douro

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. P. de Prod. de Electricidade, SA
Projectista - Hidro Eléctrica do Douro/Hidro Eléctrica do Zêzere
Construtor - ETELI/OPCA
Ano de Projecto - 1953
Ano de Conclusão - 1958

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 63750 km^2
Precipitação média anual - 582 mm
Caudal integral médio anual - 3393300 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 11000 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 2440 x 1000m^2
Capacidade total - 63000 x 1000m^3
Capacidade útil - 13430 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 471 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 478 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 100 m
Cota do coroamento - 480 m
Comprimento do coroamento - 139 m
Largura do coroamento - 3,45 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 205 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 462,85 m
Desenvolvimento da soleira - 80 m
Comportas - 4 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 11000 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Margem direita
Tipo - Em túnel blindado
Secção da conduta - d:5,50m=23,76m^2
Caudal máximo - 600 m^3/s
Controlo a montante - Não
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Trampolim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea a fio de água
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 195 MW
Energia produzida em ano médio - 915 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DA BEMPOSTA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Bragança
Concelho - Mogadouro
Local - Gardal do Douro
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Douro

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - Hidro Eléctrica do Douro
Construtor - MAGOP
Ano de Projecto - 1957
Ano de Conclusão - 1964

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 63850 km^2
Precipitação média anual - 582 mm
Caudal integral médio anual - 3339700 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 11000 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 4050 x 1000m^2
Capacidade total - 129000x 1000m^3
Capacidade útil - 20000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 402 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade com curvatura
Altura acima da fundação - 87 m
Cota do coroamento - 408 m
Comprimento do coroamento - 297 m
Largura do coroamento - 3,5 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 316 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 392,5 m
Desenvolvimento da soleira - 4x24+1x10=106 m
Comportas - 4 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 11500 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Margem direita
Tipo - Em túnel escavado na rocha
Secção da conduta - 4,52x2,0m=9,04m2
Caudal máximo - 200 m^3/s
Controlo a montante - Não
Controlo a jusante - Sim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 240 MW
Energia produzida em ano médio - 992 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE POCINHO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Guarda
Concelho - Vila Nova Foz Coa
Local - Pocinho
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Douro

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - EDP
Construtor - SOMAGUE
Ano de Projecto - 1974
Ano de Conclusão - 1983

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 81005 km^2
Precipitação média anual - 582 mm
Caudal integral médio anual - 4679900 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 15100 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 8290 x 1000m^2
Capacidade total - 83070 x 1000m^3
Capacidade útil - 12240 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 125,5 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 134,5 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 49 m
Cota do coroamento - 139 m
Comprimento do coroamento - 430 m
Largura do coroamento - 6,4 m
Fundação - Rocha
Volume de betão - 120 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 112,2 m
Desenvolvimento da soleira - 4X26+4,5=108,5 m
Comportas - 4 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 15000 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea-Fio de Água
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Kaplan
Potência total Instalada - 186 MW
Energia produzida em ano médio – 422 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DA VALEIRA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Viseu
Concelho - S. João da Pesqueira
Local - Valeira
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Douro

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - EDP
Construtor - Moniz da Maia, Serra & Fortunato
Ano de Projecto - 1971
Ano de Conclusão - 1975

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 85400 km^2
Precipitação média anual - 582 mm
Caudal integral médio anual - 4755600 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 17700 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 7950 x 1000m^2
Capacidade total - 97000 x 1000m^3
Capacidade útil - 8000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 105 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 48 m
Cota do coroamento - 113 m
Comprimento do coroamento - 380 m
Largura do coroamento - 6 m
Fundação - Xisto
Volume de betão - 220 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Superfície central
Cota da crista da soleira - 90,1 m
Desenvolvimento da soleira - 5x26+4,2= 34,2 m
Comportas - 5 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 18000 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Contígua à barragem
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Kaplan
Potência total Instalada - 240 MW
Energia produzida em ano médio - 695 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE VILAR-TABUAÇO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Viseu
Concelho - Tabuaço
Local - Vilar
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Távora

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - Hidro Eléctrica do Douro
Construtor - Luso - Dana, Ldª.
Ano de Projecto - 1958
Ano de Conclusão - 1965

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 360 km^2
Precipitação média anual - 929,6 mm
Caudal integral médio anual - 305800 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 500 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 6700 x 1000m^2
Capacidade total - 99750 x 1000m^3
Capacidade útil - 95270 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 552 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Aterro - Enrocamento com cortina a montante
Altura acima da fundação - 58 m
Altura acima do terreno natural - 55 m
Cota do coroamento - 555 m
Comprimento do coroamento - 240 m
Largura do coroamento - 5,2 m
Fundação - Xisto e Granito
Volume de aterro - 300 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Margem direita
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Canal de encosta
Desenvolvimento da soleira - 12,40 m
Comportas - 2 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 500 m^3/s

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Em túnel escavado na rocha
Secção da conduta - 2,14m^2
Caudal máximo - m^3/s
Controlo a montante - Não
Controlo a jusante - Válvula de jacto ôco
Dissipação de energia - Jacto ôco e fossas de erosão

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Pelton
Potência total Instalada - 58 MW
Energia produzida em ano médio - 138 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DA RÉGUA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Vila Real
Concelho - Peso da Régua
Local - Bagauste
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Douro

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - Hidro Eléctrica do Douro
Construtor - ETELI
Ano de Projecto - 1965
Ano de Conclusão - 1973

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 90800 km^2
Precipitação média anual - 582 mm
Caudal integral médio anual - 5203400 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 21500 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 8500 x 1000m^2
Capacidade total - 95000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 73,5 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 41 m
Cota do coroamento - 81 m
Comprimento do coroamento - 350 m
Largura do coroamento - 6 m
Fundação - Rocha
Volume de betão - 108 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 58,3 m
Desenvolvimento da soleira - 130 m
Comportas - 5 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 21500 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 29,22m^2
Controlo a montante - Sim
Controlo a jusante - Não

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Contígua à barragem
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Kaplan
Potência total Instalada - 180 MW
Energia produzida em ano médio - 631 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO VAROSA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Viseu
Concelho - Lamego
Local - Almacave
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Varosa

DADOS GERAIS

Promotor - HDN, Energia do Norte, SA
Projectista - J.P. STUCKY
Construtor - SOMAGOPE
Ano de Conclusão - 1976

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Precipitação média anual - 1500 mm
Caudal integral médio anual - 345120 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 1200 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 700 x 1000m^2
Capacidade total - 12943 x 1000m^3
Capacidade útil - 12937 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 264 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 265 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima do terreno natural - 76 m
Cota do coroamento - 265 m
Comprimento do coroamento - 213 m
Largura do coroamento - 3,44 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 81 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Margem direita
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Canal de encosta
Cota da crista da soleira - 253 m
Desenvolvimento da soleira - 17,25 m
Comportas - 3 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 1200 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 0,90 x 1,20m
Controlo a montante - Sim
Controlo a jusante - Sim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Albufeira céu aberto
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 25 MW
Energia produzida em ano médio - 60 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO CARRAPATELO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Porto
Concelho - Marco de Canavezes
Local - Mourilho
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Douro

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - Hidro Eléctrica do Douro
Construtor - ETABRIPOL
Ano de Projecto - 1964
Ano de Conclusão - 1972

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 92050 km^2
Precipitação média anual - 582 mm
Caudal integral médio anual - 5610300 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 22000 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 9520 x 1000m^2
Capacidade total - 148400 x 1000m^3
Capacidade útil - 9000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 46,5 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 57 m
Cota do coroamento - 55 m
Comprimento do coroamento - 400 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 190 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 31,8 m
Desenvolvimento da soleira - 156 m
Comportas - 6 comportas segmento
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 2x7,4=4,8 m2
Controlo a montante - Não
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Contígua à barragem
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Kaplan
Potência total Instalada – 201 MW
Energia produzida em ano médio - 803 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO TORRÃO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Porto
Concelho - Marco de Canavezes
Local - Torrão/Alpendurada
Bacia Hidrográfica - Douro
Linha de Água - Rio Tâmega

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - EDP
Construtor - Mota & Companhia/Conduril
Ano de Projecto - 1979
Ano de Conclusão - 1988

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 3252,1 km^2
Precipitação média anual - 1273 mm
Caudal integral médio anual - 2110800 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 4150 m^3/s
Período de retorno - 500 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 6500 x 1000m^2
Capacidade total - 124000 x 1000m^3
Capacidade útil - 77000 x 1000m^3
Volume morto - 47000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 65 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 65 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 49 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade aligeirada
Altura acima da fundação - 69 m
Cota do coroamento - 69 m
Comprimento do coroamento - 218 m
Largura do coroamento - 8,35 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 224,415 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 54,4 m
Desenvolvimento da soleira - 53,50 m
Comportas - 5
Caudal máximo descarregado - 4500 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 2x4,91=9,82m^2
Caudal máximo - 250 m^3/s
Controlo a montante - Não
Controlo a jusante - Sim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Turbina/Bomba
Potência total Instalada - 146 MW
Energia produzida em ano médio - 228 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE CRESTUMA-LEVER

LOCALIZAÇÃO

***Distrito* -** Porto
***Concelho* -** Marco de Canavezes
***Local* -** Mourilho
***Bacia Hidrográfica* -** Douro
***Linha de Água* -** Rio Douro

DADOS GERAIS

***Promotor* -** CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
***Projectista* -** Hidro Eléctrica do Douro
***Construtor* -** ETABRIPOL
***Ano de Projecto* -** 1964
***Ano de Conclusão* -** 1972

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

***Área da Bacia Hidrográfica* -** 92050 km^2
***Precipitação média anual* -** 582 mm
***Caudal integral médio anual* -** 5610300 x 1000 m^3
***Caudal de cheia* -** 22000 m^3/s
***Período de retorno* -** 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

***Área inundada ao NPA* -** 9520 x 1000m^2
***Capacidade total* -** 148400 x 1000m^3
***Capacidade útil* -** 9000 x 1000m^3
***Nível de pleno armazenamento (NPA)* -** 46,5 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

***Betão* -** Gravidade
***Altura acima da fundação* -** 57 m
***Cota do coroamento* -** 55 m
***Comprimento do coroamento* -** 400 m
***Fundação* -** Granito
***Volume de betão* -** 190 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

***Localização* -** No corpo da barragem
***Tipo de controlo* -** Controlado
***Tipo de descarregador* -** Sobre a barragem
***Cota da crista da soleira* -** 31,8 m
***Desenvolvimento da soleira* -** 156 m
***Comportas* -** 6 comportas segmento
***Dissipação de energia* -** Bacia de dissipação

DESCARGA DE FUNDO

***Localização* -** Talvegue
***Tipo* -** Através da barragem
***Secção da conduta* -** 2x7,4=4,8 m2
***Controlo a montante* -** Não
***Controlo a jusante* -** Sim
***Dissipação de energia* -** Bacia de dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

***Tipo de central* -** Contígua à barragem
***Nº de grupos instalados* -** 3
***Tipo de grupos* -** Kaplan
***Potência total Instalada* -** 117 MW
Energia produzida em ano médio 321 GWh

Anexo IV – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica Tejo

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE SANTA LUZIA/SANTA LUZIA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Coimbra
Concelho - Pampilhosa da Serra
Local - Santa Luzia
Bacia Hidrográfica - Tejo
Linha de Água - Rio Unhais

DADOS GERAIS

Promotor - HIDROCENEL, Energia do Centro, SA
Projectista - A. Coyne
Construtor - Companhia Eléctrica das Beiras
Ano de Projecto - 1930
Ano de Conclusão - 1942

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 50 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 2460 x 1000m^2
Capacidade total - 53700 x 1000m^3
Capacidade útil - 51000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 656 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 615 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 76 m
Cota do coroamento - 655,6 m
Comprimento do coroamento - 115 m
Fundação - Rocha
Volume de betão - 80 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Lado direito
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 652,3 m
Comportas - 2 comportas Segmento

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Através da barragem
Tipo - Conduta
Controlo a montante - Não
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Não

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Edifício afastado da barragem
Nº de grupos instalados - 4
Tipo de grupos - Pelton de eixo horizontal
Potência total Instalada – 24,4 MW
Energia produzida em ano médio - 67 GWh

BARRAGEM DO ALTO CEIRA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Coimbra
Concelho - Pampilhosa da Serra
Local - Safra
Bacia Hidrográfica - Mondego
Linha de Água - Rio Ceira

DADOS GERAIS

Promotor - HIDROCENEL, Energia do Centro, SA
Dono de Obra (RSB) - HIDROCENEL
Projectista - Sir William Halcrow & Partners
Construtor - Companhia Eléctrica das Beiras
Ano de Projecto - 1940
Ano de Conclusão - 1949

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 48 km^2
Caudal de cheia - 100 m^3/s

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 108 x 1000m^2
Capacidade total - 1200 x 1000m^3
Capacidade útil - 400 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 665,4 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 33,5 m
Cota do coroamento - 666,9 m
Comprimento do coroamento - 85 m
Fundação - Xisto
Volume de betão - 7 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Margem direita
Tipo de controlo - Sem controlo
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 665,4 m
Desenvolvimento da soleira - 30 m
Caudal máximo descarregado - 100 m^3/s
Dissipação de energia - Almofada de água

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Controlo a jusante - Válvula de jacto oco
Dissipação de energia - Jacto oco e fossas de erosão

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE CASTELO DE BODE

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Santarém
Concelho - Tomar
Local - Castelo do Bode
Bacia Hidrográfica - Tejo
Linha de Água - Rio Zêzere

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, AS
Projectista - A. Coyne
Construtor - Moniz da Maia & Vaz Guedes
Ano de Projecto - 1945
Ano de Conclusão - 1951

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Precipitação média anual - 1200 mm
Caudal integral médio anual - 2352000 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 4750 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 32910 x 1000m^2
Capacidade total - 1095000 x 1000m^3
Capacidade útil - 900500 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 121 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 122 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade com curvatura
Altura acima da fundação - 115 m
Cota do coroamento - 124,3 m
Comprimento do coroamento - 402 m
Fundação - Gneisse e micaxisto
Volume de betão - 430 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Orifício
Cota da crista da soleira - 105 m
Desenvolvimento da soleira - 28,08 m
Comportas - 2
Caudal máximo descarregado - 4000 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - d 3,0 m

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé de barragem
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 159 MW
Energia produzida em ano médio - 390 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE PRACANA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Santarém
Concelho - Mação
Local - Foz da Ribeira de Pracana
Bacia Hidrográfica - Tejo
Linha de Água - Rio Ocreza

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - A, Stucky
Construtor - SOLO
Ano de Projecto - 1947
Ano de Conclusão - 1950

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 1410 km^2
Precipitação média anual - 1000 mm
Caudal integral médio anual - 611000 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 3500 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 5500 x 1000m^2
Capacidade total - 111900 x 1000m^3
Capacidade útil - 69000 x 1000m^3
Volume morto - 42900 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 114 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 97 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Contrafortes
Altura acima da fundação - 60 m
Cota do coroamento - 115 m
Comprimento do coroamento - 245,5 m
Fundação - Filádios e grauvaques
Volume de betão - 144 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Em ambas as margens
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Poço e canal de encosta
Cota da crista da soleira - 107 e 92,5 m
Comportas - 1 cilíndrica e 1 segmento
Caudal máximo descarregado - 2560 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Caudal máximo - 52 m^3/s
Controlo a montante - Comporta plana

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé de barragem
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Turbina Francis
Potência total Instalada - 41 MW
Energia produzida em ano médio - 58 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE BELVER

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Portalegre
Concelho - Gavião
Local - Belver
Bacia Hidrográfica - Tejo
Linha de Água - Rio Tejo

DADOS GERAIS

Promotor - HIDROTEJO
Projectista - A.Stucky
Construtor - SASIL - MILANO
Ano de Projecto - 1945
Ano de Conclusão - 1951

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 62802 km^2
Caudal de cheia - 18000 m^3/s

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 2860 x 1000m^2
Capacidade total - 12500 x 1000m^3
Capacidade útil - 8500 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 46,15 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 47,15 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 41 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 30 m
Cota do coroamento - 47,5 m
Comprimento do coroamento - 327,5 m
Fundação - Xisto
Volume de betão - 90 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 32 m
Desenvolvimento da soleira - 170 m
Comportas - 10 comportas vagão
Caudal máximo descarregado - 18000 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Céu Aberto
Nº de grupos instalados - 6
Tipo de grupos - Kaplan
Potência total Instalada - 81 MW
Energia produzida em ano médio - 220 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE CABRIL

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Castelo Branco
Concelho - Sertã
Local - Cabril
Bacia Hidrográfica - Tejo
Linha de Água - Rio Zêzere

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - Hidroeléctrica do Zêzere
Construtor - Moniz da Maia & Vaz Guedes
Ano de Projecto - 1950
Ano de Conclusão - 1954

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 2340 km^2
Precipitação média anual - 1300 mm
Caudal integral médio anual - 1577000 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 4000 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 20230 x 1000m^2
Capacidade total - 720000 x 1000m^3
Capacidade útil - 615000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 294 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 296,3 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Abóboda de dupla curvatura
Altura acima da fundação - 132 m
Cota do coroamento - 297 m
Comprimento do coroamento - 290 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 360 x 1000 m^3

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 3 m
Caudal máximo - 200 m^3/s
Controlo a jusante - Válvula dispersora
Dissipação de energia - Jacto oco e fossas de erosão

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Em ambas as margens
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Poço vertical ou inclinado
Cota da crista da soleira - 278 m
Comportas - 2
Caudal máximo descarregado - 2200 m^3/s
Dissipação de energia - Jacto e fossas de erosão

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé de barragem
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Eixo vertical
Potência total Instalada - 108 MW
Energia produzida em ano médio - 310 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE BOUÇÃ

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Leiria
Concelho - Pedrógão Grande
Local - Bouça
Bacia Hidrográfica - Tejo
Linha de Água - Rio Zêzere

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - Hidro-Eléctrica do Zêzere
Construtor - OPCA
Ano de Conclusão - 1955

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 2525 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 5000 x 1000m^2
Capacidade total - 48400 x 1000m^3
Capacidade útil - 15220 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 175 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Abóboda de dupla curvatura
Altura acima da fundação - 63 m
Cota do coroamento - 181 m
Comprimento do coroamento - 175 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 70 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Centro
Tipo de controlo - Sem controlo
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 175 m
Caudal máximo descarregado - 2200 m^3/s
Dissipação de energia - Almofada de água

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Margem direita
Tipo - Em túnel escavado na rocha
Caudal máximo - 200 m^3/s
Controlo a montante - Ensecadeira
Controlo a jusante - Comporta sector
Dissipação de energia - Inexistente

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé de barragem
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Eixo vertical
Potência total Instalada - 44 MW
Energia produzida em ano médio - 162 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE FRATEL

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Portalegre
Concelho - Nisa/Vila Velha de Ródão
Local - Amieira do Tejo/Fratel
Bacia Hidrográfica - Tejo
Linha de Água - Rio Tejo

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - Hidro-Eléctrica do Zêzere
Construtor - SOMAGUE
Ano de Conclusão - 1973

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 60000 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 10000 x 1000m^2
Capacidade total - 92500 x 1000m^3
Capacidade útil - 21000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 74 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 76 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 71 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 48 m
Altura acima do terreno natural - 43 m
Cota do coroamento - 87 m
Comprimento do coroamento - 240 m
Fundação - Xistos e Grauvaques
Volume de betão - 124 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 57 m
Desenvolvimento da soleira - 6x18,75=112,5 m
Comportas - 6 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 16500 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de Dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Contíguo à barragem
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Kaplan
Potência total Instalada - 132 MW
Energia produzida em ano médio - 365 GWh

Anexo V – Esquema representativo do Empreendimento de Fins Múltiplos do Alqueva

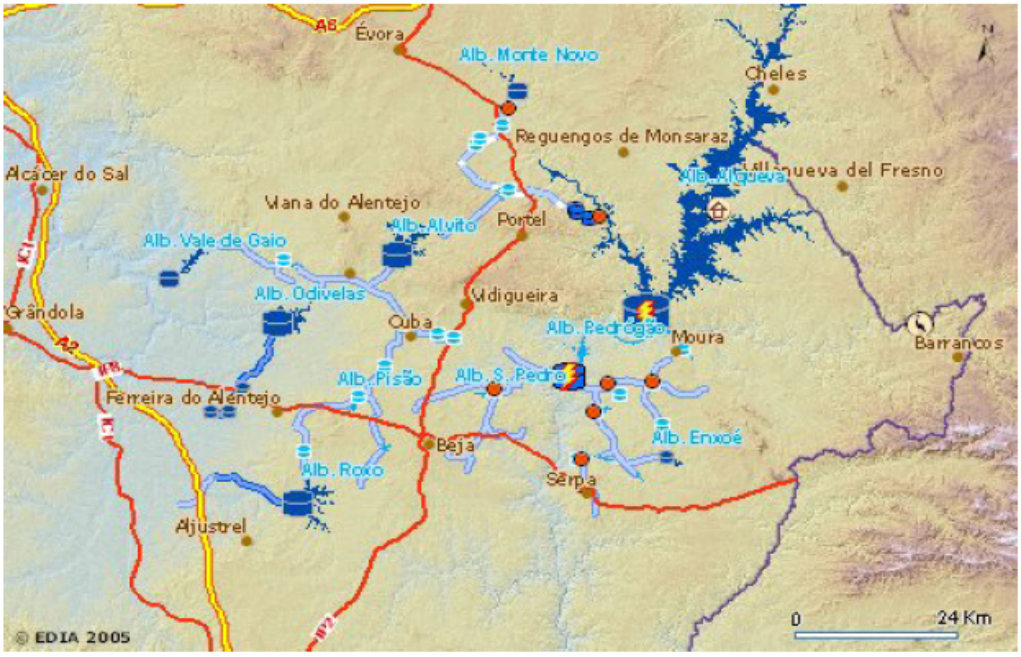




Imagem obtida em [45].

Anexo VI – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Guadiana

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO ALQUEVA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Beja
Concelho - Moura
Local - Alqueva
Bacia Hidrográfica - Guadiana
Linha de Água - Rio Guadiana

DADOS GERAIS

Promotor - Empresa de Desenvolvimento e Infra-estruturas do Alqueva SA (EDIA)
Construtor - Ace-Somague-Bento Pedroso-Cubiertas- Dragados
Ano de Projecto - 1994
Ano de conclusão - 2002

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 55000 km^2
Caudal integral médio anual - 2851000 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 12000 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 250000 x 1000m^2
Capacidade total - 4150000 x 1000m^3
Capacidade útil - 3150000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 152 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 154,7 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 135 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Abóboda de dupla curvatura
Altura acima da fundação - 96 m
Cota do coroamento - 154 m
Comprimento do coroamento - 458 m
Largura do coroamento - 7 m
Fundação - Rocha
Volume de betão - 687 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - 2 no corpo da barragem e encontros
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Soleira tipo Wes c/ canal a jusante
Cota da crista da soleira - 139 m
Desenvolvimento da soleira - 2 x 19 = 38 m
Caudal máximo descarregado - 6300 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Incorporada na galeria de derivação provisória
Secção da conduta - d 3m
Caudal máximo - 160 m^3/s
Controlo a montante -
Controlo a jusante -
Dissipação de energia - Trampolim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé da barragem c/ bombagem
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Reversíveis Turbo/Francis
Potência total Instalada - 240 MW
Energia produzida em ano médio - 166 GWh

BARRAGEM DE PEDRÓGÃO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Beja
Concelho - Vidigueira
Local - Pedrógão
Bacia Hidrográfica - Guadiana
Linha de Água - Rio Guadiana

DADOS GERAIS

Promotor - EDIA - Empresa de Desenvolvimento e Infra-estruturas do Alqueva, SA
Projectista - EDP
Construtor - Engil / Mota & Companhia
Ano de Projecto - 2002
Ano de Conclusão - 2005

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 59160 km^2
Precipitação média anual - 560 mm
Caudal de cheia - 12000 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 11040 x 1000m^2
Capacidade total - 106000 x 1000m^3
Capacidade útil - 54000 x 1000m^3
Volume morto - 52000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 84,80 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 91,80 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 79,00 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 43 m
Altura acima do terreno natural - 34,50 m
Cota do coroamento - 94,10 m
Comprimento do coroamento - 448 m
Largura do coroamento - 7,00 m
Volume do betão - 340 x 1000m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Incorporado no corpo da barragem
Tipo de controlo - Sem controlo
Tipo de descarregador - Soleira descarregadora WES seguida de degraus
Cota da crista da soleira - 84,80 m
Desenvolvimento da soleira - 10 vãos de 28,75 m cada
Comportas - Sem comportas
Caudal máximo descarregado - 12000 m^3/s
Dissipação de energia - Tipo roller bucket

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Margem esquerda
Tipo - Galeria de secção rectangular
Secção da galeria - 1,00 x 1,50 m^2
Caudal máximo - 27 m^3/s
Controlo a montante - 2 comportas vagão de guarda e de serviço
Controlo a jusante - Sem controlo
Dissipação de energia - Salto de sky

DESCARGA DE AUXILIAR

Localização - Margem esquerda
Tipo - 2 galerias de secção rectangular
Secção da galeria - 2,10 x 3,20 m^2
Caudal máximo - 194 m^3/s
Controlo a montante - 2 comportas vagão
Controlo a jusante - 2 comportas segmento
Dissipação de energia - Salto de sky

Anexo VII – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Mondego

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE AGUIEIRA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Coimbra
Concelho - Penacova
Local - Aguieira
Bacia Hidrográfica - Mondego
Linha de Água - Rio Mondego

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Projectista - EDP
Construtor - Construções Técnicas
Ano de Projecto - 1972
Ano de Conclusão - 1981

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 3100 km^2
Caudal de cheia - 3500 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 20000 x 1000m^2
Capacidade total - 423000 x 1000m^3
Capacidade útil - 304000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 117 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 126 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 100 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arcos múltiplos
Altura acima da fundação - 89 m
Cota do coroamento - 125 m
Comprimento do coroamento - 400 m
Fundação - Xistos e Grauvaques
Volume de betão - 365 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 111 m
Desenvolvimento da soleira - 2 x 9,5 = 19 m
Comportas: 2 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 2080 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 2,50 x 1,80m
Caudal máximo - 180 m^3/s
Controlo a jusante - Sim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé de barragem
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Francis-Turbinas Bombas
Potência total Instalada - 336 MW
Energia produzida em ano médio – 440 GWh

BARRAGEM DE FRONHAS

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Coimbra
Concelho - Arganil
Bacia Hidrográfica - Mondego
Linha de Água - Rio Alva

DADOS GERAIS

Promotor - INAG
Dono de Obra (RSB) - INAG
Projectista - EDP
Construtor - SEOP, SARL
Ano de Conclusão - 1985

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 652 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 5350 x 1000m^2
Capacidade total - 62100 x 1000m^3
Capacidade útil - 42500 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 134,1 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 140 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 117 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 62 m
Cota do coroamento - 140 m
Comprimento do coroamento - 250 m
Fundação - Metagrauvaques
Volume de betão - 103 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Centro
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Orifício
Comportas - 4 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 500 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Afastada da barragem

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE RAIVA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Coimbra
Concelho - Penacova
Local - Coiço
Bacia Hidrográfica - Mondego
Linha de Água - Rio Mondego

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - EDP
Construtor - Construções Técnicas
Ano de Conclusão - 1981

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Caudal de cheia - 3500 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 2300 x $1000m^2$
Capacidade total - 24110 x $1000m^3$
Capacidade útil - 14710 x $1000m^3$
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 61,5 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 36 m
Altura acima do terreno natural - 34 m
Cota do coroamento - 64,5 m
Comprimento do coroamento - 200 m
Fundação - Xistos e grauvaques
Volume de betão - 85 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 52 m
Desenvolvimento da soleira - 40 m
Comportas - 2 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 2000 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

DESCARGA DE FUNDO

Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 1,5x2,00=3,0m2
Controlo a jusante - Sim

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Contígua à barragem
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Bolbo-Francis
Potência total Instalada - 24 MW
Energia produzida em ano médio - 48 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE LAGOA COMPRIDA (SABUGUEIRO I)

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Guarda
Concelho - Seia
Local - Lagoa Comprida
Bacia Hidrográfica - Mondego
Linha de Água - Ribeira da Lagoa

DADOS GERAIS

Promotor - HIDROCENEL, Energia do Centro, SA
Dono de Obra (RSB) - HIDROCENEL
Projectista - Hidro Eléctrica da Serra da Estrela/Coba
Construtor - Hidro-Eléctrica da Serra da Estrela / SEOP
Ano de Projecto - 1910
Ano de Conclusão - 1966

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 6,4 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 750 x 1000m^2
Capacidade total - 13800 x 1000m^3
Capacidade útil - 13880 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 1600 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Alvenaria - Gravidade
Altura acima da fundação - 29 m
Altura acima do terreno natural - 28,24 m
Cota do coroamento - 1600 m
Comprimento do coroamento - 1200 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 100 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Margem esquerda
Tipo de controlo - Sem controlo
Tipo de descarregador - Canal de encosta
Cota da crista da soleira - 1600 m
Caudal máximo descarregado - 92 m^3/s
Dissipação de energia - Inexistente

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Céu Aberto-Albufeira
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Pelton
Potência total Instalada – 12,8 MW
Energia produzida em ano médio - 49 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO LAGOACHO (SABUGUEIRO II)

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Guarda
Concelho - Gouveia
Local - Ribeira do Covão do Urso
Bacia Hidrográfica - Mondego
Linha de Água - Ribeira do Covão do Urso

DADOS GERAIS

Promotor - HIDROCENEL, Energia do Centro, SA
Dono de Obra (RSB) - Hidrocenel
Projectista - EDP, Electricidade de Portugal
Construtor - SOMEC/CPTP/SET BETON
Ano de Conclusão - 1993

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 4,8 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 237 x 1000m^2
Capacidade total - 1525 x 1000m^3
Capacidade útil - 1525 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 1436 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 1437,8 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 1425 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Aterro - Enrocamento com cortina a montante
Altura acima da fundação - 38 m
Altura acima do terreno natural - 36 m
Cota do coroamento - 1439 m
Comprimento do coroamento - 360 m
Largura do coroamento - 6 m
Fundação - Granito
Volume de aterro - 251 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Margem esquerda
Tipo de controlo - Sem controlo
Tipo de descarregador - Canal de encosta
Cota da crista da soleira - 1436 m
Desenvolvimento da soleira - 27 m
Caudal máximo descarregado - 105 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Em conduta sob o aterro
Secção da conduta - D 1,8m
Caudal máximo - 9 m^3/s
Controlo a montante - Sim
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Jacto ôco

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Albufeira
Potência total Instalada - 10 MW
Energia produzida em ano médio - 30 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE CALDEIRÃO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Guarda
Concelho - Guarda
Local - Caldeirão
Bacia Hidrográfica - Mondego
Linha de Água - Ribeira do Caldeirão

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - EDP, Electricidade de Portugal
Construtor - Mota & Companhia
Ano de Projecto - 1988
Ano de Conclusão - 1993

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 38 km^2
Precipitação média anual - 1286,4 mm
Caudal integral médio anual - 116000 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 350 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 660 x 1000m^2
Capacidade total - 5520 x 1000m^3
Capacidade útil - 3470 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 702 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 703,7 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 39 m
Cota do coroamento - 707,1 m
Comprimento do coroamento - 122 m
Fundação - Xisto e Granito
Volume de betão - 26 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Sem controlo
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 702,0 e 702,7 m
Desenvolvimento da soleira - 83,55 m
Caudal máximo descarregado - 242 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 1,0 x 1,5
Controlo a montante - Comporta vagão
Controlo a jusante - Comporta sector

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Albufeira - Céu Aberto
Nº de grupos instalados - 1
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 40 MW
Energia produzida em ano médio - 52 GWh

Anexo VIII – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Lima

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO ALTO LINDOSO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Viana do Castelo
Concelho - Ponte da Barca
Local - Lindoso
Bacia Hidrográfica - Lima
Linha de Água - Rio Lima

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A
Projectista - EDP; DOEPT
Construtor - ENGIL
Ano de Projecto - 1983
Ano de Conclusão - 1992

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 1525 km^2
Precipitação média anual - 1950 mm
Caudal integral médio anual - 1329200 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 3500 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 1050 x 1000m^2
Capacidade total - 379010 x 1000m^3
Capacidade útil - 347910 x 1000m^3
Volume morto - 2100 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 338 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 339 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 280 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco - Abóbada
Altura acima da fundação - 110 m
Cota do coroamento - 339 m
Comprimento do coroamento - 297 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 308,5 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Margem direita
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Poço inclinado
Cota da crista da soleira -
Desenvolvimento da soleira - 35,7 m
Comportas - 6 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 2760 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - 2 x 2,7 m
Caudal máximo - 400 m^3/s
Controlo a montante - Sim
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Jacto oco

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 630 MW
Energia produzida em ano médio 948 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE TOUVEDO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Viana do Castelo
Concelho - Ponte da Barca
Local - Touvedo
Bacia Hidrográfica - Lima
Linha de Água - Rio Lima

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - EDP
Construtor - SOARES DA COSTA, SARL
Ano de Projecto - 1987
Ano de Conclusão - 1993

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 1700 km^2
Caudal integral médio anual - 1692000 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 3200 m^3/s
Período de retorno - 1000 anos

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 1720 x 1000m^2
Capacidade total - 15500 x 1000m^3
Capacidade útil - 4500 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 50 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 47,5 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade aligeirada
Altura acima da fundação - 42,5 m
Cota do coroamento - 55 m
Comprimento do coroamento - 133,5 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 74,62 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 37 m
Desenvolvimento da soleira - 30,30 m
Comportas - 3 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 3200 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Caudal máximo - 50 m^3/s
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Ressalto

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Contígua à barragem
Nº de grupos instalados - 1
Tipo de grupos - Kaplan
Potência total Instalada - 22 MW
Energia produzida em ano médio - 66 GWh

Anexo IX – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Cávado

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO ALTO RABAGÃO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Vila Real
Concelho - Montalegre
Local - Pisões
Bacia Hidrográfica - Cávado
Linha de Água - Rio Rabagão

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - Hidroeléctrica do Cávado
Construtor - MAGOP
Ano de Projecto - 1957
Ano de Conclusão - 1964

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 210 km^2
Precipitação média anual - 1500 mm
Caudal integral médio anual - 180000 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 860 m^3/s

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 22120 x 1000m^2
Capacidade total - 568690 x 1000m^3
Capacidade útil - 557920 x 1000m^3
Volume morto - 10770 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 880 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 880,1 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 829 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco+Gravidade
Barragem mista Sim
Altura acima da fundação - 94 m
Cota do coroamento - 880 m
Comprimento do coroamento - 1970 m
Fundação - Granito, Xisto
Volume de betão - 1117 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 860 m
Comportas - 2 comportas vagão
Caudal máximo descarregado - 500 m^3/s

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Caudal máximo - 360 m^3/s
Controlo a jusante - Válvula de jacto oco
Dissipação de energia - Jacto oco

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé de barragem c/ bombagem
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Turbina/Bomba-Francis
Potência total Instalada - 68 MW
Energia produzida em ano médio – 50 GWh

BARRAGEM DO ALTO CÁVADO

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Vila Real
Concelho - Montalegre
Local - Sezelha
Bacia Hidrográfica - Cávado
Linha de Água - Rio Cávado

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - Hidro-Eléctrica do Cávado
Construtor - MAGOP
Ano de Conclusão - 1964

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Altura acima da fundação - 29 m
Altura acima do terreno natural - 26 m
Cota do coroamento - 906,5 m
Comprimento do coroamento - 220 m
Largura do coroamento - 4,74 m
Fundação - Rocha
Volume de betão - 29 x 1000 m^3

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 500 x 1000m^2
Capacidade total - 3300 x 1000m^3
Capacidade útil - 2000 x 1000m^3
Volume morto - 1300 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 901,5 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 905 m

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - d 1,65 m
Caudal máximo - 27 m^3/s
Controlo a jusante - Sim

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Sem controlo
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 901,5 m
Caudal máximo descarregado - 410 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE VILA NOVA/VENDA NOVA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Vila Real
Concelho - Montalegre
Local - Venda Nova
Bacia Hidrográfica - Cávado
Linha de Água - Rio Rabagão

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - A. COYNE
Construtor - SOCEL-CAP
Ano de Projecto - 1948
Ano de Conclusão - 1951

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 356 km^2
Precipitação média anual - 1900 mm
Caudal de cheia - 1500 m^3/s

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 4000 x 1000m^2
Capacidade total - 94500 x 1000m^3
Capacidade útil - 93000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 700 m
Nível mínimo de exploração (Nme) - 645 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 97 m
Cota do coroamento - 701 m
Comprimento do coroamento - 230 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 228 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 692 m
Desenvolvimento da soleira - 22 m
Comportas - 2 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 1100 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - D 2,6 m
Caudal máximo - 135 m^3/s
Controlo a montante - Sim
Controlo a jusante - Válvula de jacto oco
Dissipação de energia - Jacto oco

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - de albufeira
Nº de grupos instalados - 3
Tipo de grupos - Pelton
Potência total Instalada - 90 MW
Energia produzida em ano médio - 287 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DA PARADELA/VILA NOVA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Vila Real
Concelho - Montalegre
Local - Paradela
Bacia Hidrográfica - Cávado
Linha de Água - Rio Cávado

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - Hidro Eléctrica do Cávado
Construtor - SEOP
Ano de Conclusão - 1956

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 269 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 3800 x 1000m^2
Capacidade total - 164400 x 1000m^3
Capacidade útil - 159000 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 740 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 741,6 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Aterro - Enrocamento com cortina a montante
Altura acima da fundação - 112 m
Altura acima do terreno natural - 110 m
Cota do coroamento - 743,5 m
Comprimento do coroamento - 540 m
Fundação - Granito
Volume de aterro - 2700 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Albufeira + Margem direita
Tipo de controlo - Controlo misto
Tipo de descarregador - Poço vertical - canal encosta
Cota da crista da soleira - 720 m
Comportas - 1 comporta Radial
Caudal máximo descarregado - 683 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Conduta sob enrocamento
Secção da conduta - Diâmetro 500 mm
Caudal máximo - 65 m^3/s
Controlo a montante - Comporta 0,80x0,80
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Jacto oco

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Albufeira
Tipo de grupos – Francis
Potência total Instalada - 54 MW

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE SALAMONDE

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Braga
Concelho - Vieira do Minho
Local - Salamonde
Bacia Hidrográfica - Cávado
Linha de Água - Rio Cávado

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - A. COYNE, J. BELLIER
Construtor - SEOP
Ano de Conclusão - 1953

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 642 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 2420 x 1000m^2
Capacidade total - 65000 x 1000m^3
Capacidade útil - 56300 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 280 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 280,5 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Abóboda - Arco
Altura acima da fundação - 75 m
Cota do coroamento - 281 m
Comprimento do coroamento - 284 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 93 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 275,8 m
Desenvolvimento da soleira - 40 m
Comportas - 4 comportas Stoney
Caudal máximo descarregado - 1700 m^3/s
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - D 2,6 m
Caudal máximo - 130 m^3/s
Controlo a jusante - Válvula de jacto oco
Dissipação de energia - Jacto oco e fossas de erosão

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 42 MW
Energia produzida em ano médio - 184 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE CANIÇADA

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Braga
Concelho - Terras do Bouro
Local - Caniçada
Bacia Hidrográfica - Cávado
Linha de Água - Rio Cávado

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - Hidro-Eléctrica do Cávado
Construtor - SEOP
Ano de Conclusão - 1955

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 783 km^2
Precipitação média anual - 1900 mm

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 6890 x 1000m^2
Capacidade total - 170600 x 1000m^3
Capacidade útil - 159300 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 162 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 76 m
Cota do coroamento - 163 m
Comprimento do coroamento - 246 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 90 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 157,5 m
Desenvolvimento da soleira - 4 x 9= 36 m
Comportas - 4 Stoney
Caudal máximo descarregado - 1700 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - d 2,6m
Caudal máximo - 142 m^3/s
Controlo a jusante - Válvula de jacto oco
Dissipação de energia - Jacto oco

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Subterrânea
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 62 MW
Energia produzida em ano médio - 261 GWh

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DE VILARINHO DAS FURNAS

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Braga
Concelho - Terras do Bouro
Local - S. João do Campo
Bacia Hidrográfica - Cávado
Linha de Água - Rio Homem

DADOS GERAIS

Promotor - CPPE, Cª. Portuguesa de Produção de Electricidade, SA
Dono de Obra (RSB) - CPPE
Projectista - Hidro Eléctrica do Cávado
Construtor - MAGOPEP
Ano de Projecto - 1966
Ano de Conclusão - 1972

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 77 km^2

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 3460 x 1000m^2
Capacidade total - 117690 x 1000m^3
Capacidade útil - 116080 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 569,5 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 570 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Arco
Altura acima da fundação - 94 m
Cota do coroamento - 570 m
Comprimento do coroamento - 385 m
Fundação - Granito
Volume de betão - 294 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - Margem direita
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Afogado lateral em poço
Comportas - 2 comportas vagão
Caudal máximo descarregado - 280 m^3/s
Dissipação de energia - Trampolim

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - D 2,60
Caudal máximo - 180 m^3/s
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Jacto oco

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Céu aberto
Nº de grupos instalados - 2
Tipo de grupos - Francis
Potência total Instalada - 125 MW
Energia produzida em ano médio - 222 GWh

Anexo X – Principais características dos aproveitamentos hidroeléctricos da bacia hidrográfica do Ave

APROVEITAMENTO HIDROELÉCTRICO DO ERMAL/GUILHOFREI

LOCALIZAÇÃO

Distrito - Braga
Concelho - Vieira do Minho
Local - Guilhofrei
Bacia Hidrográfica - Ave
Linha de Água - Rio Ave

DADOS GERAIS

Promotor - HDN, Energia do Norte, SA
Dono de Obra (RSB) - HDN
Projectista - A. STUCKY
Construtor - Joaquim Moreira Ramalhão
Ano de Conclusão - 1938

CARACTERÍSTICAS HIDROLÓGICAS

Área da Bacia Hidrográfica - 122 km^2
Precipitação média anual - 2626,6 mm
Caudal integral médio anual - 17070 x 1000 m^3
Caudal de cheia - 350 m^3/s

CARACTERÍSTICAS DA ALBUFEIRA

Área inundada ao NPA - 1630 x 1000m^2
Capacidade total - 21200 x 1000m^3
Capacidade útil - 21080 x 1000m^3
Volume morto - 120 x 1000m^3
Nível de pleno armazenamento (NPA) - 333,3 m
Nível de máxima cheia (NMC) - 333,3 m

CARACTERÍSTICAS DA BARRAGEM

Betão - Gravidade
Alvenaria - Alvenaria
Altura acima da fundação - 49 m
Cota do coroamento - 337 m
Comprimento do coroamento - 190 m
Volume de alvenaria - 55 x 1000 m^3

DESCARREGADOR DE CHEIAS

Localização - No corpo da barragem
Tipo de controlo - Controlado
Tipo de descarregador - Sobre a barragem
Cota da crista da soleira - 330,6 m
Desenvolvimento da soleira - 18 m
Comportas - 2 comportas segmento
Caudal máximo descarregado - 445 m^3/s
Dissipação de energia - Ressalto

DESCARGA DE FUNDO

Localização - Talvegue
Tipo - Através da barragem
Secção da conduta - D 2,0m
Controlo a montante - Sim
Controlo a jusante - Sim
Dissipação de energia - Bacia de dissipação

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tipo de central - Pé de Barragem
Nº de grupos instalados - 1grupo tipo Kaplan e 1 grupo tipo Francis
Potência total Instalada – 11,2 MW
Energia produzida em ano médio - 30 GWh

Anexo XI – Aproveitamentos hidroeléctricos com mais 10 MW de potência existentes em Portugal Continental[13].

[13] Dados da EDP.

BACIA	APROVEITAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MÉDIA ANUAL (GWh/ano)
DOURO	Miranda	369	957
	Picote	195	915
	Bemposta	240	992
	Pocinho	186	422
	Valeira	240	695
	Vilar	58	138
	Régua	180	631
	Carrapatelo	201	803
	Crestuma-Lever	117	321
	Torrão	140	255
	Varosa	25	60
Total da bacia		**1951**	**6189**
TEJO	Santa Luzia	24.4	67
	Cabril	108	310
	Bouçã	44	162
	Castelo de Bode	159	390
	Pracana	41	58
	Fratel	132	365
	Belver	81	220
Total da bacia		**589.4**	**1572**
GUADIANA	Alqueva	240	166
MONDEGO	Aguieira-Fronhas	336	440
	Raiva	24	48
	Sabugueiro I	12.8	49
	Sabugueiro II	10.0	30
	Caldeirão	40	52
	Desterro	13.2	29
	Ponte Jugais	20.3	52
	Vila Cova	23.4	57
Total da bacia		**479.7**	**757**
LIMA	Alto Lindoso	630	948
	Touvedo	22	66
	Lindoso	44.1	6
Total da bacia		**696.1**	**1020**
CÁVADO	Alto Rabagão	68	50
	Vila Nova/Venda Nova	144	287
	Paradela/Vila Nova		
	Frades	191.6	421
	Salamonde	42	184
	Caniçada	62	62
	Vilarinho das Furnas	125	222
Total da bacia		**632.6**	**1425**
AVE	Ermal	11.2	30
TOTAL		**4600**	**11159**

Anexo XII - Principais características económicas dos aproveitamentos estudados pelo PNBEPH.

APROVEITAMENTO	CUSTO TOTAL	ENERGIA PRODUZIDA		INDICADORES ECONÓMICOS[14]			TIR[15]	CUSTOS ACTUALIZADOS[1]	
		Energia	Valor	VAL	B/C	Ta		Energia produzida	Potência instalada
	(10^6 €)	(GWh/ano)	(10^6€/ano)	(10^6€)	(-)	(anos)	(%)	(€/kWh)	(€/kW)
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[16]	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
Assse-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

[14] Taxa de actualização de 6%.

[15] Taxa Interna de Rentabilidade.

[16] A vermelho, encontram-se os aproveitamentos seleccionados.

Capítulo 6

Bibliografia

[1] Rollo, Maria Fernanda, "*Hullha Branca": uma história de triunfos, impasses e renovados desafios*, disponível em http://www.ordemengenheiros.pt/Portals/0/Hist-Hulha%20branca.pdf, acesso em 2 de Abril de 2009.

[2] *"A iluminação eléctrica em Vila Real"*, disponível em http://www.eb23-diogo-cao.rcts.pt/Trabalhos/histloc/idxilumi.htm, acesso em 2 de Abril de 2009.

[3] Leitão, Rui Manuel, "*A Hidroelectricidade na bacia portuguesa do rio Douro – situação e perspectivas de desenvolvimento"*, disponível em http://www.unizar.es/fnca/duero/docu/p213c.pdf, acesso em 2 de Abril de 2009.

[4] Alencoão, Ana Maria et al, "*Aproveitamentos hídricos em Vila Real: um regresso ao passado"*, 2006, disponível em http://www.utad.pt/pt/eventos/ciencia_viva/GEO10-Vila_Real.pdf, acesso em 2 de Abril de 2009.

[5] Madureira, Carlos e Baptista Víctor, *"Hidroelectricidade em Portugal: memória e desafios"*, REN (Rede Eléctrica Nacional), S.A., Novembro de 2002, disponível em http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Hidroelectricidade%20em%20Portugal%20-%20Mem%C3%B3ria%20e%20desafio.pdf, acesso em 9 de Março de 2009.

[6] Rodrigues, Luís, "Electricidade dos Açores – EDA – Informa: Editorial", 2000, página 2, disponível em http://www.eda.pt/upload2/EDA_INFORMA_05_2005_03_07.pdf, acesso em 2 de Abril de 2009.

[7] Sousa, Francisco de Almeida, "*Subsídios para a história da electrificação portuguesa"*, disponível em http://ler.letras.up.pt/uploads/ficheiros/5285.pdf, 1998, em *A indústria portuense em perspectiva histórica*, páginas 141-164, Porto, CLC-FLUP, acesso a 2 de Abril de 2009.

[8] Martins, J. P. Oliveira, *"Projecto de Lei sobre o Fomento Rural"*, lido na Câmara dos Deputados em 27/4/1887", em *A política Agrícola de Oliveira Martins*. Lisboa: Ministério da Agricultura, Pescas e Alimentação, 1987. páginas 51-215, disponível em http://www.alentejo-terramae.pt/index.php?lop=conteudo&op=d96409bf894217686ba124d7356686c9&id=5dc126b503e374b0e08231344a7f493f , acesso em 3 de Abril de 2009.

[9] Figueira, J. J. M., "*A Companhia Eléctrica das Beiras e o aproveitamento hidroeléctrica do rio Mondego"*, versão provisória, 2002, disponível em http://www2.egi.ua.pt/xxiiaphes/Artigos/a%20J%20Figueira.PDF, acesso em 3 de Abril de 2009.

[10] Leitão, Rui e Lopes, Ana Isabel, *A utilização dos recursos hídricos da parte portuguesa da bacia hidrográfica do rio Douro para produção de energia eléctrica*, 2000.

[11] Costa, Francisco S., "*Os aproveitamentos hidráulicos e hidroeléctricos do rio Ave no período 1902-1936"*, em 7º Congresso da Água – Associação Portuguesa dos Recursos Hídricos, disponível em http://www.aprh.pt/congressoagua2004/PDF/R_14.PDF, acesso em 3 de Abril de 2009.

[12] Guedes, Vaz Manuel, "*Ezequiel de Campos e o conceito de Rede Eléctrica Nacional, em Electricidade"*, nº 350, páginas 355-364, Dezembro de 1997, disponível em http://paginas.fe.up.pt/histel/EzC_ren.pdf, acesso em 3 de Abril de 2009.

[13] Rollo, Fernanda Maria, "*Engenharia e história: percursos cruzados"*,em J.M. Brandão de Brito, Manuel Heitor e MariaFernanda Rollo (coord), *Engenho e Obra. Uma abordagem À História da Engenharia em Portugal no século XX*, Lisboa, D. Quixote, 2002, páginas 31-55, disponível em http://in3.dem.ist.utl.pt/msc_04history/aula_2_b.pdf, acesso em 3 de Abril de 2009.

[14] Decreto nº 5787 – IIII, de 10-05-1919, "*Lei das Águas"*, Diário do Governo, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/divulga/legisla/pdf_nac/DomPubHidrico/Dec5787_IIII_1919.PDF, acesso em 4 de Abril de 2009.

[15] Decreto-Lei nº 12559, de 20-10-1926, "*Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos"*, em Ministério do Comércio e Comunicações, disponível em http://www.cehcp.tecladigital.com/imagens/conteudos/DL-12559.pdf, acesso em 4 de Abril de 2009.

[16] Rollo, Maria Fernanda e Brito, J. M. Brandão, "Ferreira *Dias e a constituição da Companhia Nacional de Electricidade*", *Análise Social,* vol. xxxi (130-137), 1996 (2.°-3.°), 343-354, disponível em http://analisesocial.ics.ul.pt/documentos/1223394207B2vIB7hv3Hv03QU8.pdf , acesso em 7 de Abril de 2009.

[17] Mário Mariano, "*História da Electricidade",* EDP — Electricidade de Portugal, Lisboa, 1993, página 119.

[18] Alves, Fernandes Jorge, *Uma história de electrificação rural: A Cooperativa Eléctrica de Vale d'Este"*, em *População e Sociedade,* nº5, 1999*,* 80 p. Republicado no *Boletim Cultural da Câmara Municipal de Vila Nova de Famalicão*, 2000, 17, 11-81, disponível em http://ler.letras.up.pt/uploads/ficheiros/1184.pdf, acesso em 7 de Abril de 2009.

[19] Lei nº 2002 de 26/12/1944, "*Lei de Electrificação Nacional*", disponível em http://siddamb.apambiente.pt/publico/documentoPublico.asp?documento=7368&versao=1&searcher=aproveitamentos&nota=0&prefix=&qstring=aproveitamentos%20nacional%3As%20comunitaria%3As%20internacional%3As%20jurisprudencia%3As%20doutrina%3As%20outro%3As%20legislacao%3As, acesso em 8 de Abril de 2009.

[20] Rollo, Maria Fernanda, "*De Picote a Carrapatelo, ou como o Plano Marshall alterou a hierarquia do aproveitamento hidroeléctrico do Douro*", em INGENIUM, II Série, nº 103, Janeiro/Fevereiro de 2008, páginas 78-81, disponível em http://www.ordemengenheiros.pt/ingenium/ing103.pdf, acesso em 10 de Abril de 2009.

[21] Faria, Fernando, "*A hidroelectricidade em Portugal II*", Fevereiro 2004, disponível em http://www.cehcp.tecladigital.com/imagens/conteudos/IMHE2FF_1.pdf, acesso em 10 de Abril de 2009.

[22] "*Potencial Hidroeléctrico Nacional – Importância sócio-económica e ambiental do seu desenvolvimento"*, REN, Novembro de 2006, disponível em http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Potencial%20Hidroel%C3%A9ctrico%20Nacional.pdf, acesso em 10 de Abril de 2009.

[23] Decreto-Lei nº 48 661, de 29 de Maio de 1968, disponível em http://www.gddc.pt/siii/docs/dl48661.pdf, acesso em 11 de Abril de 2009.

[24] Fernando Faria, *"O sistema electroprodutor da EDP*", Outubro, 2003, disponível em http://www.abae.pt/programa/EE/escola_energia/2006/pesquisa/A2FF.pdf, acesso em 13 de Abril de 2009.

[25] Decreto-Lei nº 502, de 30 de Junho de 1976, em Diário da República Série I, nº 151, disponível em http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/2F474B36-DAB5-4E1F-ADC1-0BEFCA2705B6/0/DL50276_30Jun.pdf, acesso em 13 de Abril de 2009.

[26] *Plano da Bacia Hidrográfica do rio Lima*, 1ª Fase – Volume I – Síntese (Rev. 1 - 00/01/15), pág.65 e 66, disponível em http://www.ccr-n.pt/, acesso em 15 de Abril de 2009.

[27] *"Electricidade em Portugal*", disponível em http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/electricidadeemportugal/, acesso em 15 de Abril de 2009.

[28] *"Modelo Orgazinativo do Sistema Eléctrico Nacional",* disponível em http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/BusinessEnvironment/PortugueseElectricitySystem/SistElectNacional.htm, acesso em 15 de Abril de 2009.

[29] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Memória"*, Novembro de 2007 disponível em http://www.inag.pt, acesso em 1 de Abril de 2009.

[30] Canhoto, Ana Isabel, "*Análise custo-benefício da Barragem do Alqueva"*, 1994, página 4, disponível em http://fesrvsd.fe.unl.pt/WPFEUNL/WP1994/wp225.pdf, acesso em 18 de Abril de 2009.

[31] "Reforço de potência do aproveitamento hidroeléctrico de Vila Nova/Venda Nova – Frades", Relatório de visita de Estudo, ISEL – departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação, 3 de Junho de 2005, disponível em http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/ssenergia/Doc/Venda_Nova_II.pdf, acesso em 18 de Abril de 2009.

[32] "*Caracterização do sector eléctrico – Portugal Continental*", ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Outubro de 2002, disponínel em http://www.erse.pt/NR/rdonlyres/F19774B9-3822-4769-B595-6CBC86A56B9F/0/CaracterizaÝodoSElctricoPortugalContinental.pdf, acesso em 18 de Abril de 2009.

[33] "*Estatísticas rápidas em energia renováveis*", Direcção Geral de Geologia e Energia, disponível em http://www.dgge.pt/, acesso em 18 de Abril de 2009.

[34] "Água em Portugal", pelo Instituto da Água, INAG, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/quem_somos/pdf/aguaemportugal.pdf, acesso 19 de Abril de 2009.

[35] "*Plano da Bacia Hidrográfica do rio Douro – normas regulamentares*", Instituto da Água, Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território, 30 de Abril de 2001, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh02_douro/6/n_regs_rev3_010430.pdf, acesso em 19 de Abril de 2009.

[36] "*Plano da Bacia Hidrográfica do rio Douro, volume I – Análise*", Rev. 1 – 30 de Julho de 1999, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh02.html, acesso em 19 de Abril de 2009.

[37] "*Plano da Bacia Hidrográfica do rio Douro, volume I – Síntese*", Rev. 1 – 30 de Julho de 1999, disponível em

http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh02.html, acesso em 19 de Abril de 2009.

[38] Disponível em: http://cnpgb.inag.pt/gr_barragens/gbportugal/Lista.htm, acesso em 19 de Abril de 2009.

[39] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Tejo: 1ª Fase Análise e Diagnóstico da Situação de Referência, Volume III – Análise, 1 – Caracterização Geral da Bacia Hidrográfica*", 28 de Outubro de 1999, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh03.html, acesso em 19 de Abril de 2009.

[40] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Tejo: 1ª Fase Análise e Diagnóstico da Situação de Referência, Volume III – Análise, Parte A – Subsistema hidrológico*", 28 de Outubro de 1999, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh03.html, acesso em 19 de Abril de 2009.

[41] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Tejo: 1ª Fase Análise e Diagnóstico da Situação de Referência, Volume I –Síntese*", 29 de Outubro de 1999, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh03.html, acesso em 19 de Abril de 2009.

[42] "*Plano da Bacia Hidrográfica do rio Guadiana, Volume I: Síntese de Análise e Diagnóstico da Situação Actual*", Rev. I, Maio de 2000, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh04_guadiana/1/F1_Volume%20I.pdf, acesso a 20 de Abril de 2009.

[43] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Guadiana, Volume III.1: Caracterização Geral da Bacia Hidrográfica*", Rev. [nº 00], 21 de Outubro de 1999, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh04_guadiana/1/Vo3-1-Texto-Indice%20de%20Texto.pdf, acesso em 20 de Abril de 2009.

[44] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Guadiana, Volume III.1: Subsistema Hidrológico*", Rev. [nº 00], 28 de Outubro de 1999, disponível em http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pbh/pbh04_guadiana/1/Voliii2P1-Texto%20e%20IndTex.pdf, acesso em 20 de Abril de 2009.

[45] Disponível em www.inag.pt, acesso em 20 de Abril de 2009.

[46] Caso de Estudo: Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva, em Revista Ingenium N.º 88, Julho/Agosto de 2005, disponível em www.ordemengenheiros.pt, acesso em 20 de Abril de 2009.

[47] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Minho: Síntese da Análise e Diagnóstico da situação actual, Volume I - Sumário* ", 10 de Fevereiro de 2000, disponível em http://www.inag.pt/index.php?view=article&id=120, acesso em 21 de Abril de 2009.

[48] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Minho: Síntese da Análise e Diagnóstico da situação actual, Volume III - Análise*", 10 de Fevereiro de 2000, disponível em http://www.inag.pt/index.php?view=article&id=120, acesso em 21 de Abril de 2009.

[49] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Sado: Síntese da Análise e Diagnóstico da situação actual, Volume I - Sumário* ", 28 de Outubro de 2003, disponível em http://www.ccdr-a.gov.pt/app/pbhsado/index.html, acesso em 21 de Abril de 2009.

[50] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Sado: Análise, Volume III.1 - Caracterização Geral da Bacia* ", 28 de Abril de 2000, disponível em http://www.ccdr-a.gov.pt/app/pbhsado/index.html, acesso em 21 de Abril de 2009.

[51] Disponível em http://www.dgadr.pt/ar/a_hidroagricolas/exploracao/ahsado.htm, acesso em 21 de Abril de 2009.

[52] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Mondego:Anexo 1 – Análise Biofísica* ", 09 de Outubro de 2000, disponível em http://www.ccdrc.pt/regiao/bacias-hidrograficas, acesso em 22 de Abril de 2009.

[53] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Mondego: Síntese da Análise e Diagnóstico da situação actual – Sumário Executivo*", 30 de Março de 1999, disponível em http://www.ccdrc.pt/regiao/bacias-hidrograficas, acesso em 22 de Abril de 2009.

[54] *Plano da Bacia Hidrográfica do rio Mondego: Infra-estruturas Hidráulicas e de Saneamento Básico"*, 06 de Setembro de 2002, disponível em http://www.ccdrc.pt/regiao/bacias-hidrograficas, acesso em 22 de Abril de 2009.

[55] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Vouga: Síntese da Análise e Diagnóstico da situação actual: Sumário Executivo*", 30 de Maio de 1999, disponível em http://www.ccdrc.pt/regiao/bacias-hidrograficas, acesso em 22 de Abril de 2009.

[56] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Vouga: Anexo 1 – Análise Biofísica "*, 10 de Setembro de 2002, disponível em http://www.ccdrc.pt/regiao/bacias-hidrograficas, acesso em 22 de Abril de 2009.

[57] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Lima:1ª Fase, Volume I, Síntese "*, 15 Janeiro de 2000, disponível em http://www.ccr-n.pt/, , acesso em 23 de Abril de 2009.

[58] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Lima:1ª Fase, Volume III, Análise "*, 15 Janeiro de 2000, disponível em http://www.ccr-n.pt/, , acesso em 23 de Abril de 2009.

[59] "*Aproveitamentos hidroeléctricos de Alto Lindoso e Touvedo*" em Revista de Obras Públicas, Grupo sexto: Proyectos diversos, proyecto nº 40, Marzo 1995, nº 3341, páginas 132 e 133, acesso em 23 de Abril de 2009.

[60] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Cávado: 1ª Fase, Volume I, Síntese "*, 15 Janeiro de 2000, disponível em http://www.ccr-n.pt/, , acesso em 23 de Abril de 2009.

[61] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Cávado:1ª Fase, Volume III, Análise "*, 15 Janeiro de 2000, disponível em http://www.ccr-n.pt/, , acesso em 23 de Abril de 2009.

[62] Disponível em www.edp.pt, acesso em 23 de Abril de 2009.

[63] Disponível em http://snirh.pt/, (Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos), acesso em 23 de Abril de 2009.

[64] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Mira: Síntese da Análise e Diagnóstico da situação actual: Sumário Executivo*", 16 de Novembro de 2000, disponível em http://www.ccdr-a.gov.pt/app/PBHMIRA/, acesso em 24 de Abril de 2009.

[65] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Ave: 1ª Fase, Volume I, Síntese "*, 15 Janeiro de 2000, disponível em http://www.ccr-n.pt/, , acesso em 24 de Abril de 2009.

[66] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Lis: 1ª Fase, Análise e Diagnóstico da situação actual: volume II: enquadramento"* 08 de Agosto de 1999, disponível em http://www.ccdrc.pt/regiao/bacias-hidrograficas/lis, acesso em 24 de Abril de 2009.

[67] *"Plano da Bacia Hidrográfica do rio Leça: 1ª Fase, Volume I, Síntese "*, 15 Janeiro de 2000, disponível em http://www.ccr-n.pt/, , acesso em 24 de Abril de 2009.

[68] "*Plano da Bacia Hidrográfica das Ribeiras do Algarve, 1ª Fase: Análise e Diagnóstico da Situação de Referência, Volume I: Síntese*", Rev. I, 29 de Fervereiro de 2000, disponível em http://www.ccdr-alg.pt/ccr/index.php, acesso a 24 de Abril de 2009.

[69] Disponível em www.ippar.pt, acesso em 25 de Abril de 2009.

[70] Guedes, Eduardo e Teixeira, Abílio Seca, "*Aproveitamento hidroeléctrico do Douro Internacional. Reforço de potência de Picote - Síntese*", , revista INFO, nº 12, 2007, páginas 23-26, disponível em https://www.oern.pt/pdf//info/Info%2012_Miolo.pdf, acesso em 25 de Abril de 2009.

[71] EDP, "*Aproveitamento hidroeléctrico do Douro internacional, Picote – reforço de potência. Estudo de impacto ambiental*", volume I – Resumo não técnico, Outubro de 2006, disponível em http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/BF2D126C-A251-42BE-BD8B-CC6F27EB69AF/0/V2_08RNTRP_AHPicote.pdf, acesso em 25 de Abril de 2009.

[72] Disponível em www.ambienteonline.pt, acesso em 25 de Abril de 2009.

[73] Disponível em http://mogadouro.com, acesso em 25 de Abril de 2009.

[74] EDP, "*Aproveitamento hidroeléctrico do Douro internacional, Bemposta – reforço de potência. Estudo de impacto ambiental*", volume I – Resumo não técnico, Junho de 2007, disponível em http://www.edp.pt/NR/rdonlyres/21F89B90-FEF8-43B5-B3AE-07FAE5571774/0/V2_06RNT_RP_AHBemposta.pdf, acesso em 25 de Abril de 2009.

[75] Disponível em www.saborcombarragem.org, acesso em 25 de Abril de 2009.

[76] EDP, "*Aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor*" Torre do Moncorvo, 31 de Agosto de 2007, disponível em www.edp.pt, acesso em 25 de Abril de 2009.

[77] Disponível em www.jn.pt, acesso em 25 de Abril de 2009.

[78] Disponível em http://ecosfera.publico.clix.pt, acesso em 25 de Abril de 2009.

[79] Disponível em www.agenciafinanceira.iol.pt, acesso em 25 de Abril de 2009.

[80] Disponível em www.ambienteonline.pt, acesso em 26 de Abril de 2009.

[81] Bondoso, Rui, "*Barragem de Ribeiradio adjudicada para a semana*", 27/12/2008, notícia disponível em www.jn.pt, acesso em 26 de Abril de 2009.

[82] EDP, "*Aproveitamento hidroeléctrico do Ribeiradio-Ermida – Projecto. Estudo de impacto ambiental*", volume II – Resumo não técnico, Novembro de 2008, disponível em www.edp.pt, acesso em 26 de Abril de 2009.

[83] Disponível em www.coba.pt, acesso em 26 de Abril de 2009.

[84] EDP/COBA, "*Aproveitamento hidroeléctrico do Empreendimento de Fins Múltiplos de Alqueva – Reforço de potência do escalão de Alqueva – Projecto*", Estudo de impacto ambiental, Tomo 2 - Resumo não técnico, volume V – estudo de especialidade, Março de 2008, disponível em http://aiacirca.apambiente.pt:8980/Public/irc/aia/aiapublico/library?l=/aproveitamento_empreendi/resumo_no_tcnico/pginas_1-22_rntpdf/_PT_1.0_&a=d, acesso em 26 de Abril de 2009.

[85] "Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial hidroeléctrico (PNBEPH) – Relatório Ambiental", Setembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso em 26 de Abril.

[86] Madureira, Carlos, "*Uma visão sobre o Douro – Que Futuro?...O confrangedor presente*", Versão OE2, Dezembro de 2001, acesso em 27 de Abril de 2009.

[87] Sistema de Alerta, disponível em http://snirh.pt, acesso a 27 de Abrill de de 2009.

[88] Disponível em Ministério da Economia e da Inovação, http://www.min-economia.pt/, acesso a 30 de Abril de 2009.

[89] "*Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho*", de 27 de Setembro de 2001, Jornal Oficial das Comunidades Europeias, L 283/33-40, disponível em http://ec.europa.eu/energy/, acesso a 30 de Abril de 2009.

[90] "*Pacote de medidas de execução dos objectivos da EU para 2020 em matéria de alterações climáticas e de energias renováveis*", Bruxelas, 23 de Janeiro de 2008, SEC (2008) 85, disponível em http://ec.europa.eu/energy/, acesso a 30 de Abril de 2008.

[91] "*Towards a low carbon future – European Strategic Energy Technology Plan - Memo*", 22 de Novembro de 2007, Direction – General for Energy and Transport, disponível em http://ec.europa.eu/energy/, acesso a 30 de Abril de 2009.

[92] Disponível em www.energyfromportugal.com, acesso a 30 de Abril de 2009.

[93] REN, *"Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produçaõ de Electricidade – Análise intercalar – Período 2009-2020, Sumário Executivo",* Abril de 2008, disponível em www.ren.pt, acesso a 30 de Abril de 2009.

[94] Presidência do Conselho de Ministros, "*Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005*", Diário da República – I Série-B, nº 204 de 24 de Outubro de 2005, pg 6168-6176, acesso em 1 de Maio de 2009.

[95] Ministério da Economia e da Inovação, "Energia e Alterações Climáticas – mais investimento, melhor ambiente", 2007, disponível em http://www.min-economia.pt/, acesso a 1 de Maio de 2009.

[96] Presidência do Conselho de Ministros, "*Resolução do Conselho de Ministros nº 104/2006*", Diário da República – I Série, nº 162 de 23 de Agosto de 2006, pg 6042-6056, acesso em 1 de Maio de 2009.

[97] Presidência do Conselho de Ministros, "*Resolução do Conselho de Ministros nº 1/2008*", Diário da República – 1ª Série, nº 3 de 4 de Janeiro de 2008, pg 106-141, acesso em 1 de Maio de 2009.

[98] Disponível em Direcção Geral de Energia e de Geologia, www.dgeg.pt, acesso em 1 de Maio de 2009.

[99] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 1 – Aproveitamento hidroeléctrico de Foz do Tua"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 15 de Maio de 2009.

[100] Disponível em http://tv1.rtp.pt/noticias/, acesso a 15 de Maio de 2009.

[101] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Desenhos"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 15 de Maio de 2009.

[102] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 2 – Aproveitamento hidroeléctrico de Padroselos"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 15 de Maio de 2009.

[103] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 3 – Aproveitamento hidroeléctrico de Alto Tâmega (Vidago)"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 15 de Maio de 2009.

[104] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 4 – Aproveitamento hidroeléctrico de Daivões"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 16 de Maio de 2009.

[105] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 6 – Aproveitamento hidroeléctrico de Gouvães"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 16 de Maio de 2009.

[106] Disponível em www.iberdrola.es, acesso a 16 de Maio de 2009.

[107] Disponível em www.aeiou.expresso.pt, acesso a 16 de Maio de 2009.

[108] Disponível em www.maraoonline.com, acesso a 16 de Maio de 2009.

[109] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 7 – Aproveitamento hidroeléctrico de Pinhosão"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 16 de Maio de 2009.

[110] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 8 – Aproveitamento hidroeléctrico de Girabolhos"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 16 de Maio de 2009.

[111] Disponível em www.portadaestrela.com, acesso a 16 de Maio de 2009.

[112] *"Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico – Anexo 10 – Aproveitamento hidroeléctrico de Alvito"*, Novembro de 2007, disponível em www.inag.pt, acesso a 17 de Maio de 2009.

[113] Disponível em http://gomestorres.blogspot.com/2008/07/barragem-de-alvito-avana.html, acesso a 17 de Maio de 2009.

[114] REN, "A energia eólica em Portugal 2008", disponível em www.centrodeinformacao.ren.pt, acesso a 18 de Maio de 2009.

[115] Ministério da economia e da inovação, "*A New Energy Era: Renewable Sources and Energy Efficieny Policy in Portugal – a success story*", 20 de Janeiro de 2009, disponível em www.energyfromportugal.com, acesso a 18 de Maio de 2009.