



FCTUC DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Análise da viabilidade da adição da reversibilidade a pequenos aproveitamentos hidroelétricos pré-existentes

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil na Especialidade de Hidráulica, Recursos Hídricos e Ambiente

Autor

Carlos Manuel Escórcio Teles

Orientador

José Paulo Pereira de Gouveia Lopes de Almeida
José Alfeu Almeida de Sá Marques

Esta dissertação é da exclusiva responsabilidade do seu autor, não tendo sofrido correções após a defesa em provas públicas. O Departamento de Engenharia Civil da FCTUC declina qualquer responsabilidade pelo uso da informação apresentada

Coimbra, Março, 2015

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Manuel Teles e Manuela Teles, pelo seu incondicional apoio ao longo destes anos e pelo esforço em me proporcionarem todas as condições necessárias á minha formação.

À minha irmã Filipa Teles, pela amizade e apoio.

Aos meus orientadores Professor Doutor José Paulo Lopes de Almeida e Professor Doutor José Alfeu Sá Marques, pela total disponibilidade e apoio disponibilizado ao longo da elaboração desta dissertação.

Às minhas tias, Irene Marques, Judite Teles e Maria Bulas por todo o apoio que me facultaram.

À KSB bombas e válvulas S.A., em especial ao Sr. Engenheiro Nuno Aleixo, pelas informações disponibilizadas.

Aos meus amigos e colegas que de uma forma ou de outra, contribuíram para o meu percurso académico.

RESUMO

A produção e o consumo de energia a nível mundial não param de crescer, induzindo um aumento das preocupações ambientais. Os protocolos internacionais com vista a obrigar os países à redução das emissões de CO₂ têm levado ao aumento do peso das energias renováveis na produção de energia.

Em Portugal essa tendência também se tem verificado, em especial no grande aumento da potência eólica instalada, que embora ambientalmente vantajosa, não permite responder aos picos do diagrama de consumo diário.

Mundialmente assiste-se a uma crescente tentativa em aproveitar a energia produzida pelas eólicas durante os períodos de menor consumo. Sendo o armazenamento na forma de energia potencial gravítica da água, a única forma economicamente viável de armazenar energia em grande escala, tem-se recorrido à construção de barragens com albufeira, equipadas com grupos turbogeradores reversíveis, que podem bombear a água temporariamente retida no contraembalse construído imediatamente a jusante. Quando a hidrografia e a orografia não proporciona este tipo de solução, tem-se optado pela criação de sistemas constituídos por reservatórios artificiais, de montante e de jusante, operando em circuito hidráulico fechado munidos de grupos turbogeradores reversíveis, no qual a água nunca é consumida, limitando-se a circular alternadamente de montante para jusante e vice-versa.

Na União Europeia, Portugal lidera essa tendência com a construção de novas barragens reversíveis e a modernização das existentes, em grande parte devido à necessidade de regularizar o extraordinário aumento de energia eólica instalada nos últimos anos.

Se relativamente às grandes hídricas as vantagens da reversibilidade são já amplamente reconhecidas, o mesmo não se passa em relação à adição desta valência a pequenos aproveitamentos hidroelétricos (PAH) pré-existentes.

Neste âmbito, a presente dissertação pretende dar um contributo para o estudo da viabilidade da adição de reversibilidade em PAH, já construídos, considerando o caso particular da barragem do Catapereiro, localizada na Ribeira da Teja, em Vila Nova de Foz Côa.

ABSTRACT

The energy production and consumption worldwide continues to grow, increasing the environmental concerns. The international protocols in order to compel the countries to reduce CO₂ emissions have led to the increase of the renewable energy production.

In Portugal, that tendency has also been verified, especially with the big increase of the wind power capacity. Despite its environmental advantages, wind power does not allow to respond to the daily consumption demands.

To overcome this problem there is an increasing attempt to store the wind energy produced during the periods of lesser consumption. Storage, in the form of water gravitational potential energy, is the only economically viable way of storing large amounts of electrical energy, using pumped-storage power plants, equipped with pump-turbine groups, which can pump the water from downstream dam reservoir to the upstream dam reservoir during low consumption periods. During peak consumption periods, the water from the upstream dam reservoir goes to the turbines to produce electric energy. When the hydrography and orography does not enable this kind of solution, a system composed by two artificial reservoirs (upstream and downstream) can be adopted. In this case a closed hydraulic circuit, equipped with pump-turbine groups, connects the two reservoirs. Water can flow from upstream reservoir to the downstream reservoir or in a reverse way, never being consumed.

In the European Union, Portugal leads this trend with the construction of new pumped-storage power plants and the modernization of existent ones, due to the need to regularize the boom of wind power capacity installed in the last years.

Pump-storage advantages in large hydropower projects are now widely well-known. However studies must be developed for pump-storage addition to existing small hydropower plants.

In this thesis we will try to contribute to the analysis of the technical and economical feasibility of adding pump-storage to existing small hydropower plants. We will present a case study based on the Catapereiro small hydropower plant located in Ribeira da Teja, in Vila Nova de Foz Côa.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Enquadramento ao tema.....	1
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Estrutura da dissertação.....	2
2	O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	3
2.1	Formas de armazenamento de energia.....	3
2.2	Armazenamento na forma de energia potencial hidroelétrica.....	6
2.3	Tipos de aproveitamentos hidroelétricos.....	7
2.3.1	Aproveitamentos a fio-de-água.....	7
2.3.2	Aproveitamentos com albufeira sem reversibilidade.....	8
2.3.3	Aproveitamentos com albufeira e reversibilidade.....	8
2.3.4	Aproveitamentos reversíveis puros.....	8
2.4	Hidroeletricidade e centrais hidroelétricas.....	9
2.5	Evolução da hidroeletricidade em Portugal.....	10
2.5.1	Até à década de 60.....	10
2.5.2	Após a década de 60.....	10
2.5.3	Futuro.....	11
2.6	Risco de perda de energia de origem renovável.....	12
2.7	Grupos turbina\bomba de velocidade variável.....	14
2.8	Bombas hidráulicas.....	15
2.9	Bombas com motor síncrono.....	16
2.10	Projetos existentes.....	16
2.10.1	Linthal 2015.....	16

2.10.2	Nante de Drance	19
2.10.3	Central marítima reversível de Okinawa.....	20
2.10.4	Coo-Trois-Ponts, Bélgica.....	23
2.10.5	Aproveitamento de fins múltiplos dos Socorridos, Madeira.....	24
3	MODELAÇÃO DA OPERAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS REVERSÍVEIS	30
3.1	Introdução.....	30
3.2	Construção do modelo.....	32
3.2.1	Considerações gerais.....	32
3.2.2	Formulação do submodelo de otimização	34
3.2.3	Simplificação do submodelo de otimização	41
4	RESOLUÇÃO DO SUBMODELO	44
4.1	Tipos de modelos suportados	44
4.2	Solvers para modelos NLP.....	45
4.3	Solver utilizado na resolução do submodelo	47
5	CASO DE ESTUDO	49
5.1	Parâmetros do submodelo de otimização	53
5.2	Custo do investimento.....	53
6	ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	55
6.1	Processo de cálculo	55
6.2	Validação do submodelo GAMS	55
6.3	Análise de sensibilidade ao caudal máximo a elevar.....	56
6.4	Análise de sensibilidade ao tarifário energético	57
6.5	Análise de sensibilidade ao rendimento do sistema de bombagem.....	60
6.6	Análise de sensibilidade ao comprimento do circuito hidráulico	61
6.7	Simulação de uma série cronológica de aflúências.....	65
6.8	Estimativa do custo do sistema de bombagem.....	68
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....	71
7.1	Considerações finais	71
7.2	Trabalhos futuros	72
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73

SIGLAS

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira

GAMS – General Algebraic Modeling System

MINLP – Programação Não Linear Inteira Mista

MW – Megawatt

MW.h – Megawatt hora

NLP – Programação Não Linear

PAH – Pequeno Aproveitamento Hidroelétrico

SIMBOLOGIA

a	Parâmetro
b	Parâmetro
c	Parâmetro
$C_{kW.h_i}$	Custo do kW.h
$Cota_{inf_i}$	Cota do reservatório inferior durante o instante temporal i
$Cota_{ini}$	Cota a que se inicia a simulação da exploração da albufeira
C_{ini_i}	Cota no instante inicial do período temporal i
$Cota_{max}$	Cota máxima a que é possível explorar a albufeira
$Cota_{min}$	Cota mínima a que é possível explorar a albufeira
$C_{min_{ch}}$	Cota mínima do descarregador de cheia
D_{c_i}	Descarga de cheia no instante temporal i
D_{f_i}	Descarga de fundo no instante temporal i
D_s	Diâmetro de cada troço de conduta
f	Coefficiente de Darcy–Weisbach
g	Aceleração da gravidade
i	Instante temporal
L_s	Comprimento de cada troço de conduta
N	Número de instantes de tempo em que o ano foi discretizado
P	Número de troços da conduta
PC_{b_i}	Perda de carga no circuito em bombeamento no instante temporal i
PC_{t_i}	Perda de carga no circuito em turbinamento no instante temporal i
Q_b	Caudal bombeado
Q_t	Caudal turbinado
R	Receita total obtida pelo aproveitamento hidroelétrico
r_i	Parâmetro que funciona como “interruptor” no instante temporal i
tf_i	Tempo de funcionamento em horas
V_{aft_i}	Volume afluente à albufeira no instante temporal i
V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i
V_{eco}	Volume ecológico
V_{final}	Volume final da simulação

V_{fin_i}	Volume final na albufeira no instante temporal i
V_{ini_i}	Volume na albufeira no início do instante temporal i
V_{max_b}	Volume máximo admitido pela bomba
$V_{max_{dc}}$	Volume máximo que a descarga de cheia permite descarregar
$V_{max_{df}}$	Volume máximo que a descarga de fundo permite descarregar
V_{min_b}	Volume mínimo necessário para operar a bomba
V_{max_t}	Volume máximo admitido pela turbina
V_{min_t}	Volume mínimo necessário para operar a turbina
V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
Y_{b_i}	“Interruptor” binário associado à bomba no instante temporal i
Y_{t_i}	“Interruptor” binário associado à turbina no instante temporal i
γ	Constante associada ao peso volúmico da água
ΔH_i	Desnível geométrico entre os reservatórios no instante temporal i
η_b	Rendimento da bomba
η_t	Rendimento da turbina

1 INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento ao tema

Ao longo do século XX, o acesso relativamente barato aos combustíveis fósseis, levou à criação de uma sociedade assente no consumo de eletricidade, de tal forma que a modernização e o desenvolvimento económico de uma nação está atualmente intrinsecamente ligado ao consumo de energia elétrica.

Atualmente o elevado preço dos combustíveis fósseis, devido ao aumento da procura por parte das chamadas economias emergentes, aliado a uma pressão internacional cada vez maior para a redução das emissões de CO₂, têm impulsionado o crescimento das energias renováveis, em especial da energia eólica.

A facilidade e rapidez de instalação, o baixo custo de investimento em comparação com as restantes tecnologias renováveis aliado a um baixo impacto ecológico, tem feito proliferar os parques eólicos a nível mundial. Sendo o vento um elemento impossível de controlar, a presença cada vez maior da componente eólica nas redes elétricas nacionais, tem aumentado a dificuldade da gestão das mesmas, principalmente no que respeita a garantir uma reserva de energia suficiente para fazer face à procura durante as horas de pico. Este problema também se verifica em países onde foi criada uma rede elétrica nacional assente na energia nuclear, pois esta tecnologia ao fornecer uma potência constante à rede, não permite em tempo útil dar resposta às variações repentinas do diagrama de consumo de energia, devido à grande inércia na variação de potência.

Para tentar colmatar este problema, têm vindo a ser estudadas várias soluções de armazenamento de energia a nível mundial. No entanto, até hoje, a única solução viável encontrada, foi a de proceder ao armazenamento de energia sobre a forma de energia potencial, recorrendo-se, para tal, ao armazenamento de água, em grandes reservatórios, a qual é posteriormente turbinada quando surge um pico de consumo, que requer uma disponibilização imediata de energia.

1.2 Objetivos

O objetivo da presente dissertação é apresentar um contributo para o estudo da viabilidade da adição de reversibilidade a PAH pré-existentes. Para tal será desenvolvido um modelo de otimização matemática, a implementar através do *software* General Algebraic Modeling System (GAMS), que irá otimizar ao longo de um determinado período temporal o funcionamento de um pequeno aproveitamento hidroelétrico pré-existente com e sem possibilidade de reversibilidade e efetuar o cálculo das correspondentes receitas pela venda da energia hidroelétrica produzida. Posteriormente será efetuada uma análise relativamente ao custo do investimento e à receita suplementar obtida pela adição da reversibilidade, analisando-se assim a viabilidade dessa alteração ao projeto inicial.

1.3 Estrutura da dissertação

No capítulo 1 é efetuada a introdução ao tema, a descrição dos objetivos e apresentada a estrutura da presente dissertação.

No capítulo 2 são descritos os diferentes dispositivos existentes no mercado com capacidade de armazenar energia, o seu funcionamento e as formas de armazenar energia potencial hídrica. É também apresentado um resumo da história da hidroeletricidade, a nível mundial e nacional, os novos desenvolvimentos e desafios na área e finalmente uma breve descrição de alguns aproveitamentos com armazenamento de energia sobre a forma de energia potencial hídrica de relevância a nível mundial.

No capítulo 3 é descrito a modelação de aproveitamentos hidroelétricos reversíveis, o modelo de otimização proposto, o submodelo desenvolvido em GAMS e os respetivos parâmetros utilizados.

No capítulo 4 é descrito o *software* utilizado (GAMS) e o solver considerado na resolução do submodelo proposto no capítulo 3.

No capítulo 5 é descrito o caso de estudo.

No capítulo 6 é efetuada a análise e discussão dos resultados obtidos pelo modelo.

No capítulo 7 são apresentadas as considerações finais e propostas para trabalhos futuros.

2 O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

2.1 Formas de armazenamento de energia

Atualmente encontram-se disponíveis no mercado diversas formas de armazenar energia que de acordo com a forma como esse armazenamento ocorre, podem ser classificadas como: (Almeida, 2006)

- ✚ Armazenamento de energia elétrica
 - Supercondensadores
 - Supercondutores

- ✚ Armazenamento de energia eletroquímica
 - Baterias convencionais
 - Baterias de células de fluxo

- ✚ Armazenamento de energia cinética
 - Flywheels

- ✚ Armazenamento de energia potencial
 - Aproveitamentos hidroelétricos
 - Armazenamento de ar comprimido

- ✚ Armazenamento de energia química
 - Hidrogénio
 - Recombinação/dissociação de amónia

- ✚ Armazenamento de energia térmica
 - Sistemas sensíveis ao calor
 - Sistemas de calor latente

A escolha do sistema a utilizar difere consoante a capacidade e tempo de armazenamento pretendidos. Na figura 2.1, apresenta-se uma classificação desses sistemas de acordo com os critérios anteriormente definidos.

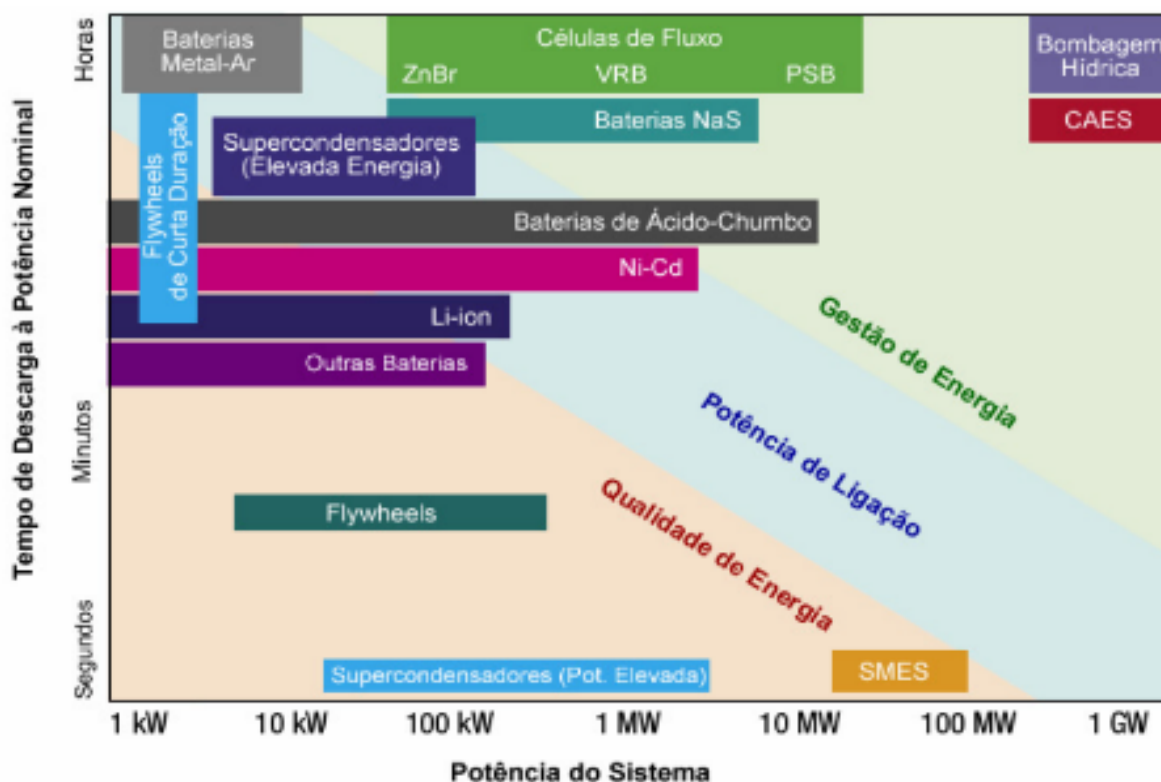


Figura 2.1 – Espectro de aplicação (Almeida, 2006)

Num extenso documento (EPRI, 12/2010), elaborado pelo Electric Power Research Institute situado na Califórnia, são apresentadas, descritas e comparadas as diversas soluções existentes. Desse documento destacam-se os três quadros que se transcrevem em seguida, onde são comparadas as maturidades tecnológicas, as capacidades de armazenamento, as durações do armazenamento, as eficiências e custos para cada tipo de sistema. Refere-se ainda, que os valores obtidos têm por base avaliações efetuadas aos sistemas, contactos com fabricantes e clientes e avaliações a sistemas já em funcionamento. No entanto, devido às características específicas de cada projeto, o próprio documento alerta para o fato desses valores serem apenas indicativos.

Tecnologia	Maturidade	Capacidade (MW.h)	Potência (MW)	Duração (horas)	Eficiência (Ciclos)	Custo Total (\$/kW)	Custo (\$/kW.h)
Armazenamento em massa para suporte da rede e integração de energias renováveis							
Bombagem	Madura	1 680 - 5 300	280 – 530	6 – 10	80 – 82	2 500 – 4 300	420 – 430
Hídrica		5 400 - 14 000	900–1 400	6 – 10	(> 13 000)	1 500 – 2 700	250 – 270
CT – CAES	Experimental	440 – 3 600	180	8	-	960	120
Subterrâneo				20	(> 13 000)	1 150	60
CAES	Comercial	1 080	135	8	-	1 000	125
Subterrâneo		2 700	20	(> 13 000)	1 200	60	
Enxofre de Sódio	Comercial	300	50	6	75 (4 500)	3 100 – 3 300	520 – 550
Ácido – Chumbo	Comercial	200	50	4	85 – 90 (2 200)	1 700 – 1 900	425 – 475
	Comercial	250	20 – 50	5	85 – 90 (4 500)	4 600 – 4 900	920 – 980
	Experimental	400	100	4	85 – 90 (4 500)	2 700	675
Redução de Vanádio	Experimental	250	50	5	65 – 75 (> 10 000)	3 100 – 3 700	620 – 740
Redução de Zn\Br	Experimental	250	50	5	60 (> 10 000)	1 450 – 1 750	290 – 350
Redução de Fe\Cr	Experimental	250	50	5	75 (> 10 000)	1 800 – 1 900	360 – 380
Redução de Zn\ar	Experimental	250	50	5	75 (> 10 000)	1 440 – 1 700	290 – 340
Tecnologias de regulação de frequência rápidas e integração de energias renováveis							
Flywheel	Experimental	5	20	0.25	85 – 87 (> 100 000)	1 950 – 2 200	7 800 – 8 800
Li-ion	Experimental	0.25 – 50	1 – 100	0.25 – 1	87 – 92 (> 100 000)	1 085 – 1 550	4 340 – 6 200
Ácido de Chumbo	Experimental	0.25 – 50	1 – 100	0.25 – 1	75 – 90 (> 100 000)	950 – 1 590	2 770 – 3 800
Armazenamento de energia para suporte da rede							
CAES (Sobressolo)	Experimental	250	50	5	> 10 000	1 950 – 2 150	390 – 430
Ácido – Chumbo	Experimental	3.2 – 48	1 – 12	3.2 – 4	75 – 90 (> 100 000)	2 000 – 4 600	625 – 1 150
Enxofre de Sódio	Comercial	7.2	1	7.2	75 – 90 (4 500)	3 200 – 4 000	445 – 555
Fluxo Zn\Br	Experimental	5 – 50	1 – 10	5	75 (4 500)	1 670 – 2 015	340 – 1350
Redução de Vanádio	Experimental	4 – 40	1 – 10	4	60 – 65 (> 100 000)	3 000 – 3 310	750 – 830
Fluxo Fe\Cr	Experimental	4	1	4	65 – 70 (> 100 000)	1 200 – 1 600	300 – 400
Zn\ar	Experimental	5.4	1	5.4	75 (> 100 000)	1 750 – 1 900	325 – 350
Li-ion	Experimental	4 – 24	1 – 10	2.4	90 – 94 (4 500)	1 800 – 4 100	900 – 1700

Quadro 2.1 – Sistemas de armazenamento da escala do MW, adaptado de (EPRI, 12/2010)

Tecnologia	Maturidade	Capacidade (MW.h)	Potência (MW)	Duração (horas)	Eficiência (Ciclos)	Custo Total (\$/kW)	Custo (\$/kW.h)
Armazenamento de energia para aplicações comerciais e industriais							
Ácido – Chumbo	Experimental – Comercial	0.1 – 10	0.2 – 1	4 – 10	75 – 90 (4 500)	2 800 – 4 600	460 – 700
Enxofre de Sódio	Comercial	7.2	1	7.2	75 (4 500)	3 200 – 4 000	445 – 555
Fluxo Zn\Br	Experimental	0.625	0.125	5	60 – 63	2 420	485
		2.5	0.5	5	(> 10 000)	2 200	440
Fluxo de Vanádio	Experimental	0.6 – 4	0.2 – 1.2	3.3 – 3.5	65 – 70 (> 10 000)	3 020 – 4 380	910 – 1 250
Li-ion	Experimental	0.1 – 0.8	0.05 – 0.2	2 – 4	80 – 93 (4 500)	3 000 – 4 400	950 – 1 900

Quadro 2.2 – Sistemas de armazenamento da escala do MW, adaptado de (EPRI, 12/2010)

Tecnologia	Maturidade	Capacidade (MW.h)	Potência (MW)	Duração (horas)	Eficiência (Ciclos)	Custo Total (\$/kW)	Custo (\$/kW.h)
Armazenamento de energia para aplicações distribuídas							
Ácido – Chumbo	Experimental – Comercial	100 – 250	25 – 50	2 – 5	85 – 90 (4 500)	2 800 – 4 600	460 – 700
Fluxo Zn\Br	Experimental	100	50	2	60 (> 10 000)	3 200 – 4 000	445 – 555
Li-ion	Experimental	25 – 50	25 – 50	1 – 4	80 – 93 (5 000)		
Armazenamento de energia para aplicações residuais (Gestão de energia)							
Ácido – Chumbo	Experimental – Comercial	10	5		2 (85 – 90 (1 500 – 5 000))	3 000 – 4 400	950 – 1 900
Fluxo Zn\Br	Experimental	9 – 30	3 – 15	2 – 4	60 – 64 (> 5 000)	2 000 – 6 300	785 – 1 575
Li-ion	Experimental	7 – 40	1 – 10	1 – 7	75 – 92 (> 5 000)	1 250 – 11 000	800 – 2 250

Quadro 2.3 – Sistemas de armazenamento da escala do kW, adaptado de (EPRI, 12/2010)

2.2 Armazenamento na forma de energia potencial hidroelétrica

Este tipo de armazenamento de energia pode ser conseguido através de aproveitamentos hidroelétricos, que fazem o aproveitamento da energia mecânica presente nos cursos de água fluviais. São em geral constituídos por diversos equipamentos de natureza elétrica, eletromagnética, hidromecânica e por diversas estruturas hidráulicas materializadas por obras

de construção civil. De entre os possíveis elementos presentes num aproveitamento hidroelétrico fluvial destacam-se: (Almeida, 2007)

- ✚ Barragem fixa, açude ou barragem móvel;
- ✚ Descarregadores de cheias e de fundo;
- ✚ Tomadas de água;
- ✚ Órgãos de dissipação de energia;
- ✚ Canais;
- ✚ Câmaras de carga;
- ✚ Comportas;
- ✚ Passagens de peixes;
- ✚ Conduatas;
- ✚ Turbinas;
- ✚ Dispositivos de proteção ao choque hidráulico;
- ✚ Equipamentos de transporte e transformação de energia elétrica.

Para além da produção de energia, os aproveitamentos hidroelétricos fluviais proporcionam em maior ou menor escala, o armazenamento de energia hidroelétrica, correspondente à energia potencial da água retida na sua albufeira. Quando as turbinas são substituídas por grupos reversíveis ou complementadas com a adição de bombas hidráulicas, a capacidade de armazenamento pode ser extraordinariamente incrementada uma vez que a água pode ser bombeada para montante nos períodos em que a energia elétrica é abundante para ser de seguida novamente turbinada nos períodos em que há falta de energia elétrica na rede.

2.3 Tipos de aproveitamentos hidroelétricos

2.3.1 Aproveitamentos a fio-de-água

Este tipo de aproveitamentos caracteriza-se por um açude ou barragem de pequenas dimensões, instalado num curso de água onde se instala uma turbina de baixa queda. São normalmente instalados em cursos de água onde não existe possibilidade de construir uma barragem de grandes dimensões, ou quando a regularização não é economicamente vantajosa.

Devido ao seu quase nulo coeficiente de regularização específica, estes aproveitamentos apresentam uma capacidade de armazenamento bastante reduzida.

2.3.2 Aproveitamentos com albufeira sem reversibilidade

Os aproveitamentos hidroelétricos com albufeira sem reversibilidade são atualmente os mais comuns, caracterizando-se por uma estrutura em betão, terra ou enrocamento, colocada sobre um curso de água, armazenando assim uma determinada quantidade de água (Baublys et al., 2013). Essa água é posteriormente conduzida por um circuito hidráulico às turbinas, a fim de produzir energia elétrica, sendo posteriormente restituída ao curso de água original.

A capacidade produtiva depende das afluências ao curso de água e do desnível provocado pela barragem, o que os torna bastante dependente das afluências naturais.

2.3.3 Aproveitamentos com albufeira e reversibilidade

Os aproveitamentos hidroelétricos com albufeira e reversibilidade são constituídos por um sistema de barragens, equipadas tipicamente com grupos turbina-bomba que ligam a barragem inferior à superior. (Yang, 2014)

A principal vantagem deste tipo de aproveitamentos é a redução da dependência do aproveitamento em termos das afluências naturais.

2.3.4 Aproveitamentos reversíveis puros

São constituídos por sistemas de reservatórios, alimentados por bombagem, produzindo posteriormente energia por turbinamento. Este tipo de sistemas costuma ser instalado em sítios onde a hidrografia e a orografia do terreno, não permitem a instalação dos sistemas tradicionais, nomeadamente a falta de vales com geometria adequada à instalação de barragens com albufeira e contra-embalse.

Esta designação tem atualmente sido erradamente atribuída às novas barragens reversíveis, uma vez que nos aproveitamentos reversíveis puros, pelo menos um dos reservatórios só pode ser alimentado por bombagem, enquanto nos aproveitamentos reversíveis por se situarem sobre uma linha de água, existem afluências naturais aos dois reservatórios (albufeira e contra-embalse).

Podem funcionar também com água salgada, fazendo bombagem entre o oceano e um reservatório de grandes dimensões localizado na costa a uma cota mais elevada. (Fujihara et al.,1998)

2.4 Hidroeletricidade e centrais hidroelétricas

A utilização de energia proveniente da água, a que se dá o nome de hídrica ou hidráulica, remonta às primeiras civilizações, tendo inicialmente sido utilizada com o objetivo de irrigar campos agrícolas e mover moinhos.

Com a invenção da eletricidade, surgiu a ideia de adaptar esta tecnologia à produção de energia elétrica. Assim, em 1882 entrou em funcionamento a primeira central hidroelétrica do mundo localizada em Appleton, Wisconsin USA, constituída por um pequeno açude, que aproveitava o caudal do rio Fox. (NHA, 2010)

Em Portugal, a primeira central hídrica, foi a do rio Corgo, constituída por um açude no lugar do “poço do Agueirinho”, que entrou ao serviço em 1894. Pertencia à extinta Companhia Elétrica e Industrial de Vila Real e era equipada com uma turbina KNOP, que para uma queda de 25 metros e para um caudal de 645 l/s, fornecia uma energia de 1 160 hp (cerca de 860 kW). (Madureira & Baptista, 2002)

A necessidade de armazenar energia, aliada à redução da dependência das afluências naturais, levou à criação de centrais hidroelétricas reversíveis. A primeira central deste tipo foi instalada perto de Schaffhausen, Suíça em 1909, usando uma bomba para elevar a água e uma turbina separada para produzir energia. (ASCE, 2014)

Em Portugal, a primeira instalação reversível foi a do Alto Rabagão, que entrou ao serviço em 1964 bombeando água da albufeira de Venda Nova, para transferência sazonal e interanual. (Madureira & Baptista, 2002)

2.5 Evolução da hidroeletricidade em Portugal

2.5.1 Até à década de 60

No início do século XX, a necessidade de eletrificação do país, levou à criação em 1926 da Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos, com a qual se pretendia regular a produção das centrais hidroelétricas, o transporte e a distribuição de energia elétrica, visto as centrais hídricas existentes à data se destinarem essencialmente a abastecer consumos locais e pequenas indústrias, causando uma grande dispersão dos centros produtores e elevados custos de produção. No entanto essa lei mostrou-se ineficaz.

Esta tendência começou a inverter-se durante os anos 40, com a publicação a 26 de Dezembro de 1944 da lei nº 2002, que estabelecia novas bases para a produção, transporte e distribuição de energia. Na Base II, referia:

“A produção de energia elétrica será principalmente de origem hidráulica. As centrais térmicas desempenharam as funções de reserva e apoio, consumindo os combustíveis nacionais pobres na proporção mais económica e conveniente.”

A ideologia presente nesta lei levou a que a década de 50 fica-se conhecida como a década de ouro da hidroeletricidade em Portugal, devido à quantidade e dimensão dos aproveitamentos hidroelétricos que entraram ao serviço durante essa década, dos quais se destacam Castelo de Bode, Venda Nova, Pracana, Belver, Salamonde, Cabril, Caniçada, Bouça, Paradela, Picote e Miranda. A importância dada à hidroeletricidade era tal, que nessa década a potência instalada de origem hídrica passou dos 152.8 MW para os 1 085.2 MW, o que representou um aumento da capacidade de produção de energia de origem hídrica de 44 para 81 % do total da capacidade de produção de energia em Portugal.

2.5.2 Após a década de 60

Na década de 60 o rápido crescimento do consumo de energia e a crescente dispersão geográfica da população levou a um desinvestimento relativamente à energia hídrica em detrimento das grandes centrais térmicas, de construção mais célere e menos onerosa, das quais se destacam a da Tapada do Outeiro e a do Carregado.

Da década de 70 até á atualidade, o crescimento em área da eletrificação do país aliado ao aumento dos preços dos combustíveis fósseis, necessários ao funcionamento das centrais térmicas, levou gradualmente à retoma do programa hidroelétrico, embora sem a força registada nos anos 50.

Em 2000, a potência total instalada em Portugal era de 8 758 MW dos quais já só 3 903 MW pertenciam à componente hidroelétrica. (Madureira & Baptista, 2002)

2.5.3 Futuro

Em 2007, a aprovação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, veio revigorar o sector estabelecendo novas prioridades, nomeadamente a redução do potencial hídrico desaproveitado de 54% para 33% até 2020 (PNBEPH, 2014). No entanto o mesmo programa alerta para o facto do aproveitamento desse potencial ser insuficiente para cobrir as novas necessidades energéticas nacionais. Surge assim naturalmente a pergunta do porquê de continuar a investir nesta tecnologia. A resposta necessita a consideração de diversos fatores, tais como:

A recente imposição da união europeia em liberalizar o mercado energético europeu, possibilitando a compra e venda de energia entre países, bem como a possibilidade de geração de energia por parte de particulares e consequente obrigatoriedade das companhias elétricas em adquirir essa energia, criando instabilidade na capacidade de resposta das redes elétricas nacionais face aos diagramas de consumo diários, tornando assim imperativo, encontrar formas eficazes de armazenar energia, a fim de poder garantir um fornecimento contínuo.

Os compromissos internacionais assumidos por Portugal, com vista à redução das emissões de CO₂, de entre os quais se destaca a diretiva 2009/28/EC, que impõe 20% de produção de origem renovável, face ao consumo bruto de energia, fornecem outro grande motivo. (Krajacic et al., 2010)

Existe ainda o risco de perda de energia de origem renovável, que será tratada no subcapítulo 2.6.

O exposto aliado ao acréscimo da investigação a nível mundial, neste domínio, com vista tanto ao aumento da capacidade produtiva como à redução dos custos de implementação e operação reforça a tese de que continua a fazer sentido apostar nesta tecnologia.

Relativamente à investigação, um dos desenvolvimentos mais recentes são os grupos turbina/bomba de velocidade variável cujo funcionamento será explicado no subcapítulo 2.7.

2.6 Risco de perda de energia de origem renovável

Numa rede elétrica nacional, o equilíbrio entre a oferta e a procura tem de ser feito constantemente. Quando a oferta excede a procura, a entidade gestora da rede, deve mobilizar os produtores para reduzirem a potência dos grupos produtores ou proceder a bombagem nas centrais hídricas reversíveis, reduzindo assim a oferta de energia de forma a restabelecer o equilíbrio na rede.

Quando toda a procura se encontra mobilizada e mesmo assim ainda não se conseguiu atingir o equilíbrio na rede por excesso de oferta, a entidade gestora pode suspender as entregas por parte de algumas centrais de energia renováveis não controláveis, como por exemplos as eólicas, o que se traduz num desperdício dessa energia.

O Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030, de Março de 2013, produzido pela REN prevê, já em 2020, um desperdício na ordem dos 15 a 18% de energia devido a excesso de produção, como se pode observar no quadro 2.4. Tal reflete a necessidade de criar formas de evitar esse desperdício, pois o custo de produção das centrais térmicas não para de aumentar, elevando os custos de produção e em última análise encarecendo o preço da energia paga pelo consumidor. (RMSASEN, 2014)

Bombagem (MW) ESTÁDIO	Bomb.: Sem Bomb.		Bomb.: Sem Bomb.		Bomb.: Sem Bomb.	
	2015		2020		2025	
Potência máxima em excesso de Produção	4855,6	7510,6	6344,7	10294,7	4158,5	9208,5
Energia desaproveitada (GWh)	16,8	536,7	6,3	666,8	4,2	674,0
Prob. de ocorrência de excesso de Produção	1,0%	15,0%	0,5%	18,0%	1,0%	16,5%

Quadro 2.4 – Excesso de produção em períodos de vazio (RMSASEN, 2014).

Na figura 2.2 e no quadro 2.5, retirados das últimas estatísticas rápidas, para as energias renováveis, publicadas em Abril de 2014, na página oficial da DGEG, verifica-se o aumento substancial da potência instalada de origem eólica, o que agrava ainda mais o risco de perda de produção de origem renovável. (DGEG, 2014)

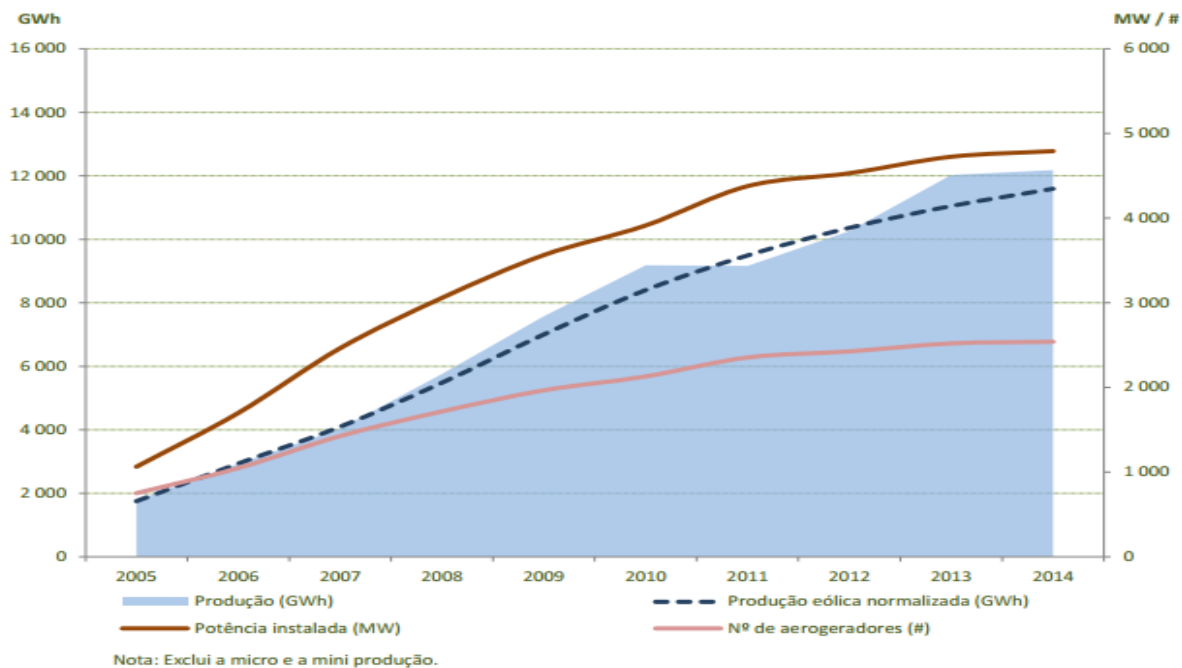


Figura 2.2 – Evolução da produção eólica e equipamentos instalados (DGEG, 2014)

	Produção por Região (GWh)									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 abr ¹
Portugal	1 773	2 926	4 036	5 757	7 577	9 182	9 162	10 260	12 027	12 179
Continente	1 741	2 892	4 007	5 720	7 506	9 078	9 055	10 113	11 873	12 014
Norte	833	1 218	1 213	1 764	2 585	3 286	3 349	4 054	5 048	4 997
Centro	696	1 266	2 287	3 265	4 023	4 682	4 658	5 000	5 559	5 729
Lisboa	82	96	124	218	249	274	249	232	277	269
Alentejo	85	266	312	374	409	447	417	401	445	474
Algarve	45	46	70	98	240	389	382	425	543	546
R.A. Açores	15	16	16	22	31	34	33	63	71	74
R.A. Madeira	17	17	14	15	40	70	73	84	83	91
Não especificado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

¹ Ano-móvel: maio de 2013 a abril de 2014.

Quadro 2.5 – Produção eólica por região (DGEG, 2014)

2.7 Grupos turbina\bomba de velocidade variável

O desenvolvimento das fontes de energia renovável, os compromissos internacionais para redução das emissões de CO₂ e mais recentemente programas como o Horizon 2020 (Horizon, 2014) e a diretiva 2009/28/EC (Diretiva 2009/28/EC, 2014), têm impulsionado o desenvolvimento da energia hidráulica, conforme já tem vindo a ser referido.

Tirando partido da investigação relativamente aos aerogeradores, surgiu recentemente a possibilidade de fazer variar a velocidade dos grupos turbina\bomba hidráulicos, à semelhança do que já acontecia nas eólicas. A ideia principal é que a velocidade de rotação da turbina varie de modo a maximizar a sua eficiência. (ENERGIE, 2014)

Essa variação é conseguida através de conversores estáticos de frequência, que atuam de forma diferenciada consoante as máquinas tenham mais ou menos de 50 MW de potência.

Nas máquinas até 50 MW, um conversor estático de frequência é ligado à rede através de um gerador síncrono. Nas máquinas superiores a 50 MW esta solução não é economicamente viável, sendo o processo feito através de uma máquina de dupla indução com um conversor de frequência estática ligado ao rotor. Isto permite criar um campo rotacional que torna a máquina operacional para uma determinada faixa de rotação em torno da velocidade síncrona enquanto esta estiver ligada a uma rede com uma frequência fixa. A essa velocidade chama-se velocidade de deslizamento que anda na ordem de +/- 10% da velocidade síncrona. (Ciocan et al., 2012)

As principais vantagens desta tecnologia são:

Em modo de bombagem, permitir variar a potência absorvida pela bomba, que nos grupos turbina\bomba tradicionais apenas podia ser feita em modo de turbinamento, conferindo assim maior flexibilidade na redução da potência excedentária da rede, pois podendo a bomba trabalhar dentro de uma gama de potências, esta pode ser usada para dissipar essa potência excedentária.

Outra vantagem encontra-se no ponto de eficiência do grupo. Se nas máquinas de velocidade fixa o topo da eficiência das turbinas é geralmente fora da faixa de operação, nas de velocidade variável existem vários pontos de eficiência tanto em modo turbina como bomba.

Uma velocidade variável permite ainda uma adaptação mais rápida aos requisitos da rede em termos de necessidade de potência, graças ao efeito de volante, enquanto nas máquinas de velocidade constante a potência fornecida à rede apenas pode ser regulada mediante o ajuste da

descarga, que implica regular a quantidade de água que afluí à turbina e o ângulo das pás, entre outros, o que torna o processo de ajustamento lento.

2.8 Bombas hidráulicas

As bombas hidráulicas englobam todos os dispositivos capazes de adicionar energia aos líquidos e consoante a direção do escoamento, podem ser classificadas como axiais, mistas ou centrífugas. São compostas essencialmente por um rotor (roda ou impulsor) e pelo corpo da bomba. (Quintela, 1981)

O rotor é constituído por um núcleo movido pelo respetivo eixo, ao qual se ligam as pás. No percurso do rotor a energia de pressão e a energia cinética do líquido aumentam sendo posteriormente o acréscimo de energia cinética convertido em energia de pressão nos órgãos da bomba. Nas bombas centrífugas e nalgumas mistas, isso é feito na evoluta, que é a conduta que envolve o rotor e que aumenta progressivamente de secção para jusante bem como no cone divergente que lhe segue. Nas bombas axiais não existe evoluta, sendo a recuperação da energia cinética feita através de um cone divergente que devido ao aumento da secção do escoamento reduz a energia cinética, produzindo o mesmo efeito da evoluta das bombas centrífugas e mistas.

Quando um rotor apenas, não garante a altura total de elevação pretendida, podem ser colocados vários rotores em série sobre o mesmo eixo, recebendo assim a designação de bombas multicelulares ou bombas de andares.

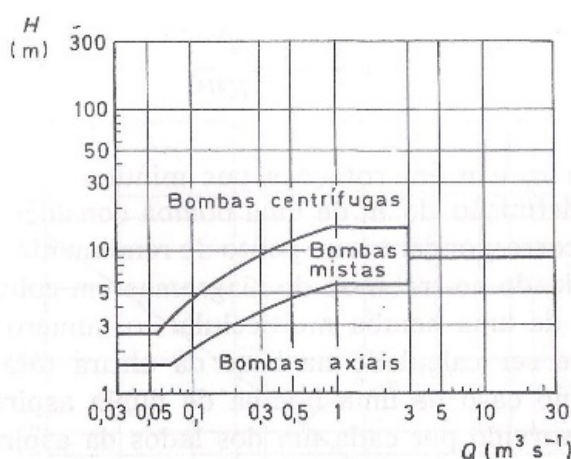


Figura 2.3 – Domínio de aplicação das bombas (Quintela, 1981)

2.9 Bombas com motor síncrono

Atualmente as necessidades de redução dos custos associados às operações de bombagem têm generalizado a tendência de acoplar motores síncronos às bombas, permitindo que elas trabalhem a velocidade variável.

Numa bomba de velocidade constante, se for necessário reduzir o caudal, procede-se ao fecho parcial da válvula de controlo a jusante da bomba, introduzindo uma perda de carga que reduz o caudal, ficando a bomba a consumir a mesma potência elétrica.

Numa bomba de velocidade variável, essa diminuição do caudal é feita através da diminuição da velocidade de rotação da bomba o que implica uma redução da potência, que se traduz numa poupança de energia, reduzindo assim o custo de operação da mesma.

2.10 Projetos existentes

2.10.1 Linthal 2015

O Linthal 2015 é um projeto de expansão e reforço de potência do aproveitamento hidroelétrico de Kraftwerke Linth-Limmern AG (KLL), pertencente à Axpo, localizado no cantão de Glarus, na Suíça. (Axpo, 2014)

O KLL foi construído durante a década de 60, drenando uma área de cerca de 140 km². Possui uma capacidade de 460 MW em turbinamento e 170 MW em bombeamento, gerando cerca de 460 milhões de kW.h/ano, o que corresponde sensivelmente à procura média anual de uma cidade de 600 000 habitantes.

O projeto de ampliação em curso, pretende efetuar o reforço de potência do atual aproveitamento, ligando o reservatório de Linthal a 670 m ao de Muttsee a uma altura de 2 500 m.

Tendo a Suíça, uma rede elétrica com base na energia nuclear que fornece uma potência constante à rede, este aproveitamento torna-se essencial para armazenar a energia durante os períodos de baixa procura e fornecer energia durante os picos diários de consumo, pois como já anteriormente referido, devido à elevada inercia na variação de potência por parte das centrais nucleares, estas não o permitem fazer. Tal como no resto do mundo, o aumento do consumo de

energia, torna este projeto essencial para continuar a garantir um armazenamento eficiente de energia.

O plano de expansão começou a ser preparado em 2005 e a direção administrativa da Axpo deu aval ao projeto em Setembro de 2009, tendo este uma duração prevista de cinco anos e um custo estimado em 2.1 mil milhões de francos suíços (cerca de 1.7 mil milhões de euros).

O núcleo desta expansão é a nova estação reversível de Limmern, que terá uma capacidade de 1 000 MW tanto em turbinamento como em bombagem e que irá fazer o transbordo de água do reservatório de Limmernboden que possui uma capacidade de 92 milhões de m³, para a nova barragem a ser construída no lago Muttssee, garantindo uma queda entre os 560 e os 710 m. (Gmürm & Kälin, 2014)

Para tal encontra-se em construção uma barragem ao longo do lago Muttssee, com um comprimento de 1 050 m e uma altura de 50 m, que irá permitir uma elevação do nível da água do lago em cerca de 30 m. Uma vez que o lago está localizado a uma altura de 2 500 m acima do nível do mar, a construção apenas é possível durante o verão, devido à neve que se acumula durante o resto do ano, estimando-se assim que sejam necessários cerca de três verões, para a sua conclusão.

A central (casa das máquinas) ficará instalada em duas cavernas a serem construídas abaixo do lago Limmernboden. A primeira com 50 m de altura por 30 de largura e 160 de profundidade irá abrigar as quatro turbinas Francis de 250 MW cada. A segunda albergará os quatro transformadores de 380 kV. Cada um dos quatro grupos Francis estará equipado com um motor assíncrono de velocidade variável.

As cavernas estarão ligadas à subestação que se encontra em construção perto de Tierfehd, por dois cabos de 380 kV, que vão da central à subestação através de um túnel com 4 km e 8 m de diâmetro, que de futuro servirá de acesso às máquinas. Da subestação de Tierfehd sai uma linha com 17 km que liga o KLL à rede de alta tensão Suíça.

A figura 2.4 mostra os reservatórios utilizados pela central do KLL e um esquema do circuito hidráulico do aproveitamento hidroelétrico.

A figura 2.5 mostra o perfil entre os reservatórios e a localização da nova central de produção de energia em construção.



Figura 2.4 - Reservatórios da central (Axpó, 2014)

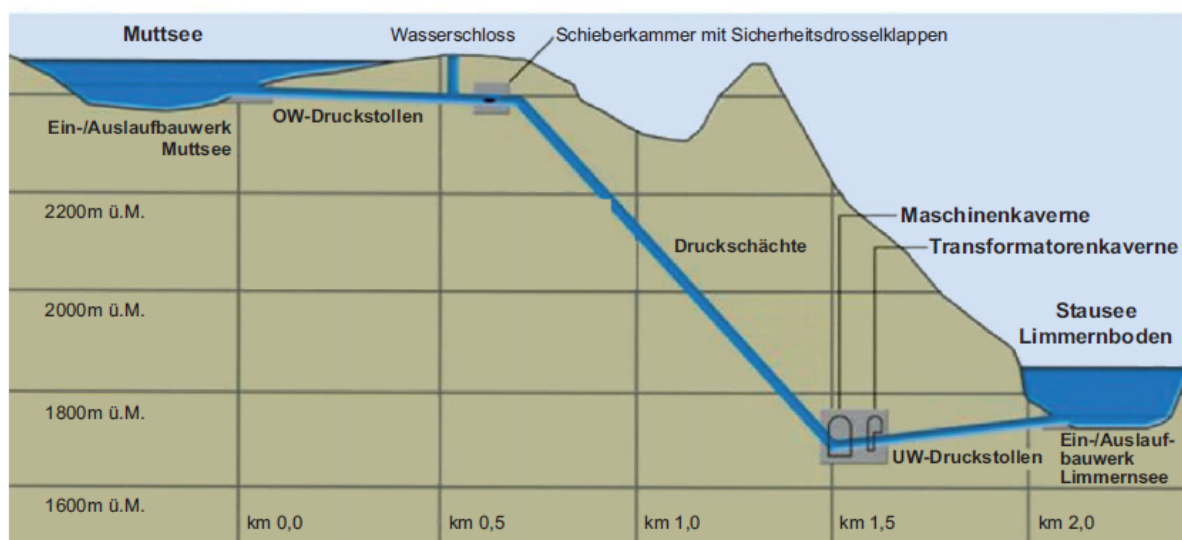


Figura 2.5 – Perfil entre os lagos Muttsee e Limmernboden (Axpó, 2014)

2.10.2 Nante de Drance

A central de Nante de Drance será construída no cantão de Valais, Suíça, sobre Finhaut, aproveitando o desnível de aproximadamente 300 m, existente entre os reservatórios de Vieux Emosson (2 225 m) e Emosson (1 930 m) para produzir energia elétrica. A potência instalada será de 900 MW reversíveis. (ND, 2014)

A central a construir dentro da montanha, será composta por uma caverna com 190 m de comprimento por 52 de altura. O acesso será feito através de uma galeria com 5.60 km, cuja entrada se situará perto de Chatelard.

A construção, concessão e operação da central ficará a cargo da Nant de Dance SA, que é um consórcio das empresas Alpiq (39%), SBB (36 %), IWB (15%) e FMV (10 %).

Este aproveitamento irá utilizar dois reservatórios já existentes, pelo que não será necessário construir barragens, que aliado ao facto da central ser subterrânea irá minimizar o impacto ambiental causado, preservando assim a paisagem. Uma vez que a água será usada em circuito fechado, o impacto na natureza também será nulo.

A central deverá entrar em funcionamento a partir de 2017.

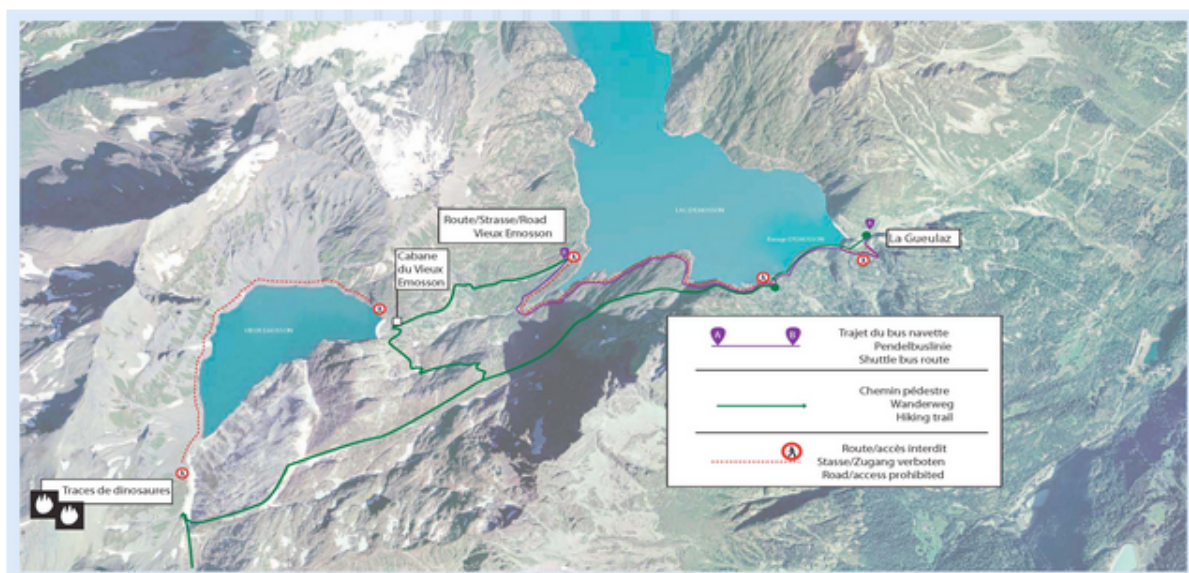


Figura 2.6 – Esquema do aproveitamento (ND, 2014)

2.10.3 Central marítima reversível de Okinawa

A central marítima reversível de Okinawa, não se trata de um projeto novo, mas sim de uma experiência efetuada pelos japoneses a fim de resolverem o problema do armazenamento de energia, na impossibilidade de recorrer aos sistemas tradicionais na ilha de Okinawa.

Em Okinawa, os recursos hídricos são preciosos o que impede a construção de centrais hidroelétricas tradicionais, levando a que a regulação dos picos de consumo seja efetuada com recurso a centrais térmicas e a gás. No entanto os benefícios da reversibilidade na regulação dos picos de consumo, já reconhecidos na altura, levou ao desenvolvimento desta solução. (IEA Hydropower, 2014)

Durante os anos 80, a “Agency of Natural Resources and Energy of the Ministry of International Trade and Industry” incumbiu a “Electric Power Development Co., Ltd” do programa “Verification tests and Investigation for seawater pumped-storage techniques”, que se materializou na central marítima reversível de Okinawa. (Fujihara et all, 1998)

A central localiza-se na zona norte da ilha, devido à topografia propícia e é constituída por um reservatório de grandes dimensões no topo de um planalto ligado ao mar por um circuito subterrâneo, onde se encontra uma turbina reversível do tipo Francis, como se pode observar nas figuras 2.7 e 2.8, sendo as características deste aproveitamento descritas no quadro 2.6.



Figura 2.7 – Central marítima reversível de Okinawa

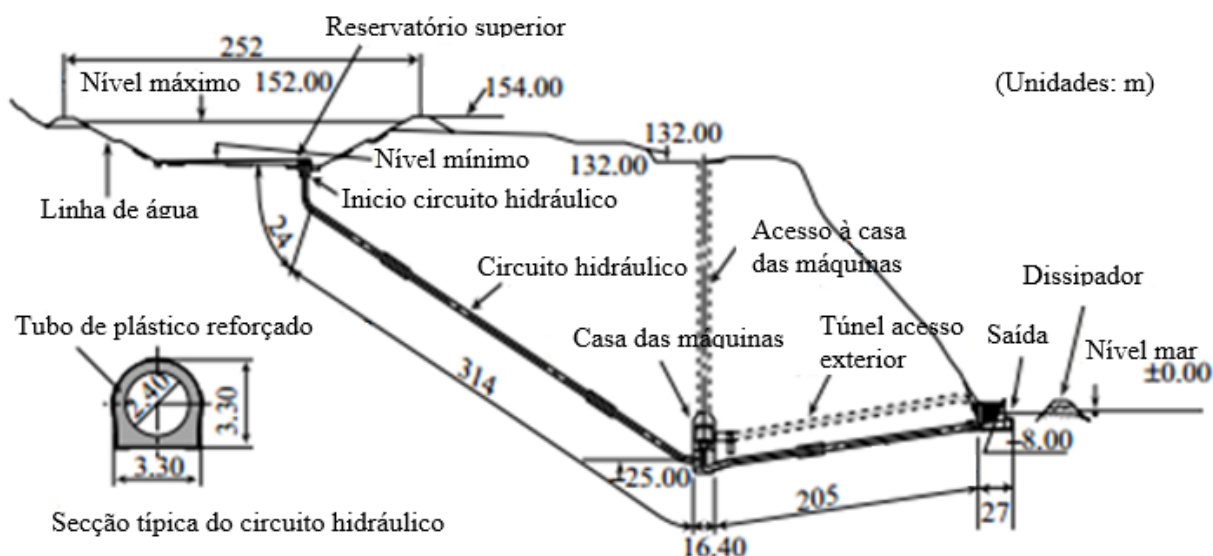


Figura 2.8 – Esquema do circuito hidráulico da central de Okinawa

	Item	Especificação
Central	Nome	Okinawa Yanbaru
	Produção máxima	30 MW
	Descarga máxima	26 m ³ /s
Reservatório superior	Tipo	Escavado e revestido a borracha
	Altura máxima	25 m
	Largura máxima	251.5 m
	Capacidade máxima	590 000 m ³
Canal	Conduta de carga	Diâmetro interno: 2.40 m Comprimento: 314 m
	Conduta de saída	Diâmetro interno: 2.70 m Comprimento: 205 m

Quadro 2.6 – Resumo das características da central de Okinawa

Sendo os valores desta central “vulgares”, o seu destaque deve-se aos desafios relacionados com a proteção dos equipamentos, nomeadamente às medidas necessárias para evitar a corrosão provocada pela água do mar.

Devido à água salgada, foram então tomadas medidas tendo em conta aspetos resistentes e económicos. Para as partes onde a velocidade da água é relativamente baixa foi utilizado aço carbónico leve, enquanto as restantes são em aço inoxidável, todas elas revestidas com pintura anti corrosão.

Para evitar corrosão devido a danos na pintura e corrosão intersticial, utilizou-se uma proteção catódica, que consiste em eliminar as áreas anódicas da superfície do metal, fazendo com que toda a estrutura adquira comportamento catódico, o que impede o fluxo de corrente elétrica ânodo/cátodo necessário à formação de corrosão. (Galvão, 2008)

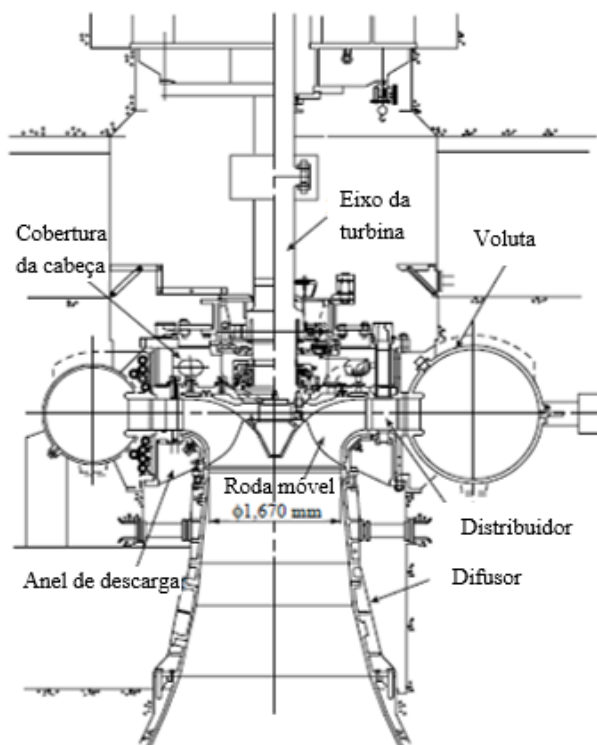


Figura 2.9 – Turbina Francis da central de Okinawa

2.10.4 Coo-Trois-Ponts, Bélgica

Este aproveitamento localizado em Trois-Ponts, província de Liege, Bélgica, nas proximidades do rio Amblève, pertence à empresa Belga Electrabel. A sua construção iniciou-se em 1967 tendo a primeira fase do projeto (Coo I) ficado pronta em 1969. A segunda fase (Coo II) ficou pronta em 1978. (Electrabel, 2014)

O aproveitamento é constituído por três reservatórios. O reservatório inferior, em forma de cotovelo é constituído por duas barragens de aterro, uma com 10 m e outra com 30 m de altura. Possui capacidade para 8 450 000 m³ e quando cheio, tem uma cota de 248 m acima do nível do mar. Nas elevações em redor deste reservatório encontram-se localizados dois reservatórios cuja capacidade combinada iguala o reservatório inferior, e que se designam por Coo I e Coo II, a 509 e 507 m respetivamente, relativamente ao nível do mar.

Os reservatórios superiores são ligados ao inferior por dois tuneis com 8 m de diâmetro e comprimento de 748 e 830 m, que permitem a passagem em cada túnel de um caudal de 5 m³/s, o que seria suficiente para encher 10 piscinas olímpicas por minuto.

Na central, o túnel proveniente de Coo I “alimenta” três turbinas Francis de 158 MW e o de Coo II três turbinas Francis de 230 MW, controladas à distância a partir do centro de controlo localizado em Bruxelas.



Figura 2.10 – Circuito hidráulico da central de Coo-Trois-Ponts



Figura 2.11 – Turbinas Francis na central de Coo-Trois-Ponts

O arranque desta central pode ser feito em dois minutos e meio, passando a injetar na rede até 1 200 MW por um período de até 6 horas. Isto representa a mesma capacidade de produção de energia de uma central nuclear moderna. A inversão de turbinamento para bombagem pode ser feita em sete minutos.

Anualmente a produção nesta central ascende a 1 milhão de MW.h gastando contudo cerca de 20 % mais em bombagem.

Ainda hoje, esta central é uma referência devido ao aproveitamento que efetua da orografia e hidrografia locais.

2.10.5 Aproveitamento de fins múltiplos dos Socorridos, Madeira

Este projecto inovador destaca-se pela adaptação atípica de um sistema cujas vantagens são já amplamente reconhecidas (reversibilidade em aproveitamentos hidroelétricos).

O Plano de Política Energética da Região Autónoma da Madeira, aprovado pelo Conselho do Governo Regional em 1990 e posteriores alterações, com o objetivo de minimizar a

dependência da região face ao exterior e os impactes ambientais provocados pela utilização dos combustíveis fósseis na produção de energia, impulsionou a utilização de energias renováveis.

A ilha da Madeira, possui uma área de 736 km², onde reside uma população de aproximadamente 262 000 habitantes, sendo visitada anualmente por cerca de 900 000 turistas, que se traduziu em 2010 num consumo de potência da ordem dos 160 MW em horário de ponta e em 830 GW.h de consumo global, segundo dados da Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM). Para dar resposta a estes consumos a ilha possui um sistema produtor composto por duas centrais térmicas, nove hidroelétricas, oito parques eólicos, uma incineradora de lixo e dois parques fotovoltaicos. (EEM, 2014)

Dos aproveitamentos hidroelétricos, destaca-se o sistema de Fins Múltiplos dos Socorridos, projetado em 1992, com o objetivo de fornecer água às cidades do Funchal e Câmara de Lobos, regularizar os caudais de rega e produzir energia elétrica. A central hidroelétrica entrou em funcionamento em 1995 localizando-se na margem direita da Ribeira dos Socorridos, aproveitando um desnível de 460 metros. À central afluem através de uma série de túneis e levadas, águas provenientes de São Vicente, Paul da Serra, Serra de Água e Curral das Freiras, bem como toda a envolvente ao circuito até ao sítio do Covão sobranceiro à central.

Após turbinamento, parte dessa água é enviada para central de Santa Quitéria, onde é novamente turbinada, sendo posteriormente utilizada para abastecimento público e regadio. Nas figuras 2.12 e 2.13, podemos observar o esquema do sistema.



Figura 2.12 – Esquema do sistema de fins múltiplos dos Socorridos. (EEM, 2014)

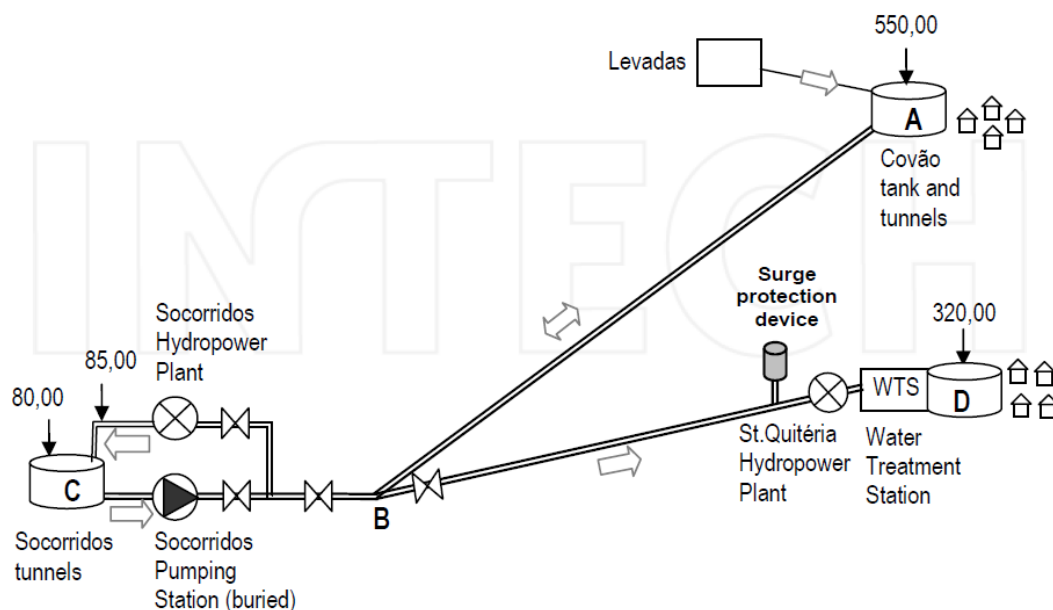


Figura 2.13 – Esquema do sistema de fins múltiplos dos Socorridos. (EEM, 2014)

A central dos Socorridos encontra-se equipada com três grupos Pelton que permitem produzir uma potência máxima de 24 MW. No entanto devido às necessidades de regadio e abastecimento público, a produção hidroelétrica cingia-se praticamente aos meses de inverno. Tendo em vista alterar essa situação e principalmente garantir uma reserva estratégica de energia, foi elaborado um projeto que visava atingir os seguintes objetivos:

- ✚ Garantir uma reserva diária de 44 MW.h ao longo de todo o ano;
- ✚ Uma redução das perdas de energia de origem renovável em 2.54 GW.h ano;
- ✚ Permitir o acréscimo de potência eólica estimado em 12 MW;
- ✚ Aumentar a fiabilidade do armazenamento e distribuição de água às cidades do Funchal (através da ligação à estação de tratamento de Santa Quitéria) e de Câmara de Lobos (estação de tratamento do Covão);
- ✚ Garantir uma alternativa ao Canal do Norte, que devido à queda de pedras no inverno, impedia o normal funcionamento do circuito reduzindo assim as perdas nesse troço, estimadas em 1 300 m³/dia.

O projeto desenvolveu-se em quatro estágios que compreenderam a construção do túnel do Covão, a renovação da estação da Encumeada, a renovação do túnel do Canal do Norte e a construção da galeria/reservatório dos Socorridos e respetiva estação elevatória.

A estação elevatória constituída por 3+1 bombas de 3.7 MW é capaz de elevar $0.65 \text{ m}^3/\text{s}$ a uma altura de 457 m e possui uma utilização média anual estimada em 800 horas.

A galeria onde se encontra possui 26 metros de altura por 12 de largura e 44 de comprimento, devendo tais dimensões às quatro bombas de eixo vertical instaladas no seu interior (cada uma com 16 m de altura) e à altura necessária às operações com a ponte rolante.

A estação divide-se numa parte inferior, que incorpora o sistema de desarenamento e uma superior, destinada à operação dos equipamentos, nomeadamente a sala de comando e os motores das bombas. O piso térreo está à cota do terreno exterior permitindo o acesso a veículos pesados.

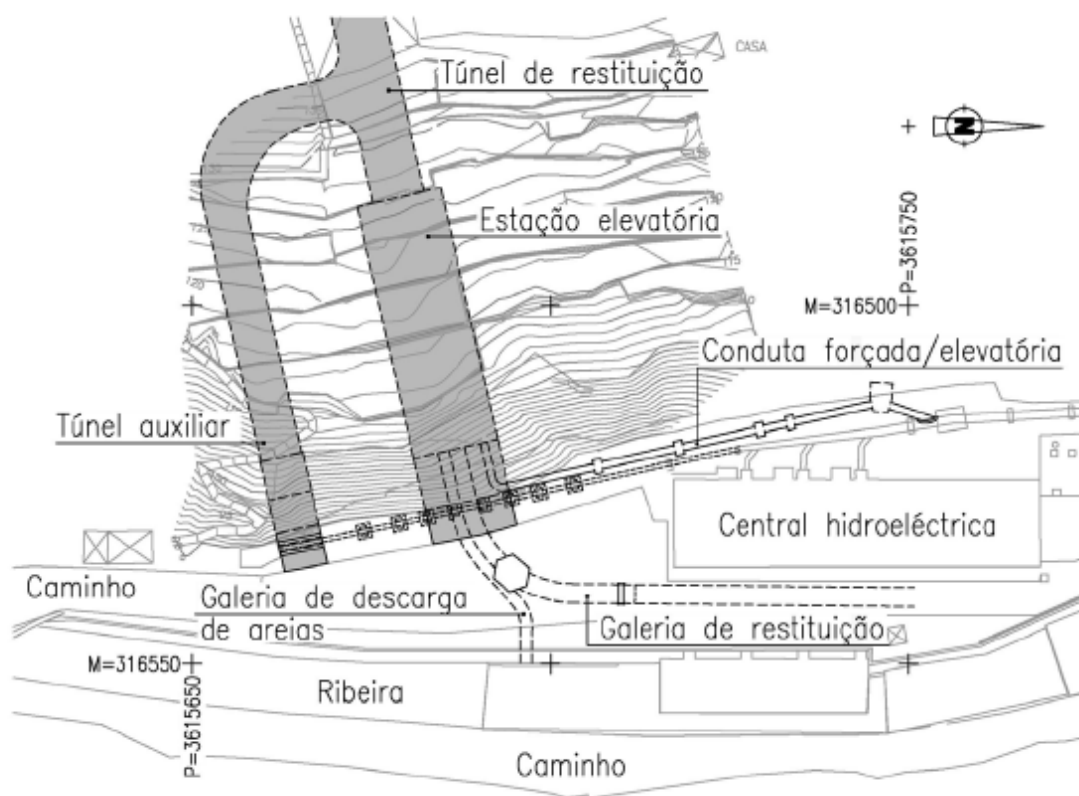


Figura 2.14 – Esquema da central (Almeida e Sousa et al., 2014)

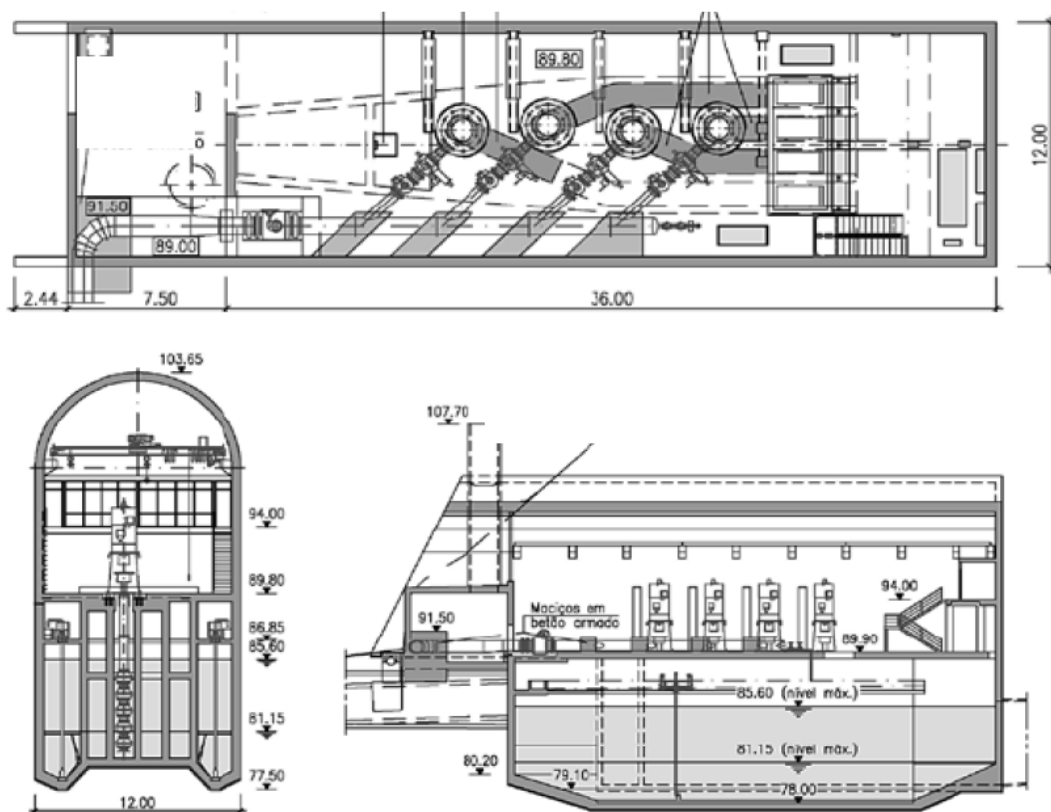


Figura 2.15 – Esquema da galeria da estação elevatória (Ramos, 2014)



Figura 2.16 – Grupos elevatórios e válvula de segurança (Ramos, 2014)

A inovação presente neste projeto prende-se com a maneira como é feita a reversibilidade, que normalmente recorre a turbinas de reacção do tipo Francis. No entanto, neste caso o elevado desnível (460 metros) obriga à utilização de turbinas Pelton as quais não têm capacidade de efectuar reversibilidade. Assim a única alternativa encontrada para solucionar o problema foi a construção de uma estação elevatória. Uma vez que tal nunca tinha sido tentado, pelo menos em Portugal, para um desnível e um caudal desta ordem de grandeza, existiam dúvidas sobre a viabilidade do projeto, tendo este avançado mais devido à necessidade de garantir uma reserva estratégica de energia e água, que propriamente por incremento da valia produtiva da central.

Após a entrada em serviço, esta provou ser uma mais valia, tendo os objetivos iniciais do projeto sido atingidos, pelo que a EEM, lançou posteriormente um projeto para efectuar uma adaptação semelhante ao sistema de fins múltiplos da Calheta, sistema esse de dimensões muito superiores a este.

3 MODELAÇÃO DA OPERAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS REVERSÍVEIS

3.1 Introdução

Na operação de aproveitamentos hidroelétricos reversíveis, os encargos mais significativos, prendem-se com as operações de bombagem. Em geral estas operações são controladas, por sistemas que medem o nível de água nos reservatórios, procedendo ao arranque das bombas quando esse nível atinge no reservatório superior uma cota mínima pré-estabelecida. Sendo o preço do kW.h variável ao longo do dia, o arranque automático das bombas pode coincidir com o período em que o seu preço é mais elevado.

A modelação da operação de aproveitamentos hidroelétricos reversíveis pretende evitar precisamente o tipo de situação descrito anteriormente, determinando políticas de exploração que permitam o arranque dos sistemas de bombagem nas horas a que o preço do kW.h é menor, podendo essa modelação ser feita essencialmente através de programação linear ou não linear.

No caso do aproveitamento, descrito nesta dissertação em 2.10.5, a sua operação foi determinada com recurso a programação linear e não linear. Na programação linear, o funcionamento das bombas era limitado às primeiras seis horas do dia, altura em que o preço do kW.h era menor, sendo as restantes dezoito horas reservadas à produção de energia. Este tipo de programação pretende simular a operação habitual efetuada na maioria dos aproveitamentos. Na programação não linear, não foram impostas quaisquer restrições relativamente às horas de funcionamento das bombas e das turbinas, sendo essa escolha determinada pelo modelo, de forma a maximizar a receita. Esta última modelação permitiu uma poupança diária da ordem dos 100 € face à obtida pela modelação linear. (Ramos, 2014)

No caso anterior, o autor do estudo, baseou-se em dados da operacionalidade do aproveitamento pré-existent e comparou a otimização obtida com recurso a uma programação linear e não linear, com a receita real obtida pelo aproveitamento. Idealmente, o operador deveria conhecer todos os parâmetros futuros, afetos à operacionalidade do aproveitamento, nomeadamente as

afluências, consumos de energia, entre outros, de forma a garantir a rentabilidade máxima do mesmo. Na realidade esses elementos são desconhecidos e embora possam ser estimados mediante probabilidades possuem sempre algum grau de incerteza. Para incorporar essas incertezas nos modelos é necessário recorrer a programação estocástica.

Albers propõe na sua tese de bacharelato, um modelo que visa otimizar a exploração de um aproveitamento hidroelétrico reversível, recorrendo a programação estocástica. Com recurso ao software GAMS, aplica-o posteriormente ao aproveitamento de Grande-Dixence Dam, no cantão de Valais na Suíça. (Albers, 06/2011)

O modelo proposto recorre a uma programação não linear e utiliza uma configuração multiperíodo para incorporar as incertezas referidas anteriormente. A introdução dessas incertezas no modelo permite uma simulação mais realista da situação futura, mas dificulta consideravelmente a resolução do modelo. Para ultrapassar as dificuldades de resolução do modelo, recorre a uma configuração multiperíodo onde em cada período ocorrem eventos com determinado grau de incerteza e onde a decisão relativamente ao período seguinte tem por base a melhor decisão tomada no período anterior. Isto além de facilitar consideravelmente a resolução do modelo, permite também aproximar a solução obtida da que pode ser gerada pelo operador, sendo essa diferença tanto menor, quanto melhor forem as estimativas dos parâmetros.

Atualmente, o desenvolvimento da capacidade de processamento dos computadores e dos programas de otimização de recursos, tem incrementado os estudos relativamente a otimização da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos, existindo já *software* comercial com capacidade de resolução de problemas recorrendo a programação estocástica.

Um desses *softwares* de simulação é o PLEXOS® Integrated Energy Model, lançado em 2000, que combina técnicas de programação matemática com modelos de dados, num único mecanismo de simulação totalmente integrado, com uma interface de fácil utilização. (PLEXOS, 2014)

Deane utiliza este programa para efetuar simulações da operação de grandes aproveitamentos hidroelétricos em conjunto com dados históricos do vento, recorrendo à capacidade do programa para resolver modelos com programação estocástica. (Deane et al., 2014)

Resumindo, quando se pretende estudar a viabilidade da reversibilidade num aproveitamento hidroelétrico, os modelos em programação não linear, são uma boa alternativa. Em contrapartida, na determinação do modo mais eficaz de os explorar, dever-se-á recorrer a modelos em programação estocástica.

3.2 Construção do modelo

3.2.1 Considerações gerais

O presente modelo foi desenvolvido com o intuito de investigar a viabilidade económica da adição de reversibilidade a pequenos aproveitamentos hidroelétrico pré-existentes.

Nos últimos anos, o valor pago pelo kW.h aos pequenos produtores de energia, tem vindo a decrescer, em especial no que se refere à energia de origem hídrica, o que tem levado a uma redução significativa das receitas obtidas por estes aproveitamentos, agravada pelo fato de muitos deles dependerem apenas das afluências naturais para produzirem eletricidade.

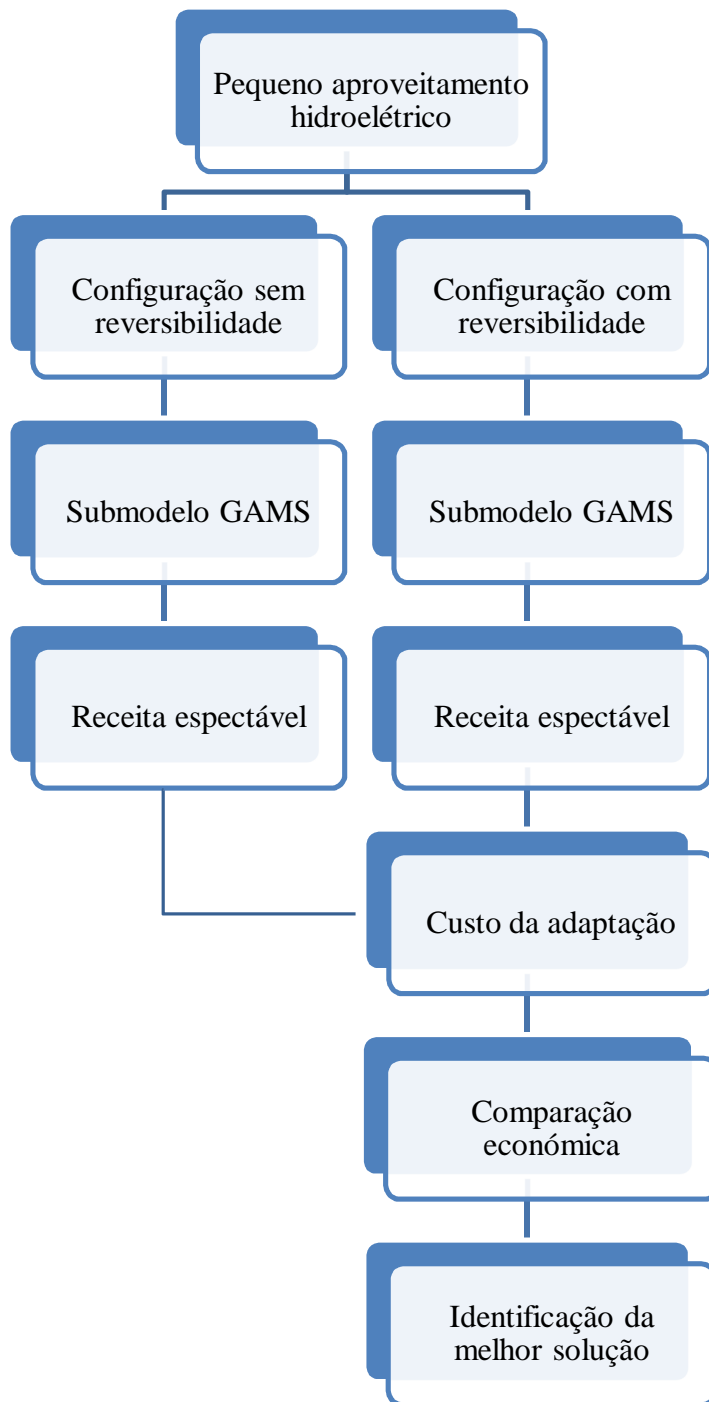
Se inicialmente somos impelidos a afirmar que existindo possibilidade de tornar um aproveitamento praticamente independente das afluências naturais ele será certamente ser mais rentável por poder trabalhar mais tempo, o caso não é assim tao simples, uma vez que existem diversos fatores a ter em conta. De entre esses fatores, destacam-se os custos da energia e dos equipamentos necessários à elevação do um determinado volume de água.

Na sua visão mais geral o “modelo” engloba a otimização da operação (submodelo escrito em linguagem GAMS), mas também um conjunto de outros aspetos tais como o custo dos equipamentos, o custo das obras necessários à adaptação do aproveitamento para a função de reversibilidade e a correspondente análise económica.

Foi também necessário averiguar o período mínimo de funcionamento em modo de turbinamento e de bombagem, de forma a estabelecer o passo de discretização temporal. Sendo variadas as situações passíveis de consumir tempo na operação de um aproveitamento hidroelétrico reversível, de que são exemplo a atuação de válvulas, distribuidores e equipamentos elétricos para realizar o arranque e a paragem dos grupos reversíveis funcionando sempre do mesmo modo ou então para realizar a mudança de funcionamento (ASCE/EPRI, 1989), considerou-se adequada uma discretização em períodos de 60 minutos. Assume-se portanto que qualquer decisão de arranque ou paragem de um grupo terá um período de vigência de 1 hora.

Tendo em conta os fatores enunciados anteriormente, o modelo desenvolvido nesta dissertação pretende então fazer uma primeira análise sobre a viabilidade de adicionar reversibilidade a um

PAH pré-existente, efetuando o cálculo da receita obtida pela venda da energia hidroelétrica produzida, com e sem recurso à reversibilidade, através do submodelo matemático, resolvido com recurso ao *software* GAMS, levando também em conta os correspondentes custos de aquisição dos equipamentos e de adaptação do aproveitamento, consoante se pode observar no esquema que se segue.



3.2.2 Formulação do submodelo de otimização

O submodelo de otimização, escrito em GAMS, foi desenvolvido com vista a determinar “as políticas ótimas de operação” para um ano hidrológico. Devido à existência de funções não lineares e de variáveis binárias, o problema foi abordado recorrendo à Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP).

As perdas de carga no circuito hidráulico são determinadas pela fórmula de Darcy-Weisbach.

De seguida descreve-se e explica-se o submodelo desenvolvido.

3.2.2.1 Função objetivo

A função objetivo a maximizar é:

$$R = \sum_{i=1}^N V_{t_i} \cdot (\Delta H_i - PC_{t_i}) \cdot \eta_t \cdot \gamma \cdot t_{f_i} \cdot C_{kW.h_i} - V_{b_i} \cdot (\Delta H_i + PC_{b_i}) \cdot \frac{1}{\eta_b} \cdot \gamma \cdot t_{f_i} \cdot C_{kW.h_i} \quad [3.1]$$

R	Receita total obtida pelo aproveitamento hidroelétrico
N	Número de instantes temporais em que o ano foi discretizado
V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
ΔH_i	Desnível geométrico entre os reservatórios no instante temporal i
PC_{t_i}	Perda de carga no circuito em turbinamento no instante temporal i
η_t	Rendimento da turbina
γ	Constante associada ao peso volúmico da água
t_{f_i}	Tempo de funcionamento em horas
$C_{kW.h_i}$	Custo do kW.h no instante temporal i
V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i
PC_{b_i}	Perda de carga no circuito em bombeamento no instante temporal i
η_b	Rendimento da bomba

A receita obtida pela função objetivo vem expressa em euros, efetuando-se para tal, o somatório da receita em cada período temporal, onde são admitidas condições de regime permanente. É constituída por duas parcelas distintas, sendo a primeira referente à receita obtida devido ao

turbinamento e a segunda aos gastos com a energia necessária para efetuar a operação de bombagem entre o reservatório inferior e o superior. Em seguida far-se-á uma descrição pormenorizada de cada uma das parcelas descritas anteriormente.

Na primeira parcela, o volume turbinado no instante i multiplica pela queda útil, que é dada para o caso da turbina pela subtração entre o desnível geométrico e a perda de carga no circuito hidráulico. Multiplicando a expressão pelo rendimento da turbina e pelo peso volúmico da água (em kN/m^3) obtém-se a potência em kW. Multiplicando novamente o resultado anterior pelo tempo de funcionamento em horas, obtém-se a energia produzida em kW.h, o qual ao multiplicar pelo custo do kW.h, permite obter o valor da receita gerada pelo turbinamento.

Na segunda parcela, correspondente ao custo associado à operação de bombagem, o volume bombeado no instante i multiplica pela altura total de elevação, que é dada para o caso da bomba pela soma entre o desnível geométrico e a perda de carga no circuito hidráulico. Multiplicando a expressão pelo inverso do rendimento da bomba e pelo peso volúmico da água (em kN/m^3) obtém-se a potência em kW. Multiplicando novamente o resultado anterior pelo intervalo de tempo de funcionamento em horas, obtém-se a energia gasta em kW.h, o qual ao multiplicar pelo custo do kW.h, permite obter o custo da operação de bombagem.

3.2.2.2 Restrições

$$V_{t_i} \geq V_{\min_t} \cdot Y_{t_i} \quad [3.2]$$

V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
V_{\min_t}	Volume mínimo necessário para operar a turbina
Y_{t_i}	“Interruptor” binário associado à turbina no instante temporal i

Esta restrição impõe o volume mínimo admitido na turbina no intervalo de tempo i . A função é posteriormente multiplicada por um “interruptor” binário com a função de ligar ou desligar a turbina nesse instante temporal.

$$V_{t_i} \leq V_{\max_t} \cdot Y_{t_i} \quad [3.3]$$

V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
V_{\max_t}	Volume máximo admitido pela turbina
Y_{t_i}	“Interruptor” binário associado à turbina no instante temporal i

Esta restrição impõe o volume máximo admitido na turbina no intervalo de tempo i . A função é posteriormente multiplicada por um “interruptor” binário com a função de ligar ou desligar a turbina nesse instante temporal.

$$V_{b_i} \geq V_{\min_b} \cdot Y_{b_i} \quad [3.4]$$

V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i
V_{\min_b}	Volume mínimo necessário para operar a bomba
Y_{b_i}	“Interruptor” binário associado à bomba no instante temporal i

Esta restrição impõe o volume mínimo admitido na bomba no intervalo de tempo i . A função é posteriormente multiplicada por um “interruptor” binário com a função de ligar ou desligar a bomba nesse instante temporal.

$$V_{b_i} \leq V_{\max_b} \cdot Y_{b_i} \quad [3.5]$$

V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i
V_{\max_b}	Volume máximo admitido pela bomba
Y_{b_i}	“Interruptor” binário associado à bomba no instante temporal i

Esta restrição impõe o volume máximo admitido na bomba no intervalo de tempo i . A função é posteriormente multiplicada por um “interruptor” binário com a função de ligar ou desligar a bomba nesse instante temporal.

$$Y_{t_i} + Y_{b_i} \leq 1 \quad [3.6]$$

Y_{t_i}	“Interruptor” binário associado à turbina no instante temporal i
Y_{b_i}	“Interruptor” binário associado à bomba no instante temporal i

Esta restrição tem unicamente por objetivo impedir o funcionamento em simultâneo da turbina e da bomba, uma vez que para o caso de estudo ao qual se irá aplicar o submodelo apenas existe um circuito hidráulico. Assim torna-se evidente, que para o mesmo período temporal, o aproveitamento apenas poderá efetuar uma das duas operações. A expressão tem ainda de ser

menor ou igual a 1 para poder permitir períodos onde não exista nem turbinamento nem bombagem.

$$V_{fin_i} \geq a (Cota_{min} - b)^c \quad [3.7]$$

V_{fin_i}	Volume final na albufeira no instante temporal i
a, b, c	Parâmetros da curva de volumes armazenados da albufeira
$Cota_{min}$	Cota mínima a que é possível explorar a albufeira

Esta restrição obriga a que o volume final na albufeira em cada instante temporal i, seja superior à cota mínima a que é possível explorar a albufeira, cota essa previamente introduzida pelo utilizador e convertida num volume pela curva de volumes armazenados do aproveitamento hidroelétrico em causa.

$$V_{fin_i} \leq a (Cota_{max} - b)^c \quad [3.8]$$

V_{fin_i}	Volume final na albufeira no instante temporal i
a, b, c	Parâmetros da curva de volumes armazenados da albufeira
$Cota_{max}$	Cota máxima a que é possível explorar a albufeira

Simétrica da equação [3.7], esta restrição obriga a que o volume final na albufeira em cada instante temporal i, seja inferior à cota máxima a que é possível explorar a albufeira, cota essa previamente introduzida pelo utilizador e convertida num volume pela curva de volumes armazenados do aproveitamento hidroelétrico em causa.

$$V_{final} \geq a (Cota_{ini} - b)^c \quad [3.9]$$

V_{final}	Volume final da simulação
a, b, c	Parâmetros da curva de volumes armazenados da albufeira
$Cota_{ini}$	Cota a que se inicia a simulação da exploração da albufeira

Esta restrição obriga a que o volume de água contido na albufeira no final da simulação do ano hidrológico seja maior ou igual ao volume com que a simulação se iniciou. A sua adição ao programa é necessária para garantir uma simulação da operação realística, obrigando o

programa a otimizar as afluições e os períodos de bombagem de forma a garantir que a receita obtida não é efetuada com base no esvaziamento da albufeira.

$$V_{fin_i} = V_{ini_i} + V_{aft_i} + V_{b_i} - V_{t_i} - D_{f_i} - D_{c_i} \cdot r_i \quad [3.10]$$

V_{fin_i}	Volume na albufeira no final do instante temporal i
V_{ini_i}	Volume na albufeira no início do instante temporal i
V_{aft_i}	Volume afluente à albufeira no instante temporal i
V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i
V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
D_{f_i}	Descarga de fundo no instante temporal i
D_{c_i}	Descarga de cheia no instante temporal i
r_i	Parâmetro que funciona como “interruptor” no instante temporal i

Esta equação efetua o balanço hídrico no instante final de cada período temporal i.

O volume no final do período temporal i é igual ao volume no início desse período ao qual se soma o volume afluente à albufeira e o volume bombeado para a albufeira e se subtrai o volume turbinado o volume correspondente à descarga de fundo e o volume correspondente à descarga de cheia. A descarga de cheia por sua vez é multiplicada por um parâmetro (r_i) que funciona como interruptor, que liga a descarga de cheia apenas quando a cota na albufeira atinge o valor mínimo que permite o seu funcionamento. Este procedimento foi adotado uma vez que na generalidade dos PAH os caudais de cheia são evacuados através de um descarregador de superfície.

$$r_i = \frac{(C_{ini_i} - C_{min_{ch}}) + |C_{ini_i} - C_{min_{ch}}|}{2 \cdot |C_{ini_i} - C_{min_{ch}} + 0.0001|} \quad [3.11]$$

C_{ini_i}	Cota no instante inicial do período temporal i
$C_{min_{ch}}$	Cota mínima do descarregador de cheia

Esta equação permite criar um “interruptor” que liga ou desliga o descarregador de cheia, consoante o valor da função seja aproximadamente 1 ou 0, respetivamente.

$$D_{fi} \geq V_{eco} \quad [3.12]$$

D_{fi}	Descarga de fundo no instante temporal i
V_{eco}	Volume ecológico

Esta equação impõe que em cada período temporal i, a descarga de fundo mínima seja sempre maior ou igual à descarga ecológica.

$$D_{fi} \leq V_{maxdf} \quad [3.13]$$

D_{fi}	Descarga de fundo no instante temporal i
V_{maxdf}	Volume máximo que a descarga de fundo permite descarregar

Esta equação impõe que o volume descarregado pela descarga de fundo em cada período temporal i, seja menor ou igual ao volume máximo permitido pela descarga de fundo. Não se utiliza uma lei de vazão, devido à dificuldade de convergência que tal introduziria no submodelo, como mais tarde se viria a confirmar, por não existirem vantagens significativas à representação do problema no submodelo.

$$D_{ci} \leq V_{maxdc} \cdot r_i \quad [3.14]$$

D_{ci}	Descarga de cheia no instante temporal i
V_{maxdc}	Volume máximo que a descarga de cheia permite descarregar
r_i	Parâmetro que funciona como “interruptor” no instante temporal i

Esta equação fornece um limite ao volume máximo que é possível libertar pelo descarregador de cheia. É multiplicada pelo interruptor (r_i) para impedir o programa de efetuar descargas sem significado físico, isto é, descargas em situações em que a cota da água está abaixo da cota da crista da soleira do descarregador de cheias. Mais uma vez, optou-se por não utilizar uma lei de vazão dada a dificuldade de convergência que iria introduzir, sem ganhos significativos na representação do problema ao nível do submodelo.

$$\Delta H_i = C_{ini_i} - Cota_{inf_i} \quad [3.15]$$

ΔH_i	Desnível geométrico entre os reservatórios no instante temporal i
C_{ini_i}	Cota no instante inicial do instante temporal i
$Cota_{inf_i}$	Cota do reservatório inferior durante o instante temporal i

Esta equação fornece o desnível geométrico entre a cota da albufeira no início de cada período temporal i e a cota do reservatório inferior. Na generalidade dos PAH não existe um contraembalse pelo que a cota do reservatório inferior é considerada a do meio recetor natural cuja evolução ao longo do ano é considerada exógena ao problema.

$$PC_{t_i} = \sum_{s=1}^P \frac{8 \cdot f \cdot L_s}{g \cdot \pi^2 \cdot D_s^5} \cdot Q_t^2 \quad [3.16]$$

PC_{t_i}	Perda de carga no circuito em turbinamento no instante temporal i
P	Número de troços da conduta
f	Coefficiente de Darcy-Weisbach
L_s	Comprimento de cada troço de conduta
g	Aceleração da gravidade
D_s	Diâmetro de cada troço de conduta
Q_t	Caudal turbinado

Esta equação fornece o somatório da perda de carga nos diferentes troços do circuito hidráulico quando este se encontra em turbinamento, sendo esta dada pela fórmula de Darcy-Weisbach, onde (s) representa os diversos troços do circuito.

$$PC_{b_i} = \sum_{s=1}^P \frac{8 \cdot f \cdot L_s}{g \cdot \pi^2 \cdot D_s^5} \cdot Q_b^2 \quad [3.17]$$

PC_{b_i}	Perda de carga no circuito em bombagem no instante temporal i
P	Número de troços da conduta
f	Coefficiente de Darcy-Weisbach
L_s	Comprimento de cada troço de conduta

g	Aceleração da gravidade
D_s	Diâmetro de cada troço de conduta
Q_b	Caudal bombeado

Esta equação fornece o somatório da perda de carga nos diferentes troços do circuito hidráulico quando este se encontra em bombagem, sendo esta dada pela fórmula de Darcy-Weisbach, onde (s) representa os diversos troços do circuito.

3.2.3 Simplificação do submodelo de otimização

Após a conclusão do submodelo em programação MINLP, verificou-se que ele era demasiado ambicioso para as capacidades de processamento disponíveis, levando demasiado tempo a obter resultados, quando os obtinha. Assim decidiu-se simplificá-lo, alterando-o para Programação Não Linear (NLP). Esta simplificação embora acarrete perdas de controlo sobre determinados parâmetros, permite obter bons resultados para a análise pretendida.

Uma das maiores implicações de passar de uma programação MINLP para NLP, prende-se com a impossibilidade de utilizar variáveis binárias, o que dificulta a programação, ao tornar mais complexa a criação de “interruptores” alocados a equações e variáveis.

A ausência de “interruptores” binários impossibilita a existência de equações que regulem o caudal mínimo admitido nos equipamentos, pois as restrições de maior ou igual, presentes nesse tipo de equações, implica o funcionamento contínuo dos equipamentos. Analisando o problema optou-se por retirar essas equações do submodelo, pois sendo este um problema de maximização com um tarifário variável afeto à função objetivo, a tendência será sempre agrupar os caudais a turbinar e a bombear nos períodos mais favoráveis, ficando assim dispensada a necessidade de equações que limitem os caudais mínimos admitidos por esses equipamentos.

Em seguida, serão descritas e comentadas as alterações às restrições do submodelo, referindo-se as equações eliminadas e as alterações efetuadas às restantes. A função objetivo permanece inalterada uma vez que não possuía nenhum parâmetro binário associado.

Devido ao exposto são eliminadas as equações [3.2] e [3.4]. Por sua vez, as equações [3.3] e [3.5] assumem a seguinte forma respetivamente.

$$V_{t_i} \leq V_{\max_t} \quad [3.18]$$

V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
V_{\max_t}	Volume máximo admitido pela turbina

$$V_{b_i} \leq V_{\max_b} \quad [3.19]$$

V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i
V_{\max_b}	Volume máximo admitido pela bomba

Ainda, devido à impossibilidade de utilizar “interruptores” binários no submodelo NLP, a equação [3.6] que impedia o funcionamento simultâneo da turbina e da bomba, recorrendo a variáveis binárias, teve de ser alterada. Em sua substituição, surge a equação [4.20], que ao obrigar a que o produto entre o volume turbinado e o volume bombeado seja nulo, obtêm o mesmo resultado, permitindo apenas um de três cenários. O primeiro é o volume turbinado ser nulo, o segundo o volume bombeado ser nulo e o terceiro ambos os volumes serem nulos.

$$V_{t_i} \cdot V_{b_i} = 0 \quad [3.20]$$

V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i

As equações [3.7], [3.8] e [3.9] mantêm-se inalteradas.

Na equação [3.10] foi necessário proceder a mais uma alteração. Na sequência do exposto anteriormente o “interruptor” (r_i), afeto à descarga de cheia, invalidava a resolução do submodelo. No entanto, neste caso, tratando-se o programa de uma maximização da receita hidroelétrica a descarga de cheia traduz-se para o programa numa perda de capacidade produtiva, o que leva o programa a considerá-la nula, utilizando-a apenas quando as aflúncias são superiores à capacidade de armazenamento da albufeira e as turbinas já se encontram a trabalhar com o caudal máximo. Sendo também, em geral, os caudais de cheia dos anos hidrológicos utilizados para simular a receita média da operação, muito inferiores à capacidade máxima do descarregador de cheia, podemos assumir a simplificação de considerar que existirá sempre capacidade de descarregar toda a água em excesso. Assim a equação [3.10] assume a forma presente na equação [3.21].

$$V_{fin_i} = V_{ini_i} + V_{aft_i} + V_{b_i} - V_{t_i} - D_{f_i} - D_{c_i} \quad [3.21]$$

V_{fin_i}	Volume na albufeira no final do instante temporal i
V_{ini_i}	Volume na albufeira no início do instante temporal i
V_{aft_i}	Volume afluente à albufeira no instante temporal i
V_{b_i}	Volume bombeado no instante temporal i
V_{t_i}	Volume turbinado no instante temporal i
D_{f_i}	Descarga de fundo no instante temporal i
D_{c_i}	Descarga de cheia no instante temporal i

A equação [3.11] é eliminada.

As equações [3.12] e [3.13] permanecem iguais.

A equação [3.14], devido à eliminação da equação [3.11], pelo exposto anteriormente, deixa de ter o “interruptor” (r_i) afeto ao volume máximo do descarregador de cheia.

$$D_{c_i} \leq V_{max_{dc}} \quad [3.22]$$

D_{c_i}	Descarga de cheia no instante temporal i
$V_{max_{dc}}$	Volume máximo que a descarga de cheia permite descarregar

A equação [3.15] permanece igual.

Finalmente outra simplificação foi a eliminação das equações [3.16] e [3.17], devido à capacidade de memória disponível. Em concreto a resolução do submodelo proposto, com a perda de carga obtida pela fórmula de Darcy-Weisbach, implicava a utilização de um espaço de 3 500 Mbytes, sendo que a versão do programa utilizada, apenas permite que se aloquem 1 800 Mbytes. Assim sendo, para contornar esse problema optou-se por calcular manualmente essa perda de carga através da fórmula de Darcy-Weisbach e introduzi-la posteriormente no programa como um escalar, diferenciando-se as perdas do circuito quando este se encontra em turbinamento ou em bombagem. Deste modo, obtém-se a perda de carga máxima que pode ocorrer no circuito.

Embora na realidade esse valor possa ser inferior, encontra-se pelo lado da segurança, pois quanto menor a perda de carga maior será a receita obtida pelo aproveitamento.

4 RESOLUÇÃO DO SUBMODELO

O GAMS é um sistema de modelação e otimização matemática em linguagem de alto-nível, que em programação designa uma linguagem que se aproxima mais da humana que da binária, utilizada pelas máquinas. Feito sob medida para aplicações de modelação complexa em larga escala, permite criar grandes modelos sustentáveis que podem ser adaptados rapidamente a novas situações (GAMS, 2014).

Foi inicialmente desenvolvido por técnicos do Banco Internacional para a Reconstrução e Desenvolvimento, referido geralmente como Banco Mundial, através do Comitê de Pesquisa do Banco. Assim não será de estranhar o facto de ter sido inicialmente desenvolvido para resolver problemas de redução de custos e ainda hoje ser bastante utilizado por economistas matemáticos. É essencialmente virado para a otimização de recursos e minimização de custos.

4.1 Tipos de modelos suportados

LP	Programação Linear
MIP	Programação Inteira Mista
NLP	Programação Não Linear
MCP	Problemas de Complementaridade Mistos
MPEC	Programas Matemáticos com Restrições de Equilíbrio
CNS	Sistemas Não Lineares Restritos
DNLP	Programação Não Linear com Derivadas Descontínuas
MINLP	Programação Não Linear Inteira Mista
QCP	Programas com Restrições Quadráticas
MIQCP	Programas com Restrições Quadráticas Inteiras Mistas

4.2 Solvers para modelos NLP

O GAMS disponibiliza diversos solvers, que permitem a resolução dos vários tipos de modelos suportados. Para modelos NLP existem três famílias de algoritmos disponíveis: CONOPT, MINOS e SNOPT. Todos eles procuram um ótimo local, baseando-se para tal em algoritmos matemáticos diferentes, o que por sua vez, leva a diferenças comportamentais na maioria dos modelos.

A dificuldade em prever o algoritmo mais adequado à resolução de um determinado modelo, impede o GAMS de efetuar essa seleção automaticamente. Assim é recomendado que o modelador faça uma simulação com os solvers disponíveis e escolha aquele que mais se adequar ao modelo a resolver.

O CONOPT foi pensado para modelos com várias restrições não lineares, bem como para dar resposta aos modelos em que o MINOS tem problemas em manter a viabilidade das soluções. Em contrapartida para modelos com poucas restrições não lineares é recomendado o MINOS ou o SNOPT. (GAMS, 2012)

O CONOPT é então especialmente indicado para modelos grandes e dispersos, com várias restrições não lineares onde as restrições e as variáveis possuem um número aproximado. Foi desenvolvido partindo do princípio que o modelo é disperso, isto é, a maioria das funções depende apenas de um pequeno número de variáveis. Este solver já permitiu resolver modelos NLP com mais de 20 000 equações, encontrando-se disponível em três versões: CONOPT 1, CONOPT 2 e CONOPT 3 e embora as duas primeiras já não se encontrem em desenvolvimento ainda se podem utilizar. No entanto desde a versão 21.0 do GAMS, apenas o solver CONOPT 3 vem pré-instalado. (GAMS, 2012)

O CONOPT 3 surgiu da necessidade de permitir a resolução de modelos em que o número de variáveis é muito superior ao de restrições, recorrendo, para tal, à utilização de segundas derivadas, o que torna o processo de convergência substancialmente mais rápido que no MINOS e no SNOPT. Possui ainda um passo de pré-processamento, onde as equações que podem ser resolvidas independentemente, são resolvidas e retiradas do modelo, passando as variáveis intermédias automaticamente para a função objetivo.

O CONOPT está ainda preparado para que a maioria dos modeladores não tenha de se preocupar com detalhes do algoritmo tais como a escolha de subcomponentes ou tolerâncias, pois ajusta-se dinamicamente de acordo como as informações do modelo.

A resolução de funções não diferenciáveis é também permitida, mas neste caso a convergência não se encontra garantida, surgindo muitas vezes as mensagens de erro “Convergence too slow” (convergência demasiado lenta) ou “No change in objective although the reduced gradient is greater than tolerance” (nenhuma mudança na função objetivo sem que o gradiente de redução seja maior que a tolerância), que indicam que o solver terminou, sem encontrar o ótimo. Nestes casos é recomendado que o modelador tente alterar o modelo ou experimente outro solver.

O MINOS, permite resolver modelos lineares e não-lineares do tipo LP, NLP e DNLP, sendo especialmente indicado para a resolução de otimizações de larga escala. Tal como os outros dois, procura um ótimo local e devido à formulação matemática que utiliza na resolução dos modelos implica a existência de primeiras derivadas. Este solver será explicado mais detalhadamente no subcapítulo 4.3. (GAMS, 2012)

O SNOPT permite a resolução de modelos em programação linear e não-linear, aplicando no primeiro caso o método simplex primal e no segundo um método sequencial de programação quadrática. Se apenas a função objetivo for não-linear o problema é linearmente restrito (LC) e é de resolução mais célere que o caso onde existe não-linearidade nas restrições (NC). (GAMS, 2012)

Em geral o SNOPT requer menos computação matricial que o MINOS, sendo apropriado para resolver modelos com milhares de restrições e variáveis, aumentando a eficiência quanto menor for o número de restrições não-lineares e os graus de liberdade da solução. No entanto a atual versão do solver não tem qualquer limite quanto ao número de graus de liberdade do modelo.

Para o submodelo matemático proposto no subcapítulo 4.3 foi efetuada uma simulação com cada um dos solvers anteriormente descritos. Todos eles conseguiram encontrar o mesmo ótimo, variando apenas o tempo de resolução, cujo valor em minutos é apresentado no quadro 4.1.

Solver	Tempo de resolução (minutos)
CONOPT	26
MINOS	26
SNOPT	45

Quadro 4.1 – Tempo em minutos de resolução do submodelo proposto

4.3 Solver utilizado na resolução do submodelo

Na resolução do submodelo NLP, tendo em conta o apresentado no quadro 4.1, foi decidido utilizar o solver MINOS.

O MINOS foi, como já referido, desenvolvido para encontrar o ótimo local e devido à formulação matemática que utiliza na resolução dos modelos implica a existência de primeiras derivadas. Para garantir que o ótimo encontrado pelo programa seja o ótimo global, a função objetivo e as funções de restrição devem ser convexas, na região definida pelas restrições e pelos limites das variáveis. Caso contrário podem ser adotados procedimentos para testar a “globalidade” do ótimo local, como por exemplo lançar o processo de convergência a partir de distintas zonas do domínio e verificar se a solução ótima permanece inalterada.

O MINOS é especialmente indicado para a resolução de otimizações de larga escala, expressas na forma:

$$(NLP) \quad \text{Minimizar}_{x,y} \quad F(x) + c^T x + d^T y \quad [4.1]$$

$$\text{Sujeita a: } f(x) + A_1 y \sim b_1 \quad [4.2]$$

$$A_2 x + A_3 y \sim b_2 \quad [4.3]$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \quad [4.4]$$

c, d, b_1, b_2, l, u	Vetores
A_1, A_2, A_3	Matrizes constantes
$F(x)$	Função escalar
$f(x)$	Vetor
\sim	Sinal $\leq, =, \geq$, que em GAMS é $= L =, = E =, = G =$, respetivamente
x	Variáveis não-lineares
y	Variáveis lineares

Onde:

A equação [4.1] representa a função objetivo.

A equação [4.2] representa as constantes não-lineares e a equação [4.3] as constantes lineares. Ambas são o que se designa por restrições globais.

A equação [4.4] representa os limites superiores e inferiores de todas as variáveis. Algumas variáveis podem não ser inicialmente limitadas, sendo que posteriormente o MINOS as transforma em menos infinito ($-INF$) e mais infinito ($+INF$) a fim de criar um limite para todas as variáveis.

Quando uma das restrições é não-linear, o MINOS utiliza um algoritmo lagrangiano, na resolução do modelo, recorrendo para tal, a uma sequência de iterações, cada uma delas requerendo a resolução de um subproblema linear constante. Cada subproblema contém uma versão linearizada das restrições não lineares, as restrições lineares e os limites originais. (GAMS, 2012)

5 CASO DE ESTUDO

O aproveitamento hidroelétrico do Catapereiro, figura 5.1, localiza-se na freguesia de Numão, concelho de Vila Nova de Foz Côa, distrito da Guarda (INAG, 2014), tendo sido contruído sobre a Ribeira da Teja, no lugar que lhe dá o nome. O promotor foi a Fozcôainvest, Empreendimentos Imobiliários e Turísticos, S.A. Foi projetado em 1992 e concluído em 1999.



Figura 5.1 – Barragem e albufeira do Catapereiro (ENERSIS, 2014)

É constituído por uma barragem em betão de gravidade com curvatura ligeira, com uma altura acima da fundação de 37,5 m dos quais 33,5 m são acima da cota do terreno. O coroamento tem uma cota de 430,1 m e um comprimento de 134,4 m, sendo a cota da crista da soleira de 427,5 m.

A albufeira inunda uma área de 435 000 m², retendo um volume de 4 085 300 m³ em pleno armazenamento. Desse volume 85 300 m³ correspondem a volume morto, o que faz com que a

capacidade útil seja de 4 000 000 m³. O nível de pleno armazenamento é atingido a uma cota de 427,5 m e a curva de volume armazenado é dada pela expressão:

$$V = a (Z - b)^c \quad [5.1]$$

V	Volume armazenado na albufeira em m ³
a, c	Parâmetros da expressão
Z	Cota em metros da superfície livre da água na albufeira
b	Cota em metros do fundo da albufeira

Para o caso em estudo a, b e c tomam respetivamente os valores de 44.9, 395 e 3.28.

A barragem tem um caudal de cheia estimado em 248.08 m³/s para um período de retorno de 1 000 anos. Em virtude disso encontra-se dotada de um descarregador de cheia sem controlo localizado no corpo da barragem, a uma cota de 427.50 m, dimensionado para um caudal máximo de descarga de 424 m³/s. Dispõe ainda de uma descarga de fundo através do corpo da barragem materializada por uma conduta circular com 1 m de diâmetro, com comporta a montante e válvula de jato oco a jusante, permitindo um caudal máximo de 15.54 m³/s.

O circuito hidráulico, que se inicia na albufeira do Catapereiro e termina no rio Douro entre as barragens da Valeira e do Pocinho, é constituído por uma conduta circular em aço para o caudal equipado da central, que é de 3 m³/s. A conduta tem um diâmetro nominal de 1.4 m numa extensão de 7 km, findos os quais se encontra uma chaminé de equilíbrio, com um diâmetro de 7 m. Após a chaminé de equilíbrio, encontra-se uma conduta forçada em aço, que se reduz de montante para jusante, com os três diâmetros nominais 1.15, 1.10 e 1.05 m totalizando o comprimento de 900 m. (Catapereiro, 1992)

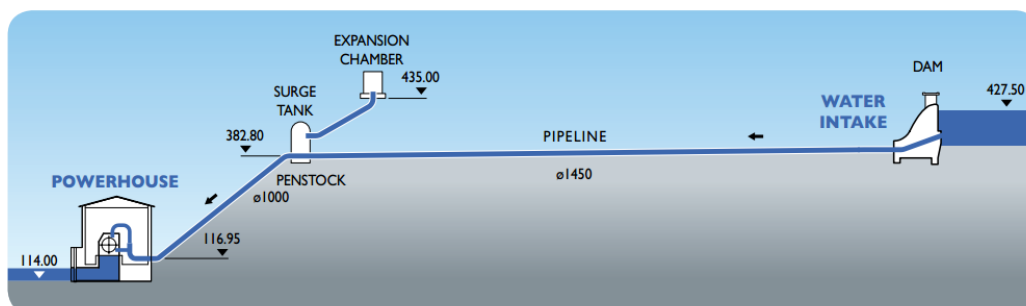


Figura 5.2 – Esquema do circuito hidráulico (ENERSIS, 2014)

Conduta	Diâmetro (m)	Comprimento (m)
Carga	1.45	7 040.50
Forçada	1.15	300.00
Forçada	1.10	300.00
Forçada	1.05	300.00
Total (m)		7 940.50

Quadro 5.1 – Circuito hidráulico

A tomada de água é efetuada à cota de 405 m terminando o circuito hidráulico à cota de 118 m. (Catapereiro, 1992)

A cota mínima e a cota máxima de exploração da albufeira foram retiradas do perfil da barragem, sendo de 405 e 427.5 m respetivamente.

O caudal ecológico da Ribeira da Teja é de 0.09 m³/s. (Monterrosso, 2005)

O caudal máximo admitido pelas turbinas Pelton foi considerado como sendo de 3 m³/s, valor presente no projeto do circuito hidráulico e o seu rendimento de 86 %. (GELL, 2014)

O rendimento total do sistema de bombagem, que será considerado no submodelo desenvolvido para avaliar as possíveis valias da adição de reversibilidade a este aproveitamento, baseou-se nos dados apresentados no quadro 2.1 e confirmado pela BSCD, consoante a figura 6.3. (BSCD, 2014)

Assim foi considerado um rendimento total do sistema de bombagem de 80 %.

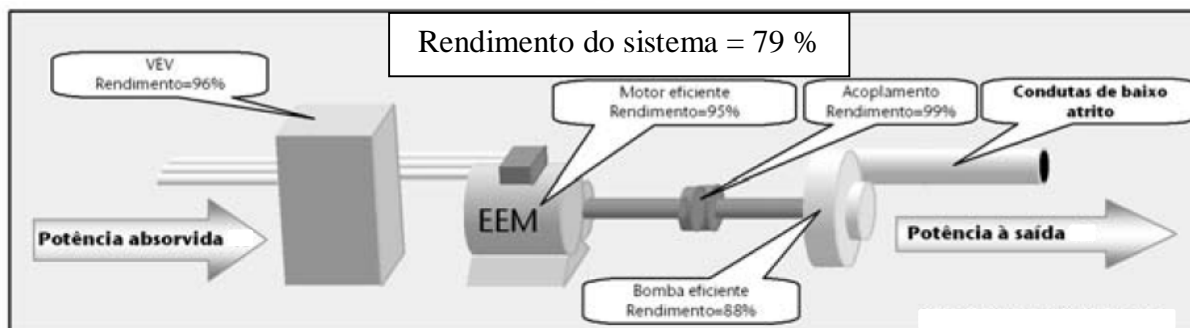


Figura 5.3 – Exemplo de um sistema eficiente de bombagem (BSCD, 2014)

Na figura 5.4 podemos observar a barragem do Catapereiro antes da construção do circuito hidráulico e na figura 5.5 as duas turbinas Pelton, colocadas na central produtora.



Figura 5.4 – Barragem do Catapereiro antes da construção do circuito hidráulico



Figura 5.5 – Turbinas Pelton colocadas no aproveitamento hidroelétrico do Catapereiro

5.1 Parâmetros do submodelo de otimização

As aflúências e o tarifário energético são introduzidos no programa com recurso a ficheiros .txt, a fim de facilitar a sua alteração.

Para as aflúências foram utilizados os dados do estudo preliminar da barragem do Catapereiro. Estes referem-se à serie cronológica de aflúências entre os anos hidrológicos 65/66 e 88/89. Após uma análise das aflúências registadas nesse período foi escolhido o ano hidrológico de 69/70 como o ano representativo das aflúências médias sobre o qual se fará o estudo da viabilidade da adição da reversibilidade ao aproveitamento.

Relativamente ao tarifário energético, considera-se, a título meramente exemplificativo, a tarifa transitória de venda a clientes finais em Alta Tensão, de Janeiro de 2014 do tarifário regulado da EDP. Neste utilizou-se a tarifa de longas durações e períodos I e IV. Nestes períodos efetuou-se ainda a simplificação que consistiu em assumir a distribuição de ciclo diário transitório e horário de inverno considerando apenas as horas de ponta, cheia, vazio e super vazio semanais, criando assim a tarifa para 24 horas de um dia de semana. Esse dia é posteriormente repetido nos restantes 364 dias do ano.

Faz-se ainda referencia, para o facto de que devido à lei da liberalização do mercado energético, já não é possível recorrer aos tarifários regulados para novos contratos de fornecimento de energia. Atualmente, os novos contratos são celebrados mediante proposta apresentada por parte das empresas fornecedoras de energia (EDP, IBERDROLA, AXPO, etc.), a pedido do cliente, o que pode permitir a contratação de um tarifário mais vantajoso que o utilizado na simulação.

5.2 Custo do investimento

A adição da possibilidade de efetuar reversibilidade no aproveitamento hidroelétrico do Catapereiro implica naturalmente custos de investimento, existindo para tal, duas possibilidades distintas:

- ✚ Substituir as turbinas Pelton, por grupos reversíveis.
- ✚ Adicionar grupos elevatórios mantendo as turbinas Pelton:
 - Construindo um novo circuito hidráulico para a bombagem.
 - Mantendo o atual circuito.

A primeira possibilidade, relativa à substituição das turbinas Pelton por grupos reversíveis, foi descartada logo de início, tendo em conta o elevado investimento que teria de ser feito, acrescido de se ter de inutilizar as turbinas que já lá se encontram, sendo estas máquinas de elevado custo.

A segunda possibilidade subdividia-se ainda em duas, com a possibilidade da construção de um novo circuito a ser posta de parte uma vez que o circuito hidráulico tem de ter 7940.50 m, o que iria implicar um gasto significativo com as condutas. Assim a escolha recaiu sobre a colocação de grupos elevatórios utilizando o circuito já existente, funcionando em intermitência com as turbinas.

A determinação dos custos dos equipamentos e da construção civil necessários para tornar possível tal operação podem ser obtidos pelas expressões: (Gomes, 2010)

✚ Para caudais superiores a 20 l/s propõe as seguintes expressões:

$$\text{Equipamento : } CE_q = 1\,317 * Q^{0.769} * H^{0.184} + 2\,092 * (Q * H)^{0.446} \quad [5.2]$$

$$\text{Construção Civil : } CC_C = 39\,904 + 374 * Q + 0.15 * Q * H \quad [5.3]$$

Q	Caudal bombeado em (l/s)
H	Altura de elevação em (m)

Pela soma das equações [5.2] e [5.3] podemos obter o custo global de construção civil e equipamentos, podendo calcular-se o correspondente valor anualizado uma vez, definida a duração e a taxa de atualização, como apresentado em: (Almeida, 2007)

$$A = C_g \frac{t_a(1 + t_a)^n}{(1 + t_a)^n - 1} \quad [5.4]$$

A	Valor anualizado de C_g
C_g	Custo global
t_a	Taxa de atualização
n	Número de anos

6 ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

6.1 Processo de cálculo

A política ótima de operação do caso de estudo (Catapereiro) foi determinada através do submodelo descrito no subcapítulo 3.3, utilizando o ano hidrológico de 69/70, para simular as afluências de um ano hidrológico médio tipo.

O volume inicial da albufeira foi determinado automaticamente pelo submodelo GAMS de forma a otimizar a receita, tendo os restantes parâmetros já sido descritos no caso de estudo (capítulo 5).

Tendo em conta as incertezas relativas a alguns parâmetros utilizados, efetuaram-se algumas análises de sensibilidade a fim de aferir a influência de determinados parâmetros nos resultados obtidos.

6.2 Validação do submodelo GAMS

A fim de averiguar se o submodelo GAMS traduzia corretamente a realidade, foram efetuados dois teste, que consistiram em considerar um ano de afluências nulas à albufeira e outro ano com afluências constantes iguais ao caudal máximo turbinável.

Do primeiro teste, seria espectável que o programa identificasse as discontinuidades existentes no tarifário energético e utilizasse as horas de vazio e super vazio para aduzir água do reservatório inferior (rio Douro) para o reservatório superior (Catapereiro) e utilizasse as horas de ponta e cheia para inverter o sentido do escoamento produzindo assim receita devido ao turbinamento.

Do segundo teste, seria espectável que o programa ligasse as turbinas durante todo o ano, fazendo com que toda a água afluente à albufeira fosse imediatamente turbinada, sendo obviamente nulo o caudal bombeado.

O comportamento do submodelo foi de acordo com o esperado.

Estes dois testes permitiram de forma simples testar o comportamento do submodelo, pois tal não seria possível nas situações reais em apreço, uma vez que ao introduzir as aflúncias reais aliadas a um tarifário de energia descontínuo, perdas de carga e cotas iniciais livres, torna-se difícil aferir a correta tradução da realidade por parte do submodelo.

6.3 Análise de sensibilidade ao caudal máximo a elevar

Na determinação do caudal máximo a elevar pelo sistema de bombagem, foi utilizado o ano hidrológico de 69/70 considerado como médio, fazendo-se apenas variar o caudal a elevar.

Aplicando o submodelo GAMS com reversibilidade, obteve-se a valia espectável pela venda da energia produzida ao longo desse ano hidrológico, consoante o apresentado no quadro 6.1.

Caudal da bomba	Valia espectável
0.00	3 300 588 €
0.25	3 305 720 €
0.50	3 310 234 €
0.75	3 315 404 €
1.00	3 319 749 €
1.25	3 323 822 €
1.50	3 326 647 €
1.75	3 326 001 €
2.00	3 324 921 €
2.25	3 323 620 €
2.50	3 322 136 €
2.75	3 320 488 €
3.00	3 318 682 €

Quadro 6.1 – Valia espectável pela venda da energia no ano de 69/70

Chama-se a atenção para o fato destes valores já incluírem os gastos energéticos referentes à operação de bombagem, obtidos com base no tarifário energético referido em 6.1.

Com vista a facilitar a visualização dos resultados obtidos apresenta-se o gráfico 6.1, que traduz o quadro anterior.

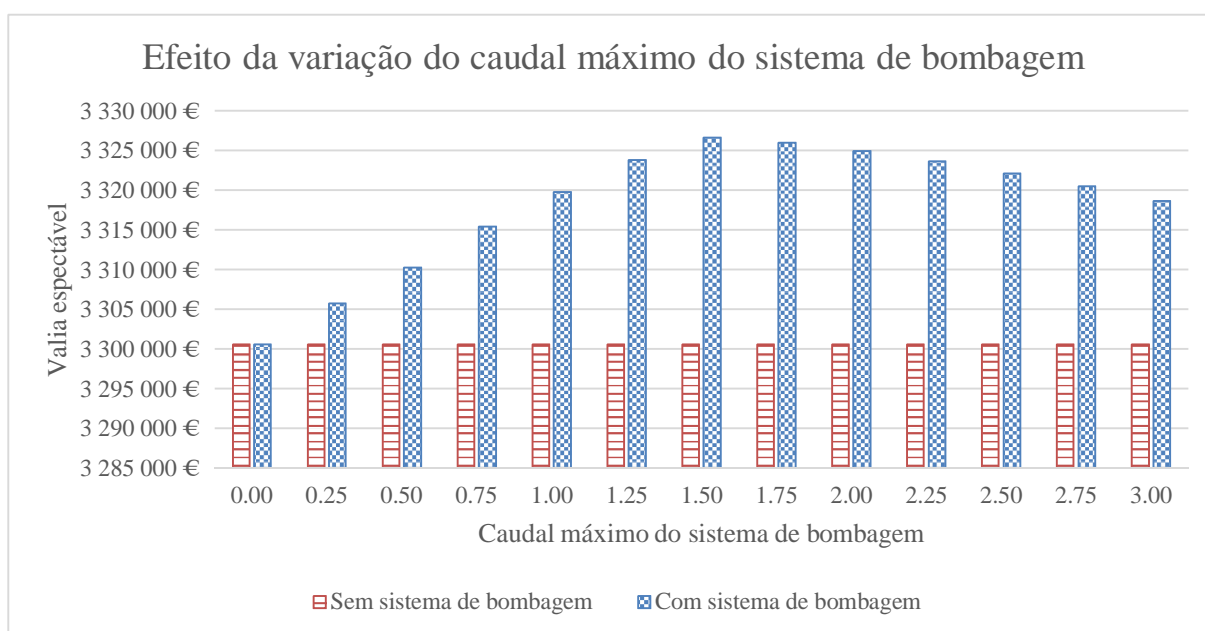


Gráfico 6.1 – Valia espectável pela venda de energia no ano de 69/70

Analisando o gráfico, observa-se que a adição de reversibilidade se traduz num aumento da valia espectável até ao caudal de 1.50 m³/s, após o qual se torna a reduzir. Essa redução fica a dever-se essencialmente ao aumento da perda de carga ao longo do circuito hidráulico.

Devido ao exposto anteriormente, foi considerado que o caudal a elevar pelo sistema de bombagem seria de 1.50 m³/s.

6.4 Análise de sensibilidade ao tarifário energético

Num aproveitamento hidroelétrico reversível a receita é gerada através da diferença tarifária existente entre as horas de ponta e cheia e as horas de vazio e super vazio.

Durante o turbinamento, preferencialmente em ponta e cheia, o aproveitamento produz energia hidroelétrica, que vende posteriormente à rede elétrica gerando receita. Inversamente, nas horas de bombeamento, que preferencialmente se devem concentrar nas horas de vazio e super vazio, compra energia à rede a fim de elevar água do reservatório inferior para o superior. A receita gerada pelo aproveitamento advém assim da diferença existente entre o preço de venda e de compra do kW.h. Evidentemente quanto maior for essa diferença, maior será a receita alcançada.

A fim de aferir a influência do tarifário, foram criados os tarifários presentes no quadro 6.2, todos eles tendo por base o tarifário apresentado no ponto 5.1 e aqui representado por TRF 1.

Tarifário	Ponta	Cheia	Vazio	Super Vazio
TRF 1	0.11	0.09	0.07	0.06
TRF 2	0.12	0.10	0.06	0.05
TRF 3	0.13	0.11	0.05	0.04
TRF 4	0.14	0.12	0.04	0.03
TRF 5	0.11	0.09	0.06	0.05
TRF 6	0.11	0.09	0.05	0.04
TRF 7	0.11	0.09	0.04	0.03
TRF 8	0.12	0.10	0.07	0.06
TRF 9	0.13	0.11	0.07	0.06
TRF 10	0.14	0.12	0.07	0.06

Quadro 6.2 – Tarifários energéticos considerados

Passando a explicar o quadro 6.2, aos tarifários 2, 3 e 4 foram adicionadas às horas de ponta e cheia e subtraídas às horas de vazio e super vazio 0.01, 0.02 e 0.03 € respetivamente. Nos tarifários 5, 6 e 7 reduziu-se o valor nas horas de vazio e super vazio em 0.01, 0.02 e 0.03 €. Finalmente nos tarifários 8, 9 e 10 somou-se 0.01, 0.02 e 0.03 € às horas de ponta e cheia.

Os resultados obtidos foram os apresentados no quadro 6.3.

Tarifário	Q. Bomba	Receita	Acréscimo Valia
TRF 1	0.00	3 300 588 €	26 060 €
	1.50	3 326 647 €	
TRF 2	0.00	3 532 826 €	97 829 €
	1.50	3 630 655 €	
TRF 3	0.00	3 765 087 €	209 451 €
	1.50	3 974 538 €	
TRF 4	0.00	3 997 387 €	321 073 €
	1.50	3 974 538 €	
TRF 5	0.00	3 237 404 €	61 672 €
	1.50	3 299 076 €	
TRF 6	0.00	3 174 226 €	123 265 €
	1.50	3 297 491 €	

TRF 7	0.00	3 111 053 €	191 795 €
	1.50	3 302 847 €	
TRF 8	0.00	3 595 997 €	47 119 €
	1.50	3 643 116 €	
TRF 9	0.00	3 891 428 €	73 376 €
	1.50	3 964 804 €	
TRF 10	0.00	4 186 861 €	115 486 €
	1.50	4 302 346 €	

Quadro 6.3 – Receitas espectáveis pela venda de energia hidroelétrica

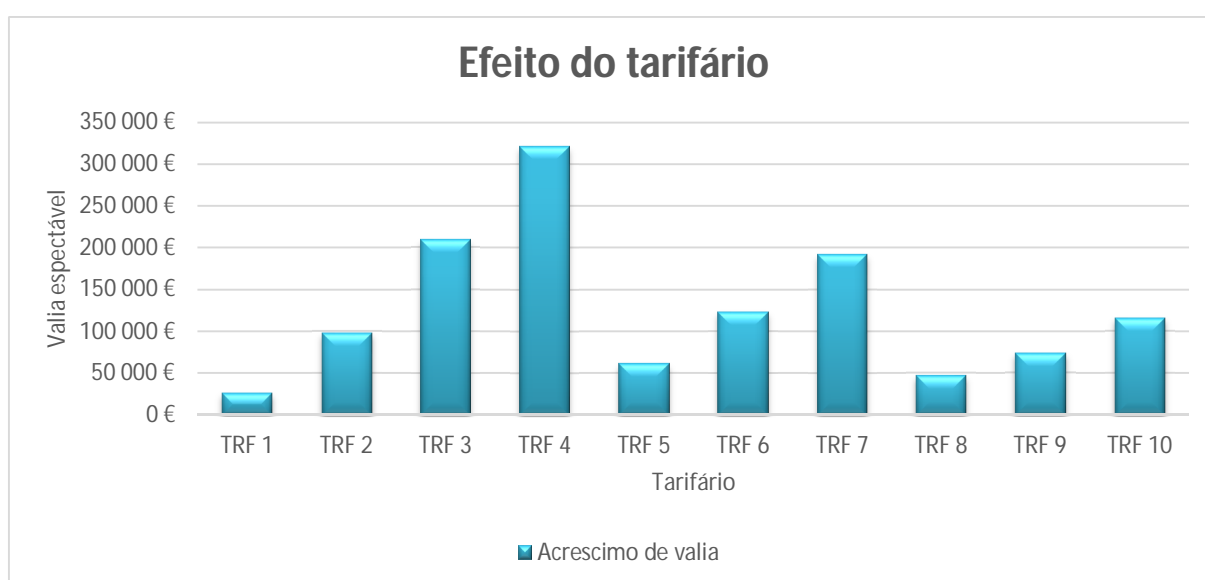


Gráfico 6.2 – Acréscimos de valia espectáveis

Analisando o gráfico 6.2, observa-se que quanto maior for a diferença entre as horas de ponta e as horas de super vazio, maior será a rentabilidade espectável pela venda da energia produzida.

Entre os tarifários (5, 6 e 7), correspondentes à redução do preço do kW.h, nos horários de vazio e super vazio e os tarifários (8, 9 e 10), correspondentes ao aumento do preço do kW.h, nos horários de ponta e cheia, verifica-se um acréscimo de valia superior para os primeiros. Esta situação era espectável à partida uma vez a operação de bombagem implica custos com a aquisição de energia necessária ao funcionamento do sistema.

Ainda da análise do gráfico 6.2, o tarifário onde o acréscimo de rentabilidade é maximizado é o 4, onde o custo do kW.h foi aumentado nas horas de ponta e cheia e reduzido nas horas de vazio e super vazio em 0.03 €

Esta análise de sensibilidade demonstra assim o impacte do preço do kW.h de energia adquirido à rede elétrica. Nesse aspeto interessa evidenciar a importância de negociar o valor mais baixo possível para as horas de vazio e super vazio e se possível um valor mais elevado para as horas de ponta e cheia.

6.5 Análise de sensibilidade ao rendimento do sistema de bombagem

Analisadas as influências do caudal a elevar e do tarifário, outra análise indispensável é a da influência do rendimento do sistema de bombagem, sendo este parâmetro é um dos que apresenta maior incerteza, bem como maior grau de dificuldade na sua determinação.

Dependendo o rendimento global do sistema de bombagem entre outros fatores do rendimento das bombas e dos motores, efetuou-se uma série de simulações para as afluências do ano hidrológico médio (69/70), com um caudal a elevar de 1.50 m³/s e para o tarifário energético TRF 1, fazendo-se variar apenas o valor do rendimento global do sistema de bombagem. Os resultados obtidos encontram-se resumidos no quadro 6.4 e no gráfico 6.3.

Rendimento	Valia espectável
0.66	3 300 588 €
0.68	3 300 588 €
0.70	3 302 195 €
0.72	3 307 609 €
0.74	3 312 741 €
0.76	3 317 603 €
0.78	3 322 216 €
0.80	3 326 647 €
0.82	3 330 949 €
0.84	3 335 141 €
0.86	3 339 806 €

Quadro 6.4 – Rendimentos e respetiva valia espectável

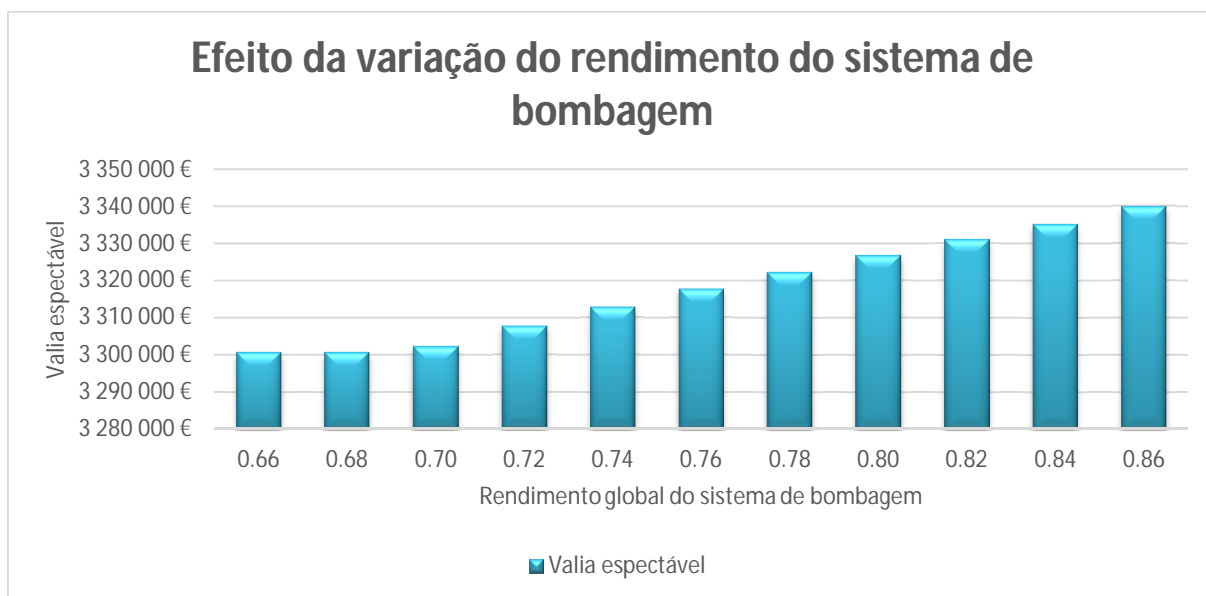


Gráfico 6.3 – Valia espectável

Analisando o gráfico 6.3 observa-se que para rendimentos inferiores a 70 % o valor é constante, o que advém do facto do submodelo considerar que, neste caso, não existe vantagem em utilizar um sistema de bombagem se o seu rendimento global for inferior a 70 %.

Tal como seria espectável, quanto maior o rendimento do sistema de bombagem, maior será a rentabilidade que se poderá obter com recurso à reversibilidade. Isso tem obviamente a ver com o facto de que quanto maior o rendimento, menores serão as perdas de energia na operação de bombagem, o que irá reduzir a fatura energética aumentando a rentabilidade do aproveitamento.

Tendo em conta a bibliografia presente nos capítulos 2 e 5 foi considerado um rendimento global do sistema de bombagem de 80 %.

6.6 Análise de sensibilidade ao comprimento do circuito hidráulico

O comprimento do circuito hidráulico reveste-se de importância neste tipo de análises, uma vez que é responsável por uma parte significativa das perdas de potência.

No caso em estudo, o circuito hidráulico já se encontra construído, pelo que não será possível alterar o seu comprimento. Assim este subcapítulo serve apenas para demonstrar a parte da receita perdida no circuito e nos equipamentos.

Na figura 6.1 é apresentado um esquema das perdas de carga ao longo do circuito hidráulico do Catapereiro, subdivididas na conduta de carga e na conduta forçada.

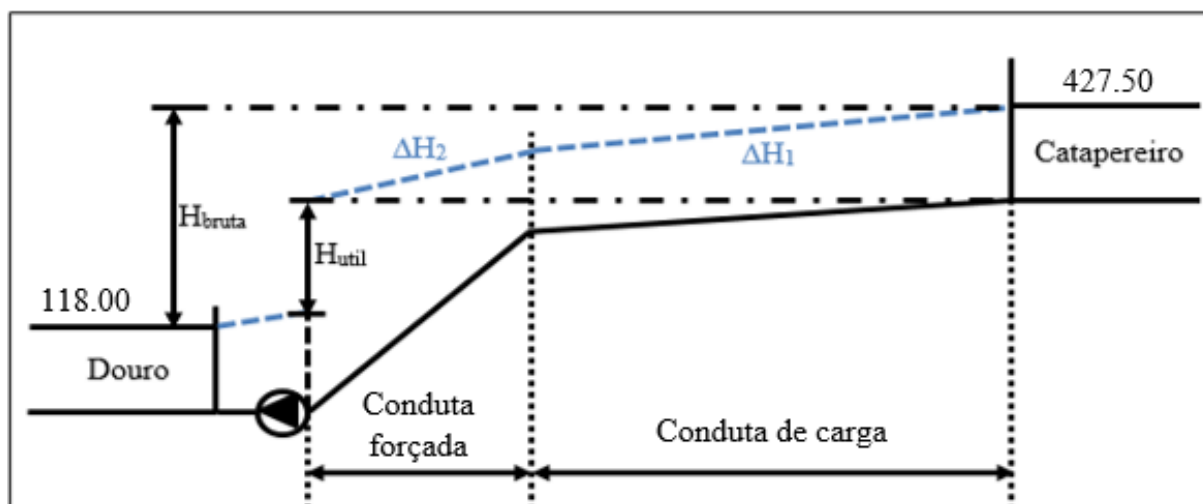


Figura 6.1 – Esquema de perdas de carga no Catapereiro

No quadro 6.5 apresentam-se as perdas de carga na conduta de carga (ΔH_1) e na conduta forçada (ΔH_2), determinadas com recurso à fórmula de Darcy-Weisbach, considerando um caudal de turbinamento de 3.00 m³/s e de bombeamento de 1.50 m³/s.

	Turbinamento	Bombagem
ΔH_1	13.86 (m)	3.51 (m)
ΔH_2	6.96 (m)	1.75 (m)
Total	20.82 (m)	5.26 (m)

Quadro 6.5 – Perdas de carga ao longo da conduta

O próximo quadro sintetiza as alturas descritas na figura 6.1 e necessárias aos cálculos das perdas de potência efetuados posteriormente.

H_{bruta}	309.50 (m)
H_{util}	288.68 (m)
H_{total}	314.76 (m)

Quadro 6.6 – Alturas necessárias aos cálculos

No quadro 6.7 apresenta-se a potência dissipada ao longo do circuito hidráulico do Catapereiro.

Conduta	Turbinamento	Bombagem
Carga	407.5 kW	51.6 kW
Forçada	204.6 kW	25.7 kW
Total	612.1 kW	77.3 kW

Quadro 6.7 – Potências dissipadas ao longo da conduta

No quadro 6.8 apresenta-se a potência dissipada pelo sistema produtor.

Potência	Potência [kW]	Potência [MW]
Hidráulica na turbina	8 487.2	8.5
Veio da turbina	7 298.9	7.3
Veio gerador	7 153.1	7.2
Saída do gerador	6 866.9	6.7

Quadro 6.8 – Potências dissipadas nos órgãos do sistema produtor

No quadro 6.9 apresenta-se a potência dissipada pelo sistema adutor.

Potência	Potência [kW]	Potência [MW]
Hidráulica na bomba	4 626.9	4.6
Veio da bomba	5 783.7	5.8

Quadro 6.9 – Potências dissipadas nos órgãos do sistema adutor

A análise dos quadros anteriores permite concluir que o circuito em turbinamento perde uma potência de 2 232.40 kW e em bombagem de 1 234.10 kW, sendo essas perdas distribuídas segundo o gráfico 6.4.

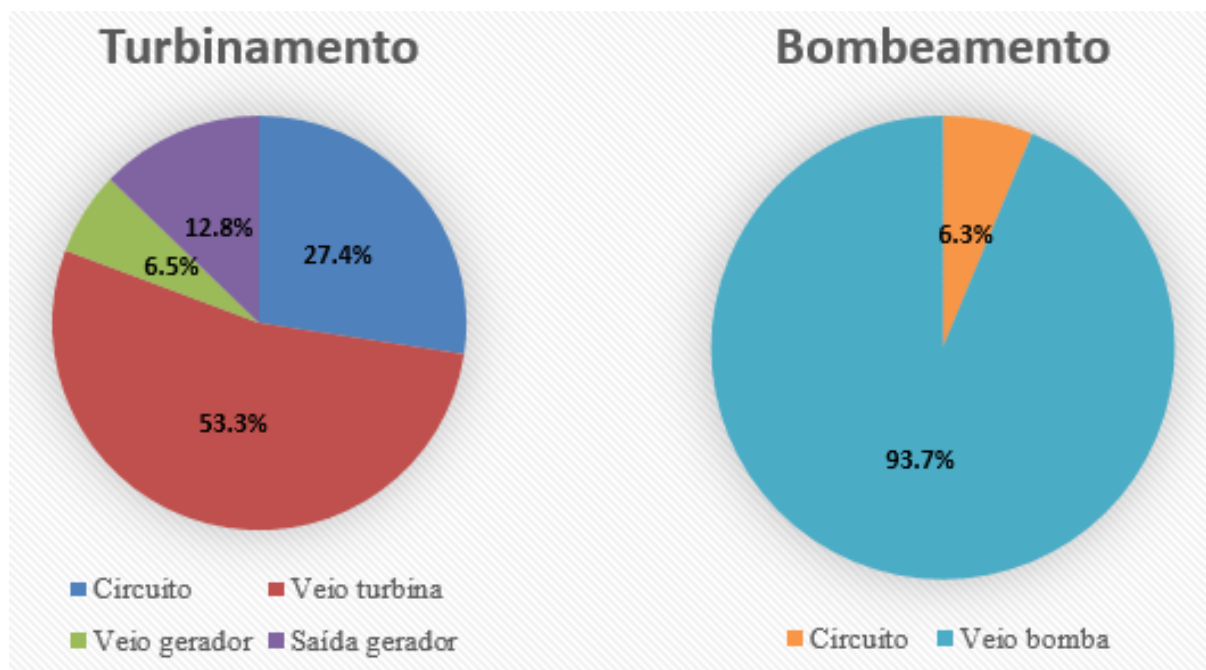


Gráfico 6.4 – Distribuição das perdas de potência

De forma a enquadrar monetariamente as perdas de potência apresentadas anteriormente, recorreu-se mais uma vez ao ano hidrológico considerado como médio (69/70). Da análise do output fornecido pelo submodelo GAMS presente em 3.3, verificou-se que nesse ano o sistema produtor seria utilizado durante 5 314 horas e o adutor durante 517 horas. Com base no tarifário descrito no subcapítulo 5.3 e considerando um preço médio para o kW.h de 0.08 € as perdas no circuito e nos equipamentos representaram um valor na ordem dos 997 000 € aproximadamente. Se tivermos em conta que o submodelo apresenta uma receita espetável de 3 326 648 € para esse mesmo ano, as perdas no circuito e nos equipamentos representam cerca de 30 % da receita espetável.

6.7 Simulação de uma série cronológica de afluições

Findas as análises de sensibilidade anteriores decidiu-se simular a série cronológica de afluições presente no estudo preliminar do aproveitamento hidroelétrico do Catapereiro, que compreende os anos hidrológicos entre 65/66 e 88/89 inclusive.

Numa primeira análise, recorrendo ao submodelo apresentado em 3.3, otimizando-se a exploração em cada ano hidrológico individualmente, tendo-se obtido os valores presentes no quadro 6.10.

Ano hidrológico	Cota [m]	Sem reversibilidade	Cota [m]	Com reversibilidade
65/66	412	4 009 493 €	412	4 009 493 €
66/67	418	2 092 210 €	419	2 139 013 €
67/68	419	2 460 007 €	419	2 495 374 €
68/69	411	3 588 003 €	415	3 608 366 €
69/70	409	3 300 588 €	419	3 326 647 €
70/71	421	3 234 385 €	421	3 251 435 €
71/72	423	1 794 261 €	419	1 841 693 €
72/73	416	1 324 139 €	416	1 363 693 €
73/74	406	2 882 794 €	412	2 906 016 €
74/75	408	2 859 641 €	415	2 894 291 €
75/76	411	3 302 681 €	416	3 324 051 €
76/77	408	3 591 542 €	414	3 598 895 €
77/78	414	821 200 €	411	873 197 €
78/79	406	2 050 196 €	419	2 083 703 €
79/80	418	2 573 223 €	422	2 581 909 €
80/81	408	2 190 274 €	415	2 221 494 €
81/82	411	1 540 336 €	408	1 592 998 €
82/83	419	3 093 066 €	424	3 125 287 €
83/84	406	1 719 612 €	416	1 761 756 €
84/85	410	3 416 764 €	418	3 441 350 €
85/86	421	1 826 465 €	413	1 874 704 €
86/87	406	2 747 482 €	411	2 774 433 €
87/88	405	3 481 406 €	408	3 507 131 €
88/89	411	1 172 774 €	427	1 230 067 €

Quadro 6.10 – Resultados da simulação da série cronológica de afluições

No entanto a simulação efetuada apenas permite determinar as receitas máximas possíveis de obter em cada um dos 24 anos hidrológicos, com base no tarifário e parâmetros considerados. A soma total das receitas, não tem qualquer significado, pois uma vez que a cota do início da simulação em cada ano hidrológico, foi determinada automaticamente pelo submodelo de forma a maximizar a receita desse ano, existem descontinuidades entre o final de um ano e o início do ano seguinte, o que se traduz num volume de água fictício, que o submodelo utiliza para produzir energia, mas que na realidade não se encontra disponível.

De forma a eliminar essa incoerência, impôs-se que o submodelo inicia-se a simulação à cota a que tinha terminado o ano anterior. Os resultados obtidos foram os apresentados no quadro 6.11.

Ano hidrológico	Cota [m]	Sem reversibilidade	Cota [m]	Com reversibilidade
65/66	412	4 009 493 €	412	4 009 493 €
66/67	412	2 092 124 €	412	2 133 485 €
67/68	412	2 459 916 €	412	2 489 174 €
68/69	412	3 587 998 €	412	3 608 175 €
69/70	412	3 300 563 €	412	3 318 669 €
70/71	412	3 234 154 €	412	3 244 714 €
71/72	412	1 793 665 €	412	1 841 061 €
72/73	412	1 323 713 €	412	1 363 674 €
73/74	412	2 882 463 €	412	2 905 928 €
74/75	412	2 859 428 €	412	2 892 876 €
75/76	412	3 302 670 €	412	3 321 821 €
76/77	412	3 591 525 €	412	3 598 696 €
77/78	412	821 194 €	412	873 196 €
78/79	412	2 049 825 €	412	2 083 591 €
79/80	412	2 571 603 €	412	2 577 196 €
80/81	412	2 190 078 €	412	2 220 424 €
81/82	412	1 540 185 €	412	1 592 961 €
82/83	412	3 081 882 €	412	3 101 438 €
83/84	412	1 719 281 €	412	1 761 711 €
84/85	412	3 416 751 €	412	3 435 135 €
85/86	412	1 825 020 €	412	1 874 703 €
86/87	412	2 747 112 €	412	2 774 433 €
87/88	412	3 479 009 €	412	3 504 893 €
88/89	412	1 172 680 €	412	1 228 960 €
Total	412	61 052 334 €	412	61 756 406 €

Quadro 6.11 – Resultados da simulação da série cronológica de aflúncias

Analisando o quadro 6.11 e comparando-o com o 6.10, observa-se uma redução da receita na maioria dos anos hidrológicos. O acréscimo de valia provocado pela possibilidade de efetuar reversibilidade pode ser observado no gráfico 6.5.

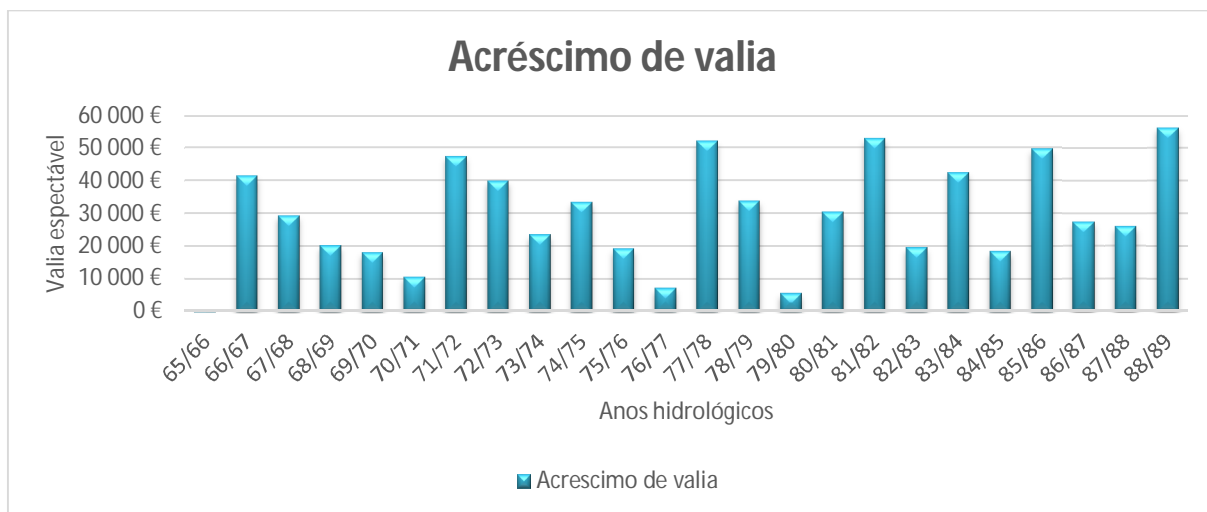


Gráfico 6.5 – Acréscimo de valia devido à reversibilidade

A análise do gráfico permite concluir que o acréscimo de valia varia entre 0 e perto de 60 000 € consoante o tipo de ano hidrológico seja húmido ou seco e que para esta série de afluências teria um valor total de 704 072 € obtidos ao longo dos 24 anos simulados.

Chama-se à atenção para as limitações desta análise, que em primeiro lugar pressupõe o conhecimento de todas as afluências ocorridas durante o período simulado, permitindo assim ao modelo otimizar a produção de energia, reduzindo ao máximo a utilização do sistema de bombagem.

Outro pressuposto é o de que existiria sempre aquisição por parte da rede para a energia produzida.

Existe ainda outra limitação que tem a ver com as características admitidas para os equipamentos, nomeadamente caudais máximos e rendimentos, que podem variar com as influências já analisadas nos subcapítulos anteriores.

Por fim, mas não menos importante, todos os resultados aqui apresentados dependem do tarifário descrito em 5.1 o que dependendo do tarifário contratado pode alterar significativamente os valores aqui apresentados. (Ver subcapítulo 6.4)

Resumindo, os valores apresentados neste subcapítulo devem ser encarados como uma estimativa dos benefícios a médio prazo, sem contudo esquecer a volatilidade dos parâmetros no qual assentam.

6.8 Estimativa do custo do sistema de bombagem

A determinação do custo do sistema de bombagem, essencial para a determinação da viabilidade financeira da alteração do aproveitamento é um dos pontos mais difíceis de analisar ao nível do pré-dimensionamento. Tal deve-se em grande parte à falta de informação sobre o custo dos equipamentos necessários ao sistema de bombagem, em especial o custo das bombas.

Após o estudo dos parâmetros que influenciam a escolha da bomba, nomeadamente o caudal e a altura de elevação, foi feita uma pesquisa nos diversos fabricantes de bombas. De acordo com o pré-dimensionamento efetuado, será necessário a construção de uma estação elevatória com capacidade para elevar $1.50 \text{ m}^3/\text{s}$ a uma altura de elevação de cerca de 320 metros.

Pesquisando as bombas existentes no mercado, confirmou-se a dificuldade em encontrar uma bomba que permitisse tais características, pois ou se encontram bombas que permitem caudais elevados para baixas alturas de elevação ou bombas para grandes alturas de elevação e pequenos caudais.

Ao fim de alguma pesquisa encontrou-se no *site* da KSB uma bomba capaz de satisfazer simultaneamente os dois pré requisitos pretendidos e até mesmo superá-los e da qual se apresenta na figura 6.2 uma imagem e na figura 6.3 as suas características.



Figura 6.2 – Bomba RDLP/RDLO (KSB)

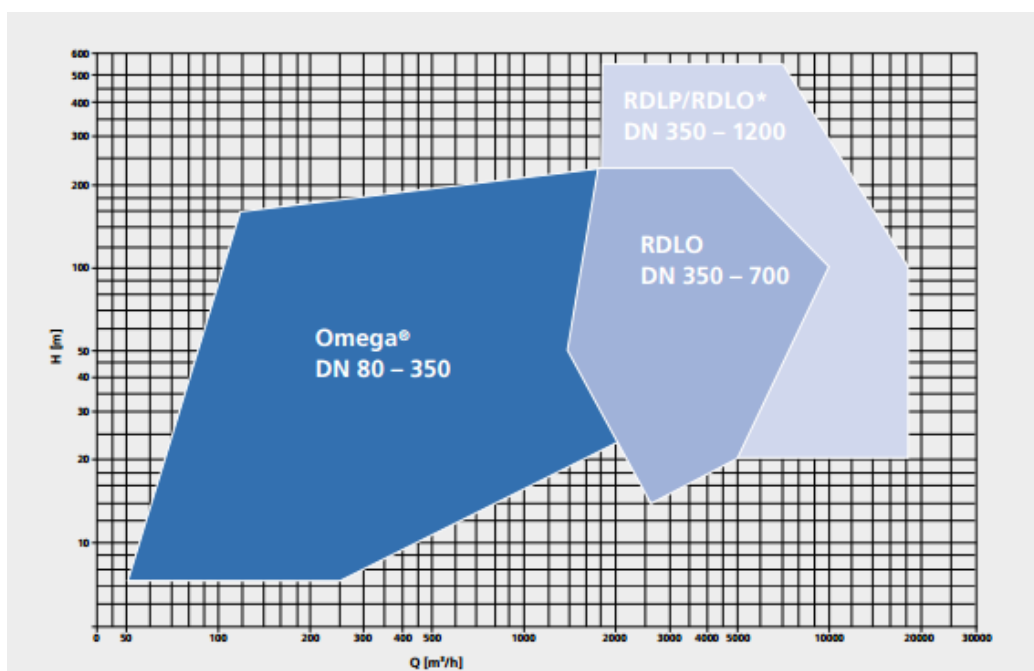


Figura 6.3 – Características da bomba (KSB)

Numa tentativa de aferir a validade das equações [5.2] e [5.3] apresentadas anteriormente, contactou-se a KSB a fim de obter uma estimativa para os seguintes conjuntos de bombas:

- ✚ 2 Bombas: RDLP/RDLO DN 350-1200 cada uma com um caudal máximo de 5 400 m³/h e uma altura de elevação de 320 m.
- ✚ 3 Bombas: RDLP/RDLO DN 350-1200 cada uma com um caudal máximo de 2 700 m³/h e uma altura de elevação de 320 m.

A KSB que prontamente atendeu ao pedido, informou que devido a algumas limitações da gama RDLP, não seria possível satisfazer simultaneamente as alturas e caudais pedidos. No entanto, informaram que já tinham fabricado para um cliente uma bomba RDLP/RDLO DN 350-1200 com um caudal máximo de 1 300 m³/h e uma altura de elevação de 320 m, enviando também uma estimativa do custo.

Para satisfazer o caudal pretendido e mantendo uma bomba de reserva, seriam então necessárias cinco bombas.

Aplicando a equação [5.2], a uma bomba com as características fornecidas pela KSB, verificou-se que esta equação divergia consideravelmente da estimativa indicada pela KSB.

Sendo que o valor indicado pela KSB se referia apenas ao custo da bomba, recorreu-se à bibliografia, a fim de encontrar uma estimativa percentual para os restantes equipamentos de regulação e controlo, necessários à estação elevatória. Considerando então um valor de 25 % (Braciani, 2011) e a estimativa enviada, alterou-se os termos fixos da expressão [5.2], ficando a mesma com a forma apresentada em seguida.

$$\text{Equipamento : } CE_q = 296 * Q^{0.769} * H^{0.184} + 470 * (Q * H)^{0.446} \quad [6.1]$$

Q	Caudal bombeado em (l/s)
H	Altura de elevação em (m)

Somando o custo de uma bomba obtido pela expressão [6.1] e multiplicado por cinco, com o custo de construção civil obtido pela expressão [5.2], obtemos um valor total de 1 015 000 €

Anualizando o valor anterior com recurso à expressão [5.3], considerando um período de 20 anos e uma taxa de atualização de 4 %, superior às taxas presentes no *site* da comissão europeia (EC, 2014), obtém-se uma anuidade de 74 686 €

Tendo em conta o subcapítulo 6.7, onde para as condições consideradas se apura um acréscimo de valia total de 704 072 € para os 24 anos simulados, esta alteração não seria viável.

No entanto, observando a análise de sensibilidade efetuada ao tarifário (subcapítulo 6.4), existem acréscimos de valia em alguns tarifários, que permitiriam viabilizar a adição de reversibilidade a este aproveitamento hidroelétrico. Podemos então concluir que a viabilidade da alteração proposta fica inteiramente dependente do tarifário que for possível contratualizar.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

7.1 Considerações finais

O contacto com o *software* GAMS, permitiu compreender as potencialidades e limitações de certos tipos de programação matemática, que mesmo apesar do exponencial desenvolvimento das capacidades de processamento dos atuais computadores, ainda condiciona consideravelmente a estrutura dos modelos e o grau de pormenorização possível na reprodução da realidade.

Relativamente ao caso de estudo, a adição de reversibilidade configura efetivamente um aumento da rentabilidade do aproveitamento hidroelétrico considerado no caso de estudo.

Tecnicamente a alteração proposta é possível, existindo no mercado equipamentos capazes de dar resposta aos volumes e alturas de elevação pretendidos, existindo mesmo em Portugal pelo menos uma estação elevatória de capacidade superior em pleno funcionamento.

Economicamente a questão torna-se mais complexa e necessita de um estudo mais aprofundado e rigoroso quanto aos custos dos equipamentos e obras de construção civil necessárias à concretização da estação elevatória, bem como aos rendimentos e tarifários que se poderiam contratualizar.

O tarifário, como por várias vezes se demonstrou ao longo desta dissertação é um ponto fulcral para poder afirmar da viabilidade da adição da reversibilidade neste aproveitamento. Devido ao tipo de estudo aqui desenvolvido e à incerteza sobre a legislação do sector durante o desenvolvimento deste trabalho, não foi possível apresentar um tarifário mais rigoroso.

Finalmente, refere-se que entrou em vigor o Regulamento n.º 551/2014, que aprova o novo regulamento tarifário do sector elétrico, revogando o anterior regulamento tarifário transitório e aprovando as novas regras para a implementação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Já este ano, a Diretiva

1/2015 veio estabelecer as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação de 2015-2017. (APREN, 2015)

7.2 Trabalhos futuros

Como referido no subcapítulo anterior seria interessante efetuar uma análise mais pormenorizada dos custos da alteração proposta nesta dissertação.

Seria também interessante contactar os fornecedores de energia a fim de obter possíveis propostas tarifárias visando aferir a viabilidade da alteração proposta nesta dissertação.

A criação e sintetização de funções de custo de equipamentos e componentes de pequenos aproveitamentos hidroelétricos seria um trabalho bastante útil.

A aplicação do modelo aqui desenvolvido a outros aproveitamentos hidroelétricos de pequenas dimensões seria também interessante.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Albers, Y. C. (06/2011). "Stochastic Programming Tools with Application to Hydropower Production Scheduling", Swiss Federal Institute of Technology in Zurich

Almeida, A. T. @ (2006). <https://woc.uc.pt/deec/class/getmaterial.do?idclass=322&idyear=5>. (página de internet oficial)

Almeida, J. P. P. G. L. (2007). "Compilação de notas e elementos de estudo sobre aproveitamentos energéticos", Coimbra.

Almeida e Sousa, J., Ambrósio, A., Brito, J. M., Rosa, S., Santos, J., & Pedro, A. (2014). "Estação elevatória e túnel de restituição dos socorridos". Elsevier

ASCE – American Society of Civil Engineers @ (2014). <http://www.asce.org/People-and-Projects/Projects/Landmarks/Rocky-River-Pumped-Storage-Hydro-Plant/>. (página de internet oficial)

ASCE/EPRI (1989). "Civil Engineering Guidelines for Planning and Designing Hydroelectric Developments", American Society of Civil Engineers, New York

Axpo @ (2014). <http://www.axpo.com/axpo/ch/en/axpo-erleben/linthal-2015.html>. (página de internet oficial)

Baublys, R., Punys, P., Kasiulis, E., Vaisvila, A., Pelikan, B., & Steller, J. (2013). "Assessment of renewable electricity generation by pumped storage power plants in EU Member States". Elsevier

Braciani, U. (2011). "Estrutura de custos para implementação das usinas de geração de energia elétrica no Brasil". Monografia submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do grau de Bacharel em Ciências Económicas.

BSCD Portugal@ (2014). http://www.eficiencia-energetica.com/images/upload/manual_boas_praticas_EE.pdf. (página de internet oficial)

Catapereiro (1992). “Aproveitamento Mini Hídrico do Catapereiro, 1992 – Volume V – Estudos Hidráulicos”

Ciocan, G. D., Teller, O., & Czerwinski, F. (2012). “Variable Speed Pump-Turbines Technology”. Elsevier

Deane, J. P., McKeogh, E. J., Gallachóir, B. P. Ó. (2014). “Derivation of Intertemporal Targets for Large Pumped Hydro Energy Storage With Stochastic Optimization”. Elsevier

DGEG@ (2014). Direcção Geral de Energia e Geologia. <http://www.dgeg.pt/>. (página de internet oficial)

Diretiva 2009/28/EC@ (2014). <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32009L0028>. (página de internet oficial)

EC@ (2014) - http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/reference_rates.html. (página de internet oficial)

EEM@ (2014). Empresa de Electricidade da Madeira. <http://www.eem.pt/>. (página de internet oficial)

Electrabel@ (2014). [https://www.electrabel.com/en/corporate/videobox?video=/assets/be/corporate/videos/ElectrabelCoo_EN.mp4&title=Coo+%E2%80%93+TroisPonts+Pumped+Storage+Power+Station+and+the+hydroelectric+power+stations+in+South-East+of+Belgium+\(FR\)](https://www.electrabel.com/en/corporate/videobox?video=/assets/be/corporate/videos/ElectrabelCoo_EN.mp4&title=Coo+%E2%80%93+TroisPonts+Pumped+Storage+Power+Station+and+the+hydroelectric+power+stations+in+South-East+of+Belgium+(FR)). (página de internet oficial)

ENERGIE (2014). “Status Report on Variable Speed Operation in Small Hydropower”. European Commission

ENERSIS@ (2014) – <http://www.enersis.pt/portfolio/Catapereiro.pdf>. (página de internet oficial)

EPRI (12/2010) – “Electricity Energy Storage Technology Options – A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits - 1020676”, Electric Power Research Institute, California

Fujihara, T., Imano, H., & Oshima, K. (1998). “Development of Pump Turbine for Seawater Pumped-Storage Power Plant”. [http://www.hitachi.com/rev/1998/revoct98/r4_108 .pdf](http://www.hitachi.com/rev/1998/revoct98/r4_108.pdf).

Galvão, M. M. (2008). “Efeito do Potencial De Proteção Catódica na Corrosão Microbiologicamente Induzida”. Universidade Federal do Rio de Janeiro

GAMS (2012). “The Solver Manuals”. GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA

GAMS@ (2014). <http://www.gams.com/>. (página de internet oficial)

GELL@ (2014). <http://www.gell.ind.br/turbina-hidraulica-pelton.php>. (página de internet oficial)

Gmürm, M., Kälin, A. (2014). “New pumped storage station to cover peaks of electricity demand”. Axpo AG Hydroenergie Parkstraße 23 CH-5401, Baden Switzerland.

Gomes, J. P. D. (2010). “Custos de construção de infra-estruturas de abastecimento de água e de saneamento”. Dissertação submetida à Universidade de Aveiro para obtenção do grau de Mestre em Planeamento Regional e Urbano.

Horizon@ (2014). <http://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en>. European Commission. (página de internet oficial)

IEA Hydropower@ (2014). http://www.ieahydro.org/reports/Annex_VIII_CaseStudy0101_Okinawa_SeawaterPS_Japan.pdf. (página de internet oficial)

INAG@ (2014). http://cnpgb.inag.pt/gr_barragens/gbportugal/Catapereiro.htm. (página de internet oficial)

Krajacic, G., Duic, N. & Carvalho, M. C. (2010). “How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal?”. Elsevier

KSB@ (2014). <http://www.ksb.com/ksb-pt/> (página de internet oficial)

Madureira, C., & Baptista, V. (2002). “Hidroelectricidade em Portugal – memória e desafio”, REN

Monterrosso, A. B. A. C. (2005). “A qualidade dos estudos de impacte ambiental – O caso dos projectos de mini-hídricas em Portugal”. Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto para a obtenção do grau de Mestre em Planeamento e Projecto do Ambiente Urbano.

ND@ (2014). <http://www.nant-de-drance.ch/home.htm>. (página de internet oficial)

NHA@ (2010). <http://www.hydro.org/tech-and-policy/history-of-hydro/>,2010. (página de internet oficial)

PLEXOS@ (2014). <http://energyexemplar.com/>. (página de internet oficial)

PNBEPH@ (2014). <http://pnbeph.inag.pt/np4/home.html>. Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico. (página de internet oficial)

Quintela, A. (1981). “Hidráulica”, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian.

Ramos, H. M. (2014). “Pumped-Storage and Hybrid Energy Solutions Towards the Improvement of Energy Efficiency in Water Systems”. Instituto Superior Técnico

RMSASEN (2014) – “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030”, de Março de 2013. REN

Rosenthal, R. E. (2014). “GAMS User’s Guide - Tutorial by Richard E. Rosenthal”.

Sá Marques, J. A., & Sousa, J. J. (2008). " Hidráulica Urbana - Sistemas de Abastecimento de Água e de Drenagem de Águas Residuais", Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra

Yang, C. (2014). “Pumped Hydroelectric Storage”. Elsevier