

SISTEMAS HIDROELÉTRICOS AUTÓNOMOS DO TIPO PUMPED HYDROELECTRIC STORAGE

RUBEN ANDRÉ DUARTE FERREIRA

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de
MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL – ESPECIALIZAÇÃO EM HIDRÁULICA

Orientador: Professor Doutor José Carlos Tentúgal Valente

Coorientador: Professor Doutor Francisco Manuel de Oliveira Piqueiro

28 JUNHO DE 2015

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2014/2015

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

Tel. +351-22-508 1901

Fax +351-22-508 1446

✉ miec@fe.up.pt

Editado por

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Rua Dr. Roberto Frias

4200-465 PORTO

Portugal

Tel. +351-22-508 1400

Fax +351-22-508 1440

✉ feup@fe.up.pt

🌐 <http://www.fe.up.pt>

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição que seja mencionado o Autor e feita referência a Mestrado Integrado em Engenharia Civil – 2014/2015 – Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2015.

As opiniões e informações incluídas neste documento representam unicamente o ponto de vista do respetivo Autor, não podendo o Editor aceitar qualquer responsabilidade legal ou outra em relação a erros ou omissões que possam existir.

Este documento foi produzido a partir de versão eletrónica fornecida pelo respetivo Autor.

Live your beliefs and you can turn the world around

Henry David Thoreau

AGRADECIMENTOS

Como não podia deixar de ser, agradeço em primeiro lugar a toda a minha família, pois para além do suporte e apoio incalculável que me proporcionaram desde o dia em que nasci até ao presente dia, em que encerro mais uma etapa da minha vida, e por terem confiado sempre nas decisões que tomei na minha vida e me terem deixado crescer com os furtuitos e obstáculos que as mesmas me trouxeram. Agradeço em segundo lugar à minha namorada, Vanessa Cabral, por me conhecer tão bem, e ter tido um papel fundamental no meu desenvolvimento, por ser um exemplo para mim de uma pessoa que nunca desistiu apesar de todas as adversidades, e claro, por todas as palavras de conforto nos dias mais difíceis. Um enorme obrigado ao José Cardoso Garcia pela companhia, e à sua família por me terem acolhido como se fizesse parte dela, fizeram-me sentir em casa mesmo a 300 km da minha família e isso significa muito para mim. Obrigado, Sónia Rodrigues, Anabela, Dona Rosa e Afonso. Não posso deixar de mencionar o Martim Arinto por ser o mais antigo dos meus amigos, e por ter descoberto com ele o significado da palavra amizade, assim como agradeço à sua família por me ter acompanhado desde criança e por ter sido tão importante no meu desenvolvimento como pessoa.

A todos os professores que me instruíram ao longo destes últimos anos e que me deram as ferramentas necessárias para me vir a tornar um bom engenheiro e sobretudo pelas lições de vida e partilhas de experiência que me obrigaram a ver o mundo de outra perspetiva. Um obrigado especial aos professores da secção de hidráulica do departamento de engenharia civil da FEUP por se tornar mais fácil quando se aprende com os melhores. À incansável Esmeralda Miguel pela ajuda na resolução de problemas e pela capacidade de acalmar as pessoas com a sua contagiante alegria.

Agradeço ao meu Orientador, Professor Doutor José Tentúgal Valente pelas palavras no início do presente trabalho. Obrigado ao meu coorientador, o Professor Doutor Francisco Piqueiro por toda a ajuda que me deu e informação que me facultou ao longo destes últimos meses.

Por último, mas não menos importantes, um enorme obrigado a todos os amigos que me foram acompanhando ao longo do meu percurso académico no ensino superior, por terem tornado tudo mais fácil. Um obrigado especial à turma de hidráulica de 2014/2015, pois representam para mim um símbolo de união e por terem demonstrado que quando se trabalha em equipa, tudo se torna melhor. Ao Manuel dos Santos, ao Ricardo Bento, ao João Pedro Sengo, ao Tiago Carvalho e Joana Loureiro, à Luana Pacheco, ao David Rocha, à Margarida Novo, ao Ivo Gonçalves e à sempre presente, Andreia Silva por ter um carinho especial por eles.

RESUMO

Ao longo dos últimos anos tem-se assistido a uma preocupação crescente com as questões ambientais, mais concretamente, com as alterações relacionadas com o estilo de vida do ser humano e com os recursos que o mesmo utiliza para manter esse estilo de vida. A produção de energia é considerada uma das responsáveis pelas alterações climáticas, tendo em conta que tem associada uma grande utilização de combustíveis fósseis. Deste modo, a União Europeia emitiu a Diretiva 2009/28/CE que obriga a integração de energia proveniente de fontes renováveis nos sistemas elétricos nacionais de cada estado membro.

No entanto, a integração de fontes de energia renovável nos sistemas elétricos, tal como a energia eólica ou a solar, tem associado o problema da intermitência. A solução para contornar este problema é o armazenamento da energia que é produzida mas que não é consumida, existindo diversas tecnologias ou sistemas que permitem o armazenamento necessário.

Na presente dissertação estudou-se uma das tecnologias mais eficientes do ponto de vista económico e técnico, no que diz respeito ao armazenamento de energia, o *pumped hydroelectric storage*. Foi feita a análise para pequenos aproveitamentos, com potências associadas de 1MW, 5MW e 10MW para diferentes alturas manométricas para perceber em que condições é que estes sistemas podem representar um bom investimento. Dito isto, procedeu-se à avaliação da relação entre os rendimentos das turbomáquinas e a energia consumida e produzida pelo sistema e avaliou-se também a evolução dos volumes necessários para manter as condições de energia consumida e produzida em função das alterações das condições topográficas. Estudou-se ainda a forma como a energia consumida e produzida é influenciada pelo número de horas de cada operação armazenamento e geração.

No final foram aplicados indicadores económicos aos *cash-flows* inerentes aos resultados das diferentes simulações com o objetivo de analisar a viabilidade económica dos projetos.

Palavras-chave: Produção de energia renovável; Armazenamento de energia; Sistemas hidroelétricos autónomos

ABSTRACT

Over the last few years, there has been a growing concern about environmental issues, more specifically, with the human being lifestyle alterations and with the resources needed to maintain it. Energy production is considered one of the responsible for climate changes since it has associated a large use of fossil fuels. Therefore, European Union has adopted the directive 2009/28/CE which requires the integration of renewable energy sources in the national electric systems of each state member.

However, the integration of renewable energy sources in the electric systems such as wind or solar energy has an intermittency problem. One possible solution to solve this problem is to store the produced but not consumed energy. This storage can be made using several technologies or systems.

In the present dissertation one of the most efficient technologies to store energy, economically and technically, pumped hydroelectric storage, was studied. An analyse to small electric plants with powers of 1 MW, 5MW and 10MW to different heads was made in order to understand in which conditions these systems can represent a good investment. Afterwards it was done an assessment between the relationship of the income of the turbomachine with the consumed and produced energy by the system. It was also assessed the evolution of the needed volume to keep the power consumed and produced conditions in line with the topographic alterations. The influence in the consumed and produced energy with the number of hours of each operation (storage and energy production) was also studied. To finish, economic indicators were applied to the cash flows inherent to the results of the different simulations in order to analyze the economic viability of the projects.

Keywords: Renewable energy production; Energy storage; Pumped hydroelectric storage

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	II
ABSTRACT	III
ÍNDICE	V
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XI
ÍNDICE DE ESQUEMAS	XIII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XIII
SIMBOLOGIA	XIV
ACRÓNIMOS	XIV
1.0 INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. ESTRUTURA DA TESE	2
2.0 ENQUADRAMENTO	3
2.1 METAS A ATINGIR DE ACORDO COM UNIÃO EUROPEIA, DE ACORDO COM A DIRETIVA 2009/28/CE	3
2.2 PNAER – PLANO NACIONAL DE AÇÃO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS AO ABRIGO DA DIRETIVA 2009-28 CE	5
2.2.1 CONSUMOS – ATUAIS E PROJEÇÕES	6
2.2.1.1 O consumo final bruto de energia previsto para 2010-2020	6
2.2.1.2 Previsões de consumo	7
2.2.2 OBJETIVOS E TRAJETÓRIA PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS	8
2.2.2.1 Objetivos globais nacionais	8
2.2.2.2 Trajetórias e objetivos setoriais	9
2.3 ANÁLISE DO RELATÓRIO DO ESTADO DO AMBIENTE 2014 – REA2014	10
2.3.1 PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA	10
2.3.1.1 Evolução do balanço energético	10
2.3.1.2 Consumo primário por fontes energéticas	11
2.3.1.3 Dependência de energia nacional	11
2.3.2 PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA COM BASE EM FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS EM PORTUGAL	12
2.3 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DE UM APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO	12
2.3.1 UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS	12
2.3.2 ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO	13

2.3.3 TÍTULOS DE UTILIZAÇÃO	14
2.3.4 SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÃO DOS TÍTULOS DE UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS (SNITURH)	14
2.3.5 PRODUÇÃO DE ENERGIA	14
2.3.5.1 Ligação à rede recetora.....	16
2.3.6 IMPACTOS AMBIENTAIS	16
2.3.6.1 Entidades intervenientes	18
2.3.6.2 Fases da AIA	18
3.0 PRODUÇÃO DISPERSA DE ENERGIA	19
3.1 INTRODUÇÃO	19
3.2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA (SEE).....	19
3.2.1 MUDANÇA DE PARADIGMA/ EFEITOS DA INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO DISPERSA DE ORIGEM RENOVÁVEL NAS REDES ISOLADAS	20
3.2.2 DESVANTAGENS E PROBLEMAS DA PRODUÇÃO DISPERSA DE ENERGIA	22
3.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COMO SOLUÇÃO PARA A INTERMITÊNCIA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS.....	22
3.3.1 PUMP HYDROELECTRIC STORAGE (PHES)	24
3.3.1.1 Vantagens e desvantagens do <i>pump hydroelectric storage</i> :	26
3.3.1.2 Tipos de PHES	28
4.0 COMPONENTE TECNOLÓGICA. TIPOS DE TURBOMÁQUINAS HIDRÁULICAS	35
4.1 DESCRIÇÃO GERAL	35
4.3 TEORIA ELEMENTAR DAS TURBOMÁQUINAS HIDRÁULICAS	35
4.2 CLASSIFICAÇÃO DE TURBINAS CONSOANTE A FORMA COMO A ÁGUA ATUA SOBRE A RODA ..	37
4.2.1 TURBINAS DE AÇÃO.....	38
4.2.1.1 Turbinas Pelton.....	38
4.2.1.2 Turbinas Turgo	40
4.2.1.3 Turbinas Crossflow (Banki-Mitchel/Ossberger)	41
4.2.2 TURBINAS DE REAÇÃO.....	41
4.4 CLASSIFICAÇÃO DE BOMBAS SEGUNDO O MODO COMO É FEITA A TRANSFORMAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA EM TRABALHO MECÂNICO	44
4.4.1 BOMBAS ROTODINÂMICAS.....	44
4.4.1.2 Classificação de bombas segundo a forma escoamento.....	45
4.6 VELOCIDADE DE ROTAÇÃO DE UMA BOMBA	46
4.7 NÚMERO ESPECÍFICO DE ROTAÇÕES DE BOMBAS	47
4.8 DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DAS BOMBAS.....	48
4.9 SISTEMAS COM MAIS DO QUE UMA BOMBA.....	48

4.9.1 BOMBAS A FUNCIONAR EM PARALELO	48
4.9.2 BOMBAS A FUNCIONAR EM SÉRIE	49
4.10 GERADORES	49
4.10.1 GERADORES SÍNCRONOS	50
4.11 GERADORES ASSÍNCRONOS	50
4.12 BOMBAS A FUNCIONAR COMO TURBINAS	50
5. AVALIAÇÃO DA ENERGIA PRODUTÍVEL	55
5.1 PARÂMETROS INFLUENCIADORES	55
5.1.1 GENERALIDADES	55
5.1.2 CAUDAIS BOMBEADOS E TURBINADOS	56
5.1.3 QUEDA ÚTIL	56
5.1.4 PERDAS DE CARGA	56
5.2 ABASTECIMENTO E EXIGÊNCIAS DE POTÊNCIA	57
5.3 ENERGIA PRODUTÍVEL	58
6. ANÁLISE FINANCEIRA	61
6.1 ANÁLISE DOS CUSTOS	61
6.1.1.1 Custos de construção	62
6.1.1.2 Custos eletromecânicos	62
6.1.1.3 Custos indiretos	62
6.1.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO E MANUTENÇÃO	63
6.2 JUROS	63
6.3 CASH-FLOWS	63
6.4 CRITÉRIO DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÓMICA	63
6.4.1 VALOR ATUALIZADO LÍQUIDO	64
6.4.1.1 Taxa de atualização	64
6.4.2 TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE (TIR)	65
6.4.3 PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DE INVESTIMENTO (PAYBACK)	66
6.4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	66
7. CARACTERIZAÇÃO DO MODELO	68
7.1 MODELO DE CÁLCULO DO BALANÇO ENERGÉTICO	68
7.1.1 DETERMINAÇÃO DOS VOLUMES DE REGULARIZAÇÃO	70
7.1.1.1 Tarifas de compra de energia e remuneração energética para centrais renováveis	70
7.1.1.2 Escolha dos intervalos horários para as operações de armazenamento e geração de energia	73
7.1.1.3 Determinação dos custos do projeto e custos eletromecânicos	77

7.2 RESULTADOS OBTIDOS	78
7.2.1 HIPÓTESE 1	78
7.2.2 HIPÓTESE 2	83
7.2.3 HIPÓTESE 3	96
8.0 CONCLUSÕES	104
REFERÊNCIAS	106
ANEXOS.....	108
ANEXO A - VOLUMES DE REGULARIZAÇÃO 108	108
ANEXO B – REDUÇÃO DO NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO DE ARMAZENAMENTO E GERAÇÃO DE ENERGIA PARA EFEITO DA HIPÓTESE 3	111
	108
ANEXO C –REMUNERAÇÃO ENERGÉTICA 112	108
ANEXO D – ANÁLISE ECONÓMICA DAS SOLUÇÕES ADOTADAS 115.....	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Objetivos globais nacionais para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia (Diretiva 2009/28/CE 2009)	4
Figura 2 - Consumo de energia primária e final (PNAER2020, 2010)	6
Figura 3 - Consumo primário de energia (Pordata - Base de Dados Portugal Contemporâneo 2015)....	7
Figura 4 - Pressupostos macroeconómicos para o cenário A e cenário B (PNAER2020, 2010)	7
Figura 5 - Previsões de consumo de energia para os cenários A e B (PNAER2020, 2010)	8
Figura 6 - Previsões de consumo de energia para os cenários A e B (PNAER2020, 2010)	8
Figura 7 - Evolução da estimativa de energia proveniente de fontes renováveis no consumo bruto de energia final (PNAER2020, 2010)	9
Figura 8 - Evolução da estimativa da trajetória da energia proveniente de fontes renováveis nos setores do aquecimento e arrefecimento, eletricidade e transportes (PNAER2020, 2010)	9
Figura 9 - Evolução do balanço energético: Importações, produção doméstica e consumos de energia primária e de energia final (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014).....	10
Figura 10 - Consumos de energia primária por fonte energética (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014).....	11
Figura 11 - Dependência energética (em percentagem) (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014).....	11
Figura 12 - Produção anual de energia elétrica com base em FER, em Portugal (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014)	12
Figura 13 - Estrutura convencional da exploração do S.E.E (Silva, 2011)	21
Figura 14 - Estrutura moderna da exploração do SEE (Silva, 2011)	21
Figura 15 - Ponta do ano (2012), consumo de energia vs contributo da eólica	23
Figura 16 - Modo de geração e modo de armazenamento de um sistema PHES (Energy Storage Association, 2015b).....	25
Figura 17 - Esquema de um sistema PHES (Suberu, Mustafa, and Bashir 2014).....	25
Figura 18 - Mapa dos países europeus onde é aplicada a tarifa dupla de acesso à rede (Eurelectric WG hydro 2012)	27
Figura 19 - PHES do tipo circuito fechado (<i>Lettner, 2012</i>)	28
Figura 20 – PHES de Turlough, na Irlanda	28
Figura 21 - PHES de Goldisthal, na Alemanha.....	29
Figura 22 - PHES do tipo semi-abertos (<i>Lettner, 2012</i>).....	30
Figura 23 - PHES do tipo <i>open system</i> (<i>Lettner, 2012</i>).....	30
Figura 24 – Esquema de funcionamento de uma PHES subterrânea (Energy Storage Association, 2015b)	31
Figura 25 - Elmhurst Quarry Pumped Storage (EQPS) (Energy Storage Association, 2015b)	31
Figura 26 - Gravity Power Grid Scale Electricity Storage System (Energy Storage Association, 2015b)	32
Figura 27 - Comparação entre curvas características de bombas com velocidade fixa (a) e com velocidade variável (b) (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014)	33
Figura 28 – Rotores de turbinas Pelton, Francis e Kaplan	38
Figura 29 - Gama de aplicação das diferentes turbinas	38
Figura 30 - modelo de escoamento numa turbina Pelton (esquerda) e imagem real de escoamento numa turbina Pelton (direita) (Voith - Pelton turbines, 2011)	39
Figura 31 - Gama de aplicação das turbinas Pelton (Voith - Pelton turbines, 2011)	40
Figura 32 - Esquema de uma Turbina Turgo (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014).....	41

Figura 33 - Gama de aplicação das turbinas Francis (Voith - Francis turbines, 2011).....	42
Figura 34 - Modelo 3D de escoamento no rotor de uma turbina Francis (Voith - Francis turbines, 2011)	43
Figura 35 - Gama de aplicação das turbinas Kaplan (Voith - Kaplan turbines, 2011).....	43
Figura 36 – Roda de Turbina Kaplan (Voith - Kaplan turbines, 2011).....	44
Figura 37 - Diferentes tipos de bombas rotodinâmicas	45
Figura 38 - Gama de aplicação dos diferentes tipos de bombas (Voith Pumps - tailormade solutions for water applications, 2011).....	46
Figura 39 - Esquema de bombas a funcionar em paralelo (Nalluri and Featherstone, 2001).....	48
Figura 40 - Curvas características da bomba, de uma, duas e três bombas a funcionar em paralelo (Nalluri and Featherstone, 2001).....	49
Figura 41 - Esquema de bombas ligadas em série e correspondentes curvas características da bomba (Nalluri and Featherstone, 2001).....	49
Figura 42 - Gama de aplicação de pump-turbines Voith (Voith - Pump storage machines, 2011).....	51
Figura 43 - Curvas de alturas obtidas no teste de PAT's a funcionar em modo bomba e em modo turbina (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).....	52
Figura 44 - Curvas de eficiência obtidas no teste de PAT's a funcionar como bomba e como turbina (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).....	52
Figura 45 - Curvas de potência obtidas no teste de PAT's a funcionar como bomba e como turbina (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).....	52
Figura 46 - Comparação dos métodos para prever qual o ponto de maior eficiência com dados experimentais (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).....	53
Figura 47 - Comparação entre os ratios das gamas de caudais (q) e altura manométrica (h) das PAT's obtidos nos diferentes métodos e nos dados experimentais (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).....	53
Figura 48 - Aproveitamentos munidos de bombas-turbinas voith (Voith - Pump storage machines, 2011)	54
Figura 49 - Curva típica de consumos diários energéticos (Novak et al. 1996).....	58
Figura 50 - Gráfico de VA/TA onde está identificado o TIR (Caldeira 2015b).....	65
Figura 51 - Princípio de funcionamento de compra e venda de energia à rede de um sistema PHES (Lettner 2012).....	71

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Casos em que é necessário proceder à avaliação de impactes ambientais - fonte Decreto-Lei n.º 151-b/2013	17
Tabela 2 - Classificação de turbinas consoante a forma como o escoamento atua na roda	37
Tabela 3 -	47
Tabela 4 -	50
Tabela 5 - Horas de super vazio, vazio, cheia e ponta para o Inverno e para Verão.....	70
Tabela 6 - Preços de energias para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta	73
Tabela 7 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de turbinas de 80%	79
Tabela 8 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de 60%	79
Tabela 9 - Variação do caudal turbinado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de turbinas de 80 %	79
Tabela 10 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de bombas de 60%	80
Tabela 11 - Ratio entre caudais turbinados para rendimentos de turbinas de 80% e rendimentos de bombas de 60% para a potência de 1 MW	80
Tabela 12 - Ratio entre caudais turbinados para rendimentos de turbinas de 80% e rendimentos de bombas de 60% para a potência de 5 MW	81
Tabela 13 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 1 MW, rendimentos de bombas de 60%	82
Tabela 14 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente	82
Tabela 15 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 1MW e rendimento de turbina de 80%	82
Tabela 16 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de turbinas de 90%	83
Tabela 17 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de bombas de 80%.....	84
Tabela 18 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de turbinas de 90%	84
Tabela 19 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de bombas de 80%.....	84
Tabela 20 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 10 MW com rendimentos de turbinas de 90%	85
Tabela 21 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 10 MW com rendimentos de bombas de 80%.....	85
Tabela 22 - Ratio entre caudais turbinados para rendimentos de turbinas de 90% e rendimentos de bombas de 80% para a potência de 1MW, 5MW e 10 MW.....	85
Tabela 23 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 1 MW, rendimentos de bombas de 80%	87
Tabela 24 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente	87
Tabela 25 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 1MW e rendimento de turbina de 80%	88

Tabela 26 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (não considerando parcela ambiental) para potência de 1MW e rendimento de turbina de 80%.....	88
Tabela 27 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 5 MW, rendimentos de bombas de 80%.....	89
Tabela 28 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente para a potência de 5WM.....	89
Tabela 29 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 5MW e rendimento de turbina de 80%.....	89
Tabela 30 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 10 MW, rendimentos de bombas de 80%.....	90
Tabela 31 -Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente para a potência de 10WM.....	90
Tabela 32 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 5MW e rendimento de turbina de 80%.....	90
Tabela 33 - Resultado da aplicação dos indicadores económicos para a potência de 1MW e altura manométrica igual a 300m.....	91
Tabela 34 – TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 300 m.....	92
Tabela 35 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 250 m.....	93
Tabela 36 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 200 m.....	94
Tabela 37 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 10 MW em altura manométrica igual a 300 m.....	95
Tabela 38 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 5 MW, rendimentos de bombas de 80% sem variação do volume de regularização.....	97
Tabela 39 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente.....	97
Tabela 40 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente.....	98
Tabela 41 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente.....	98
Tabela 42 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 5MW e rendimento de turbina de 80%.....	99
Tabela 43 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 10 MW, rendimentos de bombas de 80% sem variação do volume de regularização.....	99
Tabela 44 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente.....	99
Tabela 45 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente.....	100
Tabela 46 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente.....	100
Tabela 47 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 10MW e rendimento de turbina de 80%.....	100
Tabela 48 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação.....	101
Tabela 49 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 10 MW em altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação.....	102

ÍNDICE DE ESQUEMAS

Esquema 1 - Disposição de um Sistema Elétrico de Energia (SEE)	19
Esquema 2 - Mudança de paradigma na disposição dos SEE	20
Esquema 3 - Diferentes tipos de tecnologias de armazenamento de energia separados por categorias	24
Esquema 4 - Fluxogramas do modelo utilizado	69

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os dias úteis de Inverno.....	74
Gráfico 2 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os sábados de Inverno	74
Gráfico 3 - Valores do preço da energia para as horas de super vazio, vazio, cheia e ponta para os Domingos de Inverno	75
Gráfico 4 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os dias úteis de Verão	75
Gráfico 5 - Valores do preço da energia os períodos horas de super vazio, vazio, cheia e ponta para os sábados de Verão.....	76
Gráfico 6 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os Domingos de Verão	76
Gráfico 7 - Volumes de regularização num ciclo semanal para a potência de 1MW.....	86
Gráfico 8 - TIR para potência de 1 MW e altura manométrica igual a 300 m.....	91
Gráfico 9 - VAL para potência de 1 MW e altura manométrica igual a 300 m	91
Gráfico 10 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 300 m.....	92
Gráfico 11 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 300 m	93
Gráfico 12 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m.....	93
Gráfico 13 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m	94
Gráfico 14 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 200 m.....	94
Gráfico 15 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 200 m	95
Gráfico 16 - TIR para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 300 m.....	96
Gráfico 17 - VAL para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 300 m	96
Gráfico 18 - Volume de regularização num ciclo semanal para potência de 10MW.....	97
Gráfico 19 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação	101
Gráfico 20 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação.....	101
Gráfico 21 - TIR para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação.....	102
Gráfico 22 - VAL para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação.....	102

SIMBOLOGIA

ACRÓNIMOS

AIA – Avaliação de Impactes Ambientais

ARH – Administração das Regiões Hidrográficas

BFT – Bomba a Funcionar como Turbina

CA – Comissão de Avaliação

CCAIA – Conselho Consultivo de Avaliação de Impactes Ambientais

CE – Comissão Europeia

CF – *Cash-Flow*

CNA – Conselho Nacional da Água

CRH – Conselho das Regiões Hidrográficas

DGE – Direção Geral da Energia

DGEG – Direção Geral da Energia e Geologia

DIA – Declaração de Impactes Ambientais

DL – Decreto-Lei

DRNE – Direção Regional do Ministério da Economia

ENE2020 – Estratégia Nacional para a Energia

EIA – Estudo de Impactes Ambientais

E&P – Custos de Engenharia e Projeto

FER – Fontes de Energia Renovável

INAG – Instituto da água

O&M – Custos de Operação e Manutenção

PDA – Proposta da Definição de Âmbito

PDE – Produção Dispersa de Energia

PIB – Produto Interno Bruto

PHES – *Pumped Hydroelectric Storage*

PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

PRI – Período de Retorno de Investimento

REA – Relatório do Estado do Ambiente

RH – Regiões Hidrográficas

SEE – Sistemas Elétricos de Energia

SNITURH – Sistema Nacional de Informação dos Títulos de Utilização dos Recursos Hídricos

S&A – Custos de Supervisão e Administração

TA – Taxa de Atualização

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

VAL – Valor Atualizado Líquido

1

Introdução

1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO

Nos dias correntes as questões ambientais têm vindo a tornar-se preocupações emergentes. O uso excessivo e a elevada dependência dos combustíveis fósseis é considerada uma das origens das alterações climáticas. Para contrariar esta tendência a União Europeia emitiu diretivas que obrigam os países membros a integrarem no seu setor energético fontes de energia renovável (hídrica, eólica, biomassa, solar, entre outras), obrigando, deste modo, a ocorrência de uma transformação no setor elétrico europeu. Assim sendo, com a integração das energias renováveis, surgiu uma tendência para a liberalização do mercado e para a dispersão da produção de energia. Existem, no entanto, problemáticas de índole técnica associadas à integração da produção de energia com recurso a fontes renováveis, nomeadamente a questão da intermitência, ou seja, o facto de os consumos energéticos de cheia poderem estar desfasados no tempo com a capacidade de produção destas mesmas fontes por falta de recursos. Como exemplos desta situação, surgem os casos da energia solar, em que não é possível produzir nos períodos noturnos, e da eólica, que não apresenta capacidade de produção no caso de não existir velocidade do vento adequada, podendo, no entanto, a demanda de energia ocorrer nos mesmos intervalos temporais. Esta evidência torna algumas centrais de produção de energia renovável ainda pouco eficientes.

Uma das soluções encontradas para esta problemática é o armazenamento de energia. Os sistemas *pumped hydroelectric storage*, na sua referência anglo-saxónica original e aqui descrita como Sistemas hidroelétricos Autónomos, ou ainda, unidades de armazenamento de energia por bombagem, constituem uma solução já longamente utilizada e representam uma solução economicamente eficiente no que diz respeito à sua capacidade de armazenar grandes quantidades de energia. Estes sistemas permitem, deste modo, uma revalorização da energia, comprando a energia elétrica que é produzida, mas que não é consumida, constituindo um excesso, nas horas de baixos consumos, armazenando-a no estado hídrico, para voltar a transformá-la em energia elétrica assim que os consumos o exigirem.

No presente trabalho estudou-se a viabilidade económica destes sistemas. Para isso, procedeu-se à execução de um modelo, em ambiente excel, em que foram testadas, para diferentes potências, várias combinações de alturas de elevação/quedas útil e diferentes caudais, por forma a testar quais as combinações tecnicamente viáveis. Efetuou-se ainda a avaliação dos *cash-flows* destes sistemas, aplicando-lhes depois alguns indicadores de rentabilidade, como o valor atualizado líquido, a taxa interna de rentabilidade, o período de retorno de investimento e o índice de rentabilidade, para ser possível avaliar a sua viabilidade económica. Foi também realizado, no presente modelo, o balanço energético, ou seja, a diferença entre a energia que o sistema consome e aquela que o mesmo é capaz de

produzir, para as diferentes combinações atrás mencionadas, com o objetivo de se perceber os custos de compra de energia à rede, assim como a remuneração aplicada ao sistema pela venda da mesma.

1.2. ESTRUTURA DA TESE

A presente dissertação é constituída por oito capítulos e respetivos subcapítulos, sendo que o primeiro constitui a introdução.

O **capítulo 2** trata a contextualização da situação energética em Portugal. Neste capítulo, analisa-se a Diretiva 2009/28/CE que estabelece quais as metas obrigatórias, definidas pela União Europeia e que se pretendem atingir até o ano de 2020, assim como é feita a análise do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, para perceber quais os objetivos a atingir, em termos percentuais, respeitantes à integração das energias produzidas com recurso a fontes renováveis no setor energético nacional. Foi, ainda estudado o Relatório do Estado do Ambiente 2014, para perceber de que forma evoluiu a integração das energias renováveis desde 2005 até 2013. Por último, procedeu-se à análise da legislação relevante para o processo de licenciamento de um aproveitamento hidroelétrico.

No **capítulo 3**, abordam-se os sistemas elétricos de energia e a sua mudança ao longo dos últimos anos. Trata-se neste capítulo também a integração das energias renováveis nos SEE (Sistemas Elétricos de Energia) e explica-se como o armazenamento de energia pode solucionar alguns problemas associados à produção com recurso às FER (Fontes de Energia Renovável). Dentro das soluções de armazenamento de energia, abordou-se com maior rigor os sistemas *pumped hydroelectric storage* (PHES), por serem a base da dissertação em questão, assim como as diferentes tipologias construtivas desta tecnologia.

O **4º capítulo** corresponde às componentes eletromecânicas de um sistema hidroelétrico. Deste modo, achou-se relevante efetuar uma descrição das turbomáquinas existentes, bombas, turbinas e bombas a funcionar como turbinas.

No **capítulo 5** aborda-se o tema de produção de energia hidroelétrica. Começa-se por tratar das necessidades de abastecimento de energia em função dos consumos energéticos, passando depois para questões que se prendem com a hidráulica geral, tais como as perdas de carga em condutas e a forma como as mesmas afetam a produção de energia.

O **6º capítulo** expõe as questões que estão relacionadas com a análise financeira. Tendo em conta que o objetivo do presente trabalho é avaliar a viabilidade económica de um sistema hidroelétrico de armazenamento de energia, achou-se relevante explorar conceitos básicos de análise financeira, tais como *cash-flow*, regimes de capitalizações, indicadores de desempenho, como o valor atualizado líquido, taxa interna de rentabilidade, entre outros descritos no capítulo em questão, para que se possa aplicar depois na componente prática desta dissertação.

No **capítulo 7** descreve-se a construção do modelo desenvolvido para avaliar a viabilidade económica de um sistema PHES e as diferentes abordagens para chegar ao objetivo. Estão representados neste capítulo também os resultados obtidos e todas as justificações e discussões inerentes aos mesmos.

Por último, o **capítulo 8** compreende as conclusões retiradas do presente trabalho e apresentam-se uma sugestão para investigações futuras.

2

ENQUADRAMENTO

2.1 METAS A ATINGIR DE ACORDO COM A UNIÃO EUROPEIA. (DIRETIVA 2009/28/CE)

O consumo e o controlo de energia na Europa e a utilização crescente de energia proveniente de fontes renováveis, a par da poupança e do aumento da eficiência energética são partes integrantes do pacote de medidas necessárias para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e cumprir o Protocolo de Quioto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, bem como outros compromissos assumidos a nível comunitário e internacional de redução das emissões de gases com efeito de estufa para além de 2012.

O objetivo e o âmbito desta diretiva é estabelecer um quadro comum para a promoção de energia proveniente das fontes renováveis. Deste modo, fixa objetivos nacionais obrigatórios para a quota global de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia e para a quota de energia proveniente de fontes renováveis, consumida pelos transportes.

A diretiva determina que cada Estado-Membro deve assegurar que a sua quota de energia proveniente de fontes renováveis (calculada nos termos dos artigos 5º a 11º) no consumo final bruto de energia em 2020 seja pelo menos igual ao objetivo estabelecido na figura 1. À luz das posições tomadas pelo Parlamento Europeu, pelo Conselho e pela Comissão, os objetivos nacionais obrigatórios deverão ser coerentes com uma quota de 20% de energia proveniente de fontes renováveis e com uma quota de 10%

de energia proveniente de fontes renováveis no setor dos transportes no que respeita ao consumo energético da Comunidade a atingir até 2020.

	Quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, 2005 (S ₂₀₀₅)	Objectivo para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, 2020 (S ₂₀₂₀)
Bélgica	2,2 %	13 %
Bulgária	9,4 %	16 %
República Checa	6,1 %	13 %
Dinamarca	17,0 %	30 %
Alemanha	5,8 %	18 %
Estónia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grécia	6,9 %	18 %
Espanha	8,7 %	20 %
França	10,3 %	23 %
Itália	5,2 %	17 %
Chipre	2,9 %	13 %
Letónia	32,6 %	40 %
Lituânia	15,0 %	23 %
Luxemburgo	0,9 %	11 %
Hungria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Países Baixos	2,4 %	14 %
Áustria	23,3 %	34 %
Polónia	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
Roménia	17,8 %	24 %
Eslovénia	16,0 %	25 %
Eslováquia	6,7 %	14 %
Finlândia	28,5 %	38 %
Suécia	39,8 %	49 %
Reino Unido	1,3 %	15 %

Figura 1 - Objetivos globais nacionais para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia (Diretiva 2009/28/CE 2009)

A trajetória indicativa deverá tomar como ponto de partida o ano 2005, visto este ser o ano mais recente relativamente ao qual estão disponíveis dados fiáveis sobre as quotas nacionais de energia provenientes de fontes renováveis.

Para alcançar mais facilmente o objetivo determinado por esta diretiva, cada Estado-Membro deve promover e incentivar a eficiência energética e as poupanças de energia. No entanto, esta temática não será abordada no presente trabalho, visto não se enquadrar no tema.

É relevante mencionar que o consumo final bruto de eletricidade proveniente de fontes renováveis é calculado como a quantidade de eletricidade produzida num Estado-Membro a partir de fontes de energias renováveis, com exclusão da eletricidade produzida em unidades de armazenamento por bombagem a partir de água previamente bombeada.

O consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis em cada Estado-Membro é calculado como a soma de três parcelas:

- Consumo final bruto de eletricidade produzida com recurso a FER;
- O consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis em aquecimento e arrefecimento;

- O consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis pelos transportes.

É importante mencionar que a Diretiva 2009/28/CE não considera a energia produzida em unidades de armazenamento por bombagem, que utilizam água previamente bombeada como energia produzida a partir de fontes renováveis.

Esta diretiva menciona ainda que “é necessário apoiar a integração das energias provenientes de fontes renováveis na rede de transporte e distribuição, bem como a utilização de sistemas de armazenamento de energia para a produção intermitente integrada de energia proveniente de fontes renováveis” (Diretiva 2009/28/CE 2009).

2.2 PNAER – PLANO NACIONAL DE AÇÃO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS AO ABRIGO DA DIRETIVA 2009-28 CE

O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER2020) foi elaborado ao abrigo da Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho Europeu, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, pois a mesma estabelece no seu artigo 4º que cada Estado-Membro deve aprovar e apresentar à Comissão Europeia um PNAER.

Deste modo, este Plano de Ação fixa os objetivos nacionais de cada Estado-Membro relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida até 2020 nos setores de:

- Transportes;
- Eletricidade;
- Aquecimento e arrefecimento.

O mesmo plano define também a trajetória de penetração de acordo com o ritmo da implementação das medidas e ações previstas em cada um destes setores.

No que se refere à realidade nacional, Portugal é um país que não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidos, compreendendo-se, deste modo, a importância das fontes renováveis no reforço dos níveis de segurança de abastecimento (tendo em consideração a elevada dependência nacional em termos energéticos, no que toca a abastecimento de energia), ao mesmo tempo que promovem a diversificação do *mix* energético e contribuem para o aumento da sustentabilidade associada à produção, transporte e consumo de energia.

Em 2009, mais de 40% da eletricidade produzida em Portugal era proveniente da utilização de fontes de energia renováveis e cerca de 20% do consumo final de energia era satisfeito com o recurso a energias renováveis.

A política energética nacional, tendo em consideração a contribuição das FER, tem então como principais objetivos:

- Garantir o cumprimento dos compromissos nacionais no contexto das políticas europeias de energia e de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020 31% do consumo final bruto de energia provenha de fontes renováveis; 60% da eletricidade produzida provenha de fontes renováveis; e 10% da energia consumida no setor dos transportes rodoviários tenha origem em fontes renováveis;
- Reduzir a dependência energética do exterior para 74%, que é representada na sua maioria por consumo e importação de combustíveis fósseis;

- Reduzir em 25% o saldo importador energético com energia produzida com recurso a fontes endógenas, o que subentende uma redução anual de cerca de 60 milhões de barris de petróleo;
- Reduzir as emissões dos gases de estufa, através de uma maior utilização das fontes de energia renováveis e eficiência energética.

Para além destes objetivos principais, a política energética para as FER, estabelece como objetivos nacionais através da Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE2020):

- Aproveitar de uma forma mais eficiente o potencial hídrico e facilitar o crescimento da energia eólica.

A base de desenvolvimento da produção nacional renovável assenta e assentará no aumento articulado da capacidade instalada da hídrica e da eólica. Este desenvolvimento é conseguido aumentando a capacidade hídrica reversível, viabilizando, deste modo, a produção eólica nos períodos de menor consumo, reduzindo, assim, os seus custos de produção.

2.2.1 CONSUMOS – ATUAIS E PROJEÇÕES

2.2.1.1 O consumo final bruto de energia previsto para 2010-2020

A figura 2 mostra os consumos de energia primária e final entre os anos 2000 e 2008. Para que se perceba o gráfico, é necessário descrever o significado dos conceitos nele implícitos. Em primeiro lugar o **consumo de energia primária**, que constitui toda a energia utilizada diretamente ou que é sujeita a transformação para outras formas energéticas. Este resulta da soma das importações com a produção doméstica, retiradas as saídas e variações de *stock*. Por outro lado, define-se **consumo de energia final** como o consumo observado, excluindo o consumo para outras formas de energia, o consumo no setor energético e o consumo como matéria-prima.

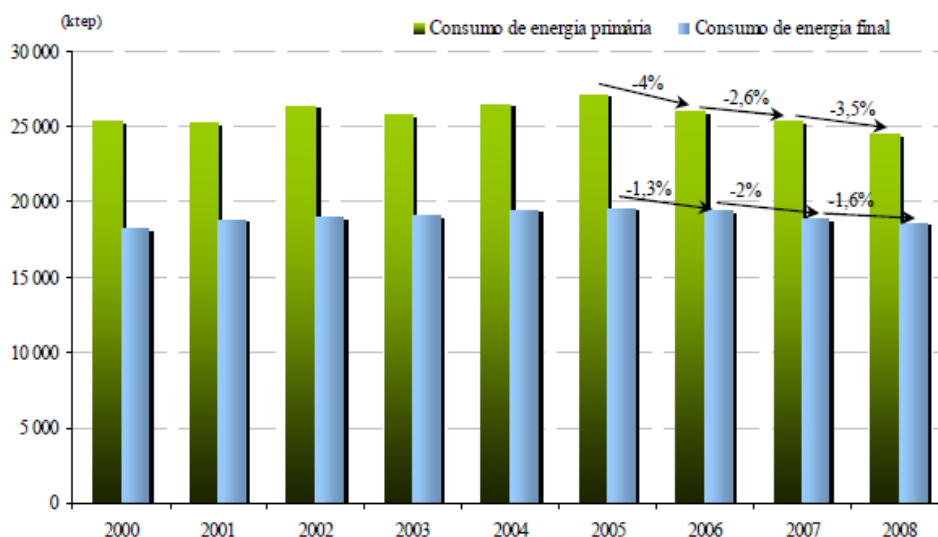


Figura 2 - Consumo de energia primária e final (PNAER2020, 2010)

Devido ao facto da figura 2 apenas apresentar dados compreendidos entre os anos 2000 e 2008, considerou-se necessário apresentar a figura 3 com dados mais recentes, entre os anos 2000 e 2013. No entanto, manteve-se o anterior por pertencer ao PNAER2020.

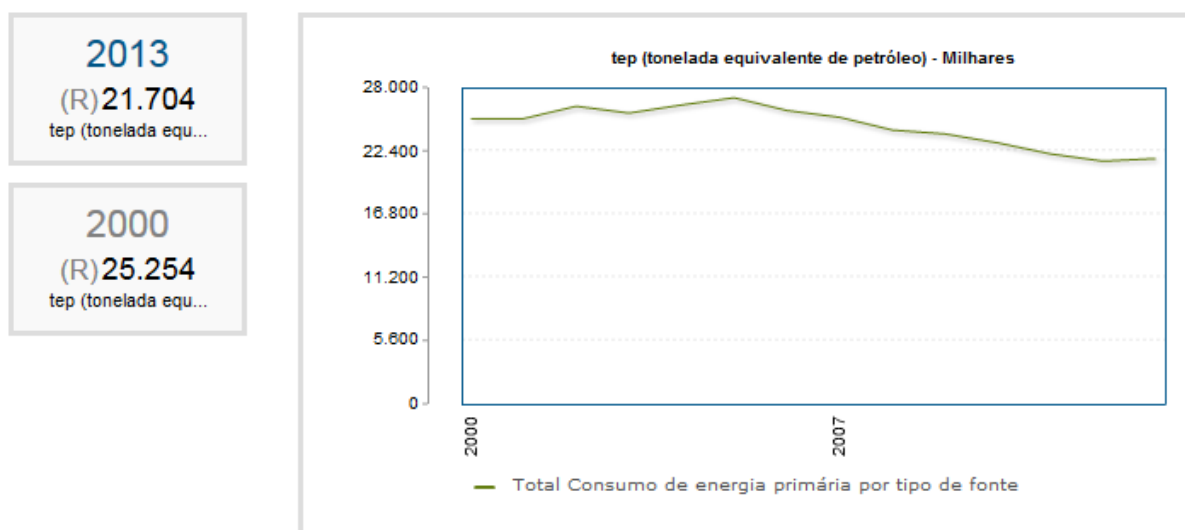


Figura 3 - Consumo primário de energia (Pordata - Base de Dados Portugal Contemporâneo 2015)

2.2.1.2 Previsões de consumo

No estudo de análise prospetiva efetuado em Portugal para o período compreendido entre 2010 e 2020 foram considerados **dois cenários, A e B**, que tomam como ponto de partida os compromissos e desafios assumidos no PEC 2010-2013, sendo que os preços dos produtos energéticos foram retirados do modelo energético Primes "Portugal: Baseline 2009" adotados pela Comissão Europeia para as análises prospetivas de evolução da procura de energia e do consumo final de energia.

O cenário A é mais conservador em matéria de crescimento económico e será o utilizado como base do desenvolvimento deste Plano de Ação (PNAER2020).

O cenário B pressupõe um crescimento económico mais conservador para Portugal a partir de 2013. Este baseia-se nas medidas previstas na ENE2020 que assume objetivos nacionais muito ambiciosos, tanto ao nível da procura/consumo, como a nível da oferta/produção, apresentando mais potência instalada em novas tecnologias.

É importante mencionar que ambas as projeções de consumo energético nos dois cenários foram calculados com base no modelo LEAP – *Long Rang Energy Alternative Planing System*.

		2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Cenário A	PIB (Milhões €08)	161.076	162.919	164.386	166.523	169.354	173.068	177.719	205.31
	Taxa de variação anual (%)	-	0,2	0,9	1,3	1,7	2,2	2,7	2,9
	População (Milhões)	10,570	10,656						10,826
Cenário B	PIB (Milhões €08)	161.076	162.919	164.386	166.523	169.354	173.249	178.273	209.695
	Taxa de variação anual (%)	-	0,2	0,9	1,3	1,7	2,3	2,9	3,3
	População (Milhões)	10,570	10,656						10,826

Figura 4 - Pressupostos macroeconómicos para o cenário A e cenário B (PNAER2020, 2010)

Cenários	Consumo de Energia (ktep)			
	2005	2010	2015	2020
Cenário A	19 582	18 592	19 094	20 082
Cenário B		18 592	19 800	21 700

Figura 5 - Previsões de consumo de energia para os cenários A e B (PNAER2020, 2010)

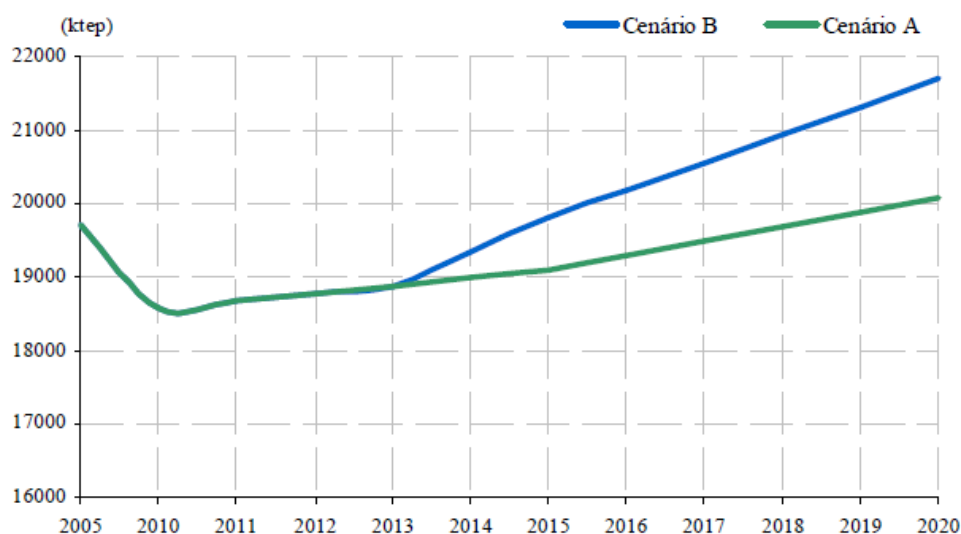


Figura 6 - Previsões de consumo de energia para os cenários A e B (PNAER2020, 2010)

2.2.2 OBJETIVOS E TRAJETÓRIA PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS

2.2.2.1 Objetivos globais nacionais

A Diretiva de 2009/28/CE fixa que Portugal deverá atingir a quota de 31% de energias renováveis no consumo final bruto de energia para 2020, o que implica um acréscimo de 11,3% face ao valor registado no ano base 2005. A figura 7 mostra a evolução que se estima ocorrer entre o ano base e 2020.

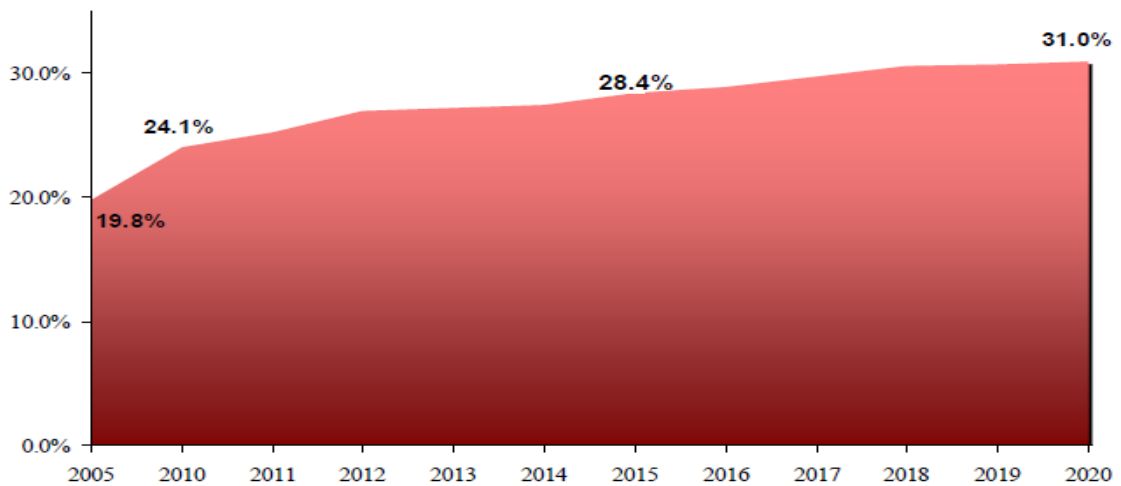


Figura 7 - Evolução da estimativa de energia proveniente de fontes renováveis no consumo bruto de energia final (PNAER2020, 2010)

2.2.2.2 Trajetórias e objetivos setoriais

Em termos setoriais, os objetivos nacionais definem, tal como está referido na figura 8:

- 10% de energia renovável no setor dos transportes (FER-T);
- 30,6% no setor do aquecimento e arrefecimento (FER-A&A);
- 60% na eletricidade (FER-E).

Estes valores são novamente mencionados, visto que para efeitos do PNAER, a quota no setor da eletricidade apresenta um valor de 55,3%, uma vez que na metodologia definida pela Diretiva Europeia é necessário contabilizar no consumo final bruto de energia a produção por bombagem.

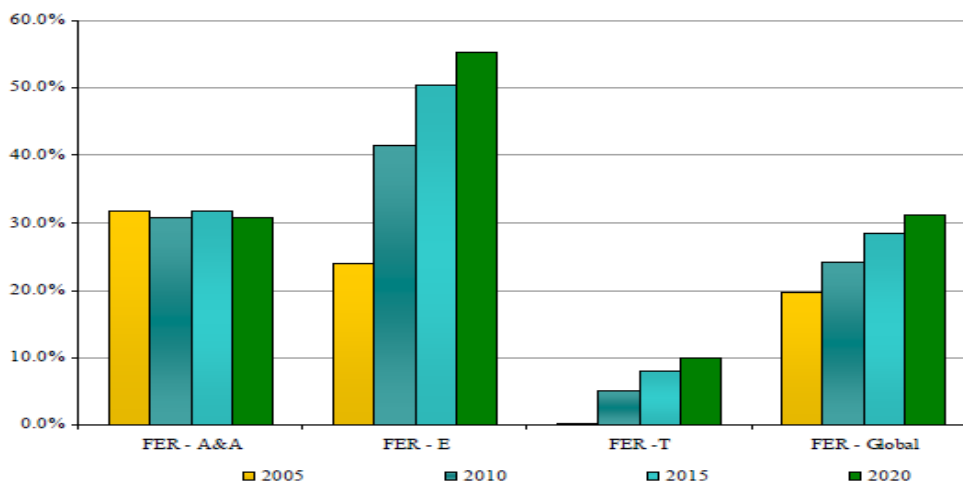


Figura 8 - Evolução da estimativa da trajetória da energia proveniente de fontes renováveis nos setores de aquecimento e arrefecimento, eletricidade e transportes (PNAER2020, 2010)

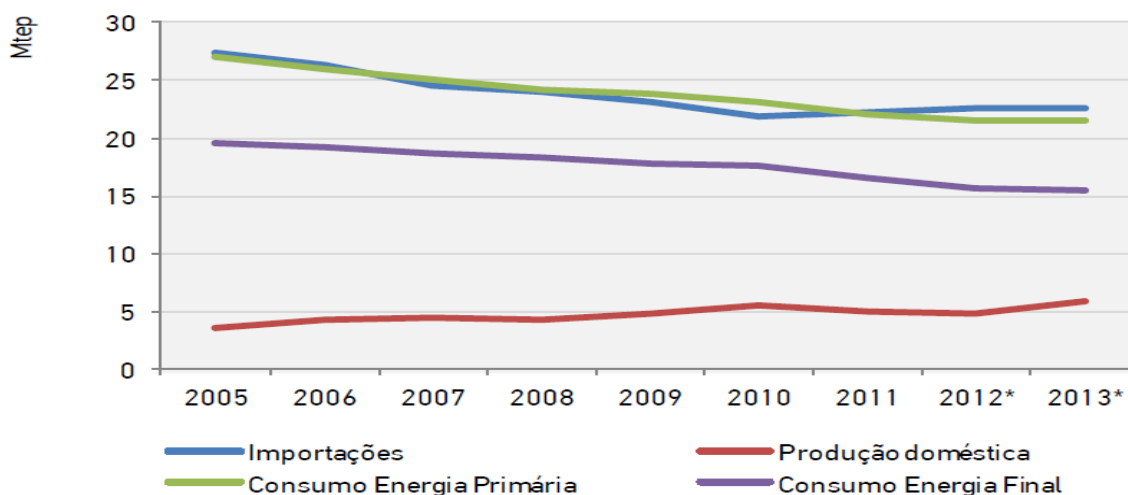
2.3 ANÁLISE DO RELATÓRIO DO ESTADO DO AMBIENTE 2014 – REA2014

O Relatório do Estado do Ambiente (REA) tem como objetivo retratar de forma global o panorama ambiental de Portugal no contexto da sua evolução económica. Deste modo, o REA assume um papel relevante na avaliação e comunicação do desempenho ambiental do país, sendo assim uma ferramenta fundamental na definição, execução e avaliação das políticas de ambiente nacionais, destacando-se ainda o papel de suporte nos processos de tomada de decisão.

2.3.1 PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA

2.3.1.1 Evolução do balanço energético

Antes de se efetuar a análise da figura 9, interessa definir os quatro conceitos nela presentes. A **produção doméstica de energia** engloba a produção de eletricidade com recurso a fontes de origem nacional (eólica, hídrica, geotérmica e fotovoltaica) e a produção de energias renováveis para outros fins (lenhas e resíduos vegetais, resíduos sólidos e urbanos, licores sulfídricos, biogás). As **importações**, tal como o nome indica, são a quantidade que fisicamente entra no território nacional. Os conceitos de consumo de energia primária e consumo de energia final já foram descritos no subcapítulo 2.2.1.



* Dados provisórios

Figura 9 - Evolução do balanço energético: Importações, produção doméstica e consumos de energia primária e de energia final (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014)

Analisando a figura 9, pode aferir-se que as importações energéticas ainda assumem um papel muito relevante, apesar de se ter verificado uma redução relativamente significativa entre 2005 e 2010. As importações apresentam um peso cerca de quatro vezes superior ao da produção doméstica, apesar desta última ter apresentado um aumento de 21% em 2013 – devido a um aumento de 27% na produção hídrica e de 17% na produção eólica.

O consumo energético final apresentou uma redução de 1,2%, dando continuidade à tendência decrescente que vinha a apresentar desde 2005. Esta quebra acompanha a redução no consumo de derivados de petróleo e gás natural.

O consumo energético primário, no ano de 2013, exibe uma ligeira subida de 0,5% que se deve essencialmente ao consumo no setor energético (28%) e ao consumo de matéria-prima (37%).

2.3.1.2 Consumo primário por fontes energéticas

Com a análise da figura 10 é possível concluir que o petróleo e os seus derivados continuam a ser a fonte energética que apresenta maior peso, apesar da ligeira redução na sua utilização desde o ano base 2005, passando de uma percentagem de 58,6% do consumo de energia primária para 43,5% em 2013.

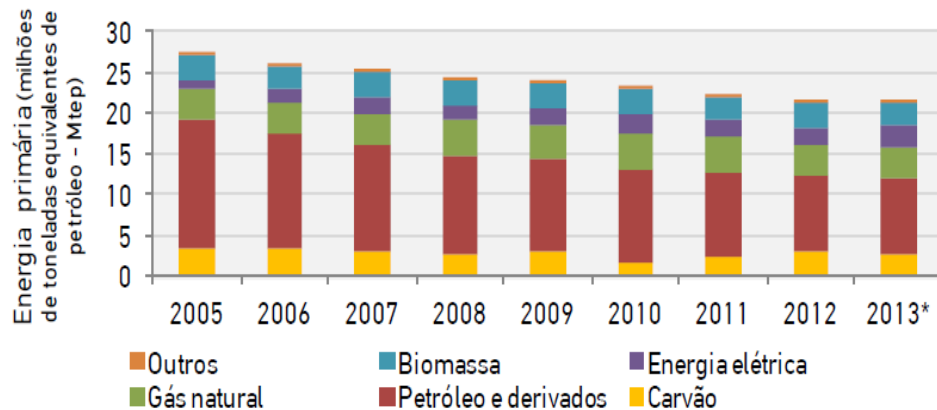


Figura 10 - Consumos de energia primária por fonte energética (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014)

2.3.1.3 Dependência de energia nacional

Relativamente à dependência energética, a partir da análise da figura 11 pode observar-se que, em 2013, se atingiu o valor mais baixo desde o ano 2005. Assim, o valor da mesma tem vindo a sofrer uma redução que atingiu os 17,3 valores percentuais entre 2005 e 2013, sendo que só entre 2012 e 2013 sofreu uma quebra de 7,9%. Esta quebra deve-se sobretudo à redução do consumo de carvão e gás natural na produção de energia elétrica, tendo em conta que a produção doméstica aumentou 21%.

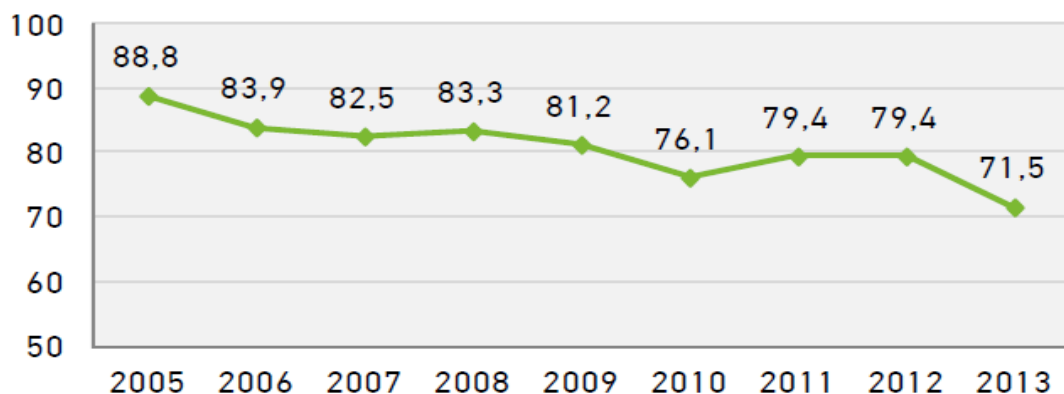


Figura 11 - Dependência energética (em percentagem) (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014)

2.3.2 PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA COM BASE EM FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS EM PORTUGAL

Analisando a figura 13 pode observar-se que nem sempre foram cumpridas as metas estabelecida pela Diretiva 2009/28/CE existindo uma evolução que nem sempre é positiva, oscilando entre valores superiores e inferiores face às metas. No entanto, em 2013, verificou-se um bom resultado (48%), causado, essencialmente, pela produção da grande hídrica, que duplicou face ao ano 2012, e pela produção eólica que aumentou cerca de 17%.

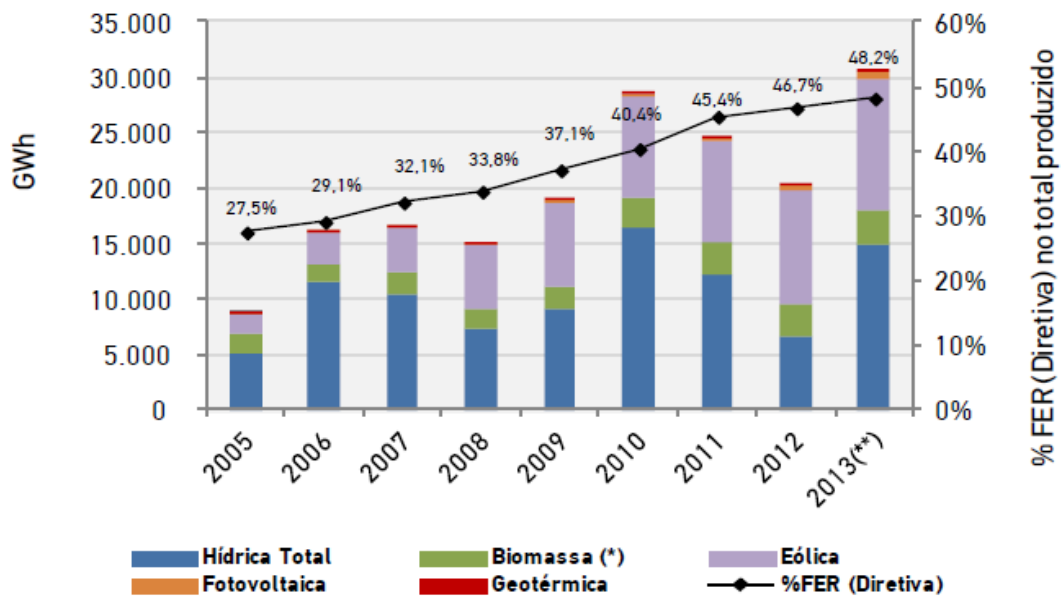


Figura 12 - Produção anual de energia elétrica com base em FER, em Portugal (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014)

2.3 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO DE UM APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO

2.3.1 UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS

A Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro, mais conhecida como Lei da Água estabelece o enquadramento legal para a gestão das águas superficiais, designadamente as águas interiores, de transição e costeiras, e das águas subterrâneas. A mesma define no artigo 2º que os recursos hídricos compreendem as margens e leitos, zonas adjacentes, zonas de infiltração máxima e zonas protegidas. Proceda-se ao enquadramento legislativo por meio da apresentação desta lei visto que cada atividade que possa vir a ter impacto significativo no estado da água, só pode ser desenvolvida desde que ao abrigo de um **título de utilização**, emitido nos termos e condições previstos nesta mesma Lei, e no regime de utilização dos recursos hídricos. Dito isto, menciona-se outro elemento importante no enquadramento legislativo, que é o Decreto-Lei n.º 226-A/2007, visto que o mesmo abrange os recursos hídricos particulares e públicos.

Os títulos que podem ser outorgados para a utilização dos recursos hídricos são

- Autorização;
- Licença;
- Concessão.

No artigo 6º da Lei da Água estão definidas as dez regiões hidrográficas (RH) que dividem Portugal e que têm como base o quadro da especificidade das bacias hidrográficas, os sistemas aquíferos nacionais e as bacias compartilhadas com Espanha. Deste modo, definem-se as seguintes regiões:

- a) Minho e Lima (RH 1);
- b) Cávado, Ave e Leça (RH 2);
- c) Douro (RH 3);
- d) Vouga, Mondego, Lis e Ribeiras do Oeste (RH 4);
- e) Tejo (RH 5);
- f) Sado e Mira (RH 6);
- g) Guadiana (RH 7);
- h) Ribeiras do Algarve (RH 8);
- i) Açores (RH 9);
- j) Madeira (RH 10).

2.3.2 ÓRGÃOS DE ADMINISTRAÇÃO

É de interesse mencionar também quais os órgãos de administração pública referenciados na Lei n.º 58/2005. A nível nacional, o **Instituto da Água** (INAG) era a autoridade nacional da água, no entanto a segunda alteração a esta Lei, o Decreto-Lei n.º 130/2012, no artigo 2º, decreta a transferência desta responsabilidade para a Agência Portuguesa do Ambiente, I.P (APA. I.P), que resulta da fusão entre a Agência Portuguesa do Ambiente APA e o instituto da água, IP sendo este atualmente o representante do estado ao qual compete garantir a gestão das águas e assegurar a consecução dos objetivos da Lei em vigor.

A nível de região hidrográfica existem as **Administrações das Regiões Hidrográficas** (ARH), contabilizando-se cinco para as oito das dez RH, a do Norte, para as RH 1,2 E 3, a do Centro, para a RH 4, a do Tejo para a RH 5, a do Alentejo para as RH 6 e 7 e, finalmente, a do Algarve para a RH 8. Resumidamente, as ARH prosseguem atribuições de gestão das águas, incluindo planeamento, licenciamento e fiscalização. Segundo o artigo 9º da Lei da Água é da responsabilidade da administração da regiões hidrográficas territorialmente competente decidir sobre **a emissão dos títulos de utilização dos recursos hídricos e fiscalizar essa mesma utilização**. No artigo 12º (autoridades competentes) do DL n.º 226-A/2007 é determinado que, no caso da utilização se situar em mais do que uma área territorial, a competência para o licenciamento cabe à ARH onde se situar a maior área ocupada pela utilização.

A representação dos setores de atividade e dos utilizadores dos recursos hídricos é assegurada por dois órgãos consultivos. O Conselho Nacional da Água (CNA), enquanto órgão consultivo do Governo em matéria de recursos hídricos, e os Concelhos das Regiões Hidrográficas (CRH), enquanto órgãos consultivos das administrações da região hidrográfica para as respetivas bacias hidrográficas nelas integradas.

É permitido à ARH delegar parcialmente ou totalmente as competências a algumas autoridades, nomeadamente às autarquias, às quais pode ser atribuído o poder de licenciamento e fiscalização de utilização de águas. Ao Instituto para a Conservação da Natureza é atribuído o mesmo poder que é concedido às autarquias, quando o licenciamento de utilização de água sita em áreas classificadas sob a

sua jurisdição. Às associações de utilizadores e aos concessionários de utilização de recursos hídricos é atribuído o poder para elaboração e execução de planos específicos de água.

2.3.3 TÍTULOS DE UTILIZAÇÃO

No capítulo 5 da Lei da Água consta a matéria que diz respeito à utilização dos recursos hídricos. A atribuição dos títulos de utilização deve assegurar o respeito pelo disposto no plano de gestão da bacia hidrográfica aplicável, o cumprimento das normas de qualidade e das normas de descarga, a concessão de prevalência ao uso considerado prioritário nos termos da Lei da Água, no caso de conflitos de usos, a observância das normas e princípios da lei e o respeito pelo disposto nos instrumentos de gestão territorial, nos planos específicos de gestão das águas. O mesmo título deve determinar que o utilizador se abstenha da prática de atos ou atividades que causem a degradação do estado das massas de água e gerem outros impactos ambientais negativos ou inviabilizem usos alternativos considerados prioritários.

No seu artigo 60º constam quais as atividades sujeitas a licença prévia de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público, das quais se mencionam apenas aquelas relevantes para o presente trabalho:

- Captação de água;
- Ocupação temporária e construção ou alteração de instalações, fixas ou desmontáveis;
- Implantação de instalações e equipamentos mencionados na alínea anterior;
- Ocupação temporária para construção ou alteração de infraestruturas hidráulicas.

No artigo 61º são expostas quais as utilizações privativas dos recursos hídricos do domínio público sujeitas a prévia concessão. As que se enquadram com o presente trabalho estão descritas abaixo:

- Captação de água para produção de energia;
- Implementação de infraestruturas hidráulicas que se destinem a fins referidos na alínea anterior.

2.3.4 SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÃO DOS TÍTULOS DE UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS (SNITURH)

É no Sistema Nacional de Informação dos Títulos de Utilização dos Recursos Hídricos (SNITURH) que são realizados, em conformidade com o disposto no artigo 73º da Lei nº 58/2005, os registos, assim como a caracterização das utilizações dos recursos hídricos, independentemente de qual seja a entidade licenciadora. Estes registos e caracterização são efetuados pelas entidades licenciadoras mediante as suas competências de licenciamento e fiscalização.

2.3.5 PRODUÇÃO DE ENERGIA

Para além da obrigatoriedade de aquisição de um título de utilização de recursos hídricos, cujo processo já foi explicado anteriormente, é também necessário adquirir um título de autorização para produção de energia. Deste modo, procede-se a uma análise do Decreto-Lei n.º 189/88, que estabelece as regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, e do Decreto-Lei n.º 168/99, que determina uma revisão do anterior normativo aplicável (DL n.º 189/88).

No DL n.º 189/88 está estabelecido que a “atividade de produção de energia pode ser exercida por pessoas singulares ou coletivas, de direito público ou privado, independentemente da forma jurídica que assumam, estando unicamente sujeita ao cumprimento das normas técnicas e de segurança estabelecidas no presente diploma”. Esta atividade permite ao produtor requerer a expropriação por utilidade pública de bens imóveis ou direitos a eles relativos. Assim, na ocorrência de expropriação, o bem torna-se património da administração central ou autarquia local sendo, no entanto, da responsabilidade da entidade requerente a produção de energia durante o prazo de expropriação de 35 anos, ficando sujeita ao pagamento periódico atualizável fixado no momento da cedência pela entidade pública que tenha pago a indemnização. A indemnização pode, porém, ser também suportada pela entidade que requer a expropriação, sendo que este facto é tido em consideração na fixação do pagamento periódico.

De acordo com o Anexo 1 do DL n.º 168/99, que constitui o “regulamento para a autorização das instalações de produção de energia elétrica integrada no sistema elétrico independente e baseado na utilização de recursos renováveis“, o processo de autorização das instalações de produção de energia são instruídos pela Direção-Geral da Energia (DGE), competindo a respetiva decisão:

- Ao Ministro da Economia, no caso de instalações com potência superior a 1 MW;
- Ao diretor-geral da Energia, no caso de instalações com potência até 1 MW.

Assim, o interessado deverá apresentar o pedido na DGE. **No caso de aproveitamentos hidroelétricos, a autorização só será concedida depois de obtida a autorização para utilização da água nos termos da Lei n.º 58/2005.**

É da responsabilidade da entidade que pretenda instalar uma unidade de produção de energia elétrica solicitar ao gestor da rede pública a que se quer ligar as informações necessárias para a elaboração do projeto, nomeadamente:

- Ponto de interligação, pelo gestor da rede pública, à DGE;
- Tensão nominal no ponto de interligação e banda de regulação da tensão nesse ponto;
- Potência de curto-circuito, máxima e mínima, no ponto de interligação;
- Regime neutro;
- Dispositivos de reengate automático eventualmente existentes.

Com a solicitação das informações deverá estar presente uma descrição sumária do projeto da instalação de produção, onde conste o local ou locais previsíveis de implantação, o número, a potência e o tipo de geradores, assim como os dados necessários para serem calculadas as potências de curto-circuito previsíveis. A entidade que explora a rede pública deve fornecer ao produtor e à Direção-Geral de Energia as informações no prazo máximo de 60 dias.

A entrada em funcionamento das instalações depende da licença de exploração, precedida de vistoria. No caso dos aproveitamentos hidroelétricos, a obtenção da licença depende do parecer da Direção Regional do Ambiente territorialmente competente, nomeadamente da confirmação da atribuição da licença para realização da infraestrutura hidráulica e da verificação das condições de segurança na construção do açude ou barragem.

A vistoria pode ser feita por dois órgãos diferentes. No caso das instalações de potência não excederem o valor de 10 MW, a vistoria é efetuada pela Direção Regional do Ministério da Economia (DRME) territorialmente competente. Por outro lado, no caso de potências superiores a 10 MW, esta tarefa é competência da DGE. Deste modo, a licença é atribuída pela DRME e pela DGE no caso de serem instalações com potências até 10 MW ou superiores a este valor, respetivamente.

2.3.5.1 Ligação à rede recetora

A designação de rede recetora é atribuída à rede que já existe e à qual se liga a instalação de produção. A ligação à mesma é feita por um ramal construído por iniciativa do proprietário da instalação de produção e deve ser executada de acordo com as normas de projeto e construção aplicável e por prestadores de serviços qualificados, podendo a obra ser fiscalizada.

O ramal deve apresentar uma secção técnica e economicamente satisfatória, por forma a ser capaz de transmitir o máximo potência posta à disposição da rede pública pelo produtor.

Compete ao produtor, após o licenciamento, informar o gestor da rede pública das datas em que a construção dos ramais de ligação será desenvolvida, incluindo também a data de entrada em funcionamento da instalação licenciada.

2.3.6 IMPACTOS AMBIENTAIS

O regime jurídico nacional da Avaliação de Impactes Ambientais (AIA) dos projetos, públicos ou privados, que possam produzir efeitos significativos no ambiente é estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013. Este Decreto-lei, transpõe para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2011/92/EU relativa à avaliação dos efeitos de determinados projetos, público e privados no ambiente.

A AIA é um instrumento de índole preventiva da política do ambiente. Este baseia-se na realização dos estudos, consultas e análise de possíveis alternativas, cujo objetivo é a avaliação, identificação e previsão dos possíveis impactes ambientais, diretos ou indiretos, decorrentes da execução de um determinado projeto, assim como a identificação e proposta de medidas que evitem, minimizem ou compensem esses efeitos. Outro objetivo deste instrumento é a instituição de um processo de verificação, *a posteriori*, da eficácia das medidas aplicadas, monitorizando os efeitos dos projetos avaliados. A AIA deverá, ainda, garantir a participação pública e a consulta dos interessados na formação das decisões que lhe digam respeito.

O Decreto-Lei n.º 151-b/2013 expõe, no seu Anexo I e II, quais os projetos sujeitos à avaliação de impactes ambientais. Dos projetos em questão destacam-se com interesse para o presente trabalho, os expostos na tabela 1.

Tabela 1 - Casos em que é necessário proceder à avaliação de impactes ambientais Decreto-Lei n.º 151-b/2013

Projetos	Caso Geral	Áreas Sensíveis
Indústria da Energia		
Instalações de produção de energia hidroelétrica	AIA obrigatória: ≥ 20 MW	AIA obrigatória > 1 MW e sem alteração do regime fluvial do curso de água nem implantação de novas infraestruturas hidráulicas
Projetos de infraestruturas		
Barragens e outras instalações destinadas a reter a água ou armazená-la de forma permanente	AIA obrigatória: Altura ≥ 15 m ou volume ≥ 0.500 hm ³ ou albufeira ≥ 5 ha ou coroamento ≥ 500 m Barragens de terra: altura ≥ 15m ou volume ≥ 1 hm ³ ou albufeira ≥ 5 ha ou coroamento ≥ 300m	AIA obrigatória: Altura ≥ 8m ou volume ≥ 0.100 hm ³ ou albufeira ≥ 3 ha ou coroamento ≥ 250 m Barragens de terra: altura ≥ 8 m ou volume ≥ 0.500 hm ³ ou albufeira ≥ 3 ha ou coroamento ≥ 250m
Construção de condutas ou adutoras	AIA obrigatória: ≥ 10 km e Ø ≥ 1 m	AIA obrigatória: ≥ 2 km e Ø ≥ 0.6 m

O proponente deverá fornecer os seguintes elementos, segundo o anexo IV do Decreto-Lei n.º151-B/2013:

- Introdução:
 - Identificação do projeto, do proponente e do licenciador;
 - Os seus contactos.
- Caracterização do projeto:
 - Objetivo do projeto;
 - Características físicas da totalidade do projeto – construções, configurações, infraestruturas e áreas ocupadas na fase de construção e funcionamento;
 - Uma estimativa dos tipos e quantidades de resíduos e emissões previstos (poluição da água, da atmosfera e do solo, ruído, vibrações, luz, calor, radiação) como resultado do funcionamento do projeto.
- Descrição dos materiais utilizados e da energia produzida, incluindo:
 - Natureza e quantidades de matérias-primas e de matérias acessórias;
 - Substâncias utilizadas ou produzidas.
- Descrição do estado do local e dos fatores ambientais suscetíveis de serem afetados pelo projeto, especificamente, a poluição, a fauna, a flora, o solo, a água, a atmosfera, a paisagem, os fatores climáticos e os bens-materiais, incluindo património arquitetónico e arqueológico, a paisagem, bem como a interligação entre os fatores mencionados;

- Descrição do tipo, quantidade e volumes dos efluentes, resíduos e emissões previsíveis, nas fases de construção, funcionamento e desativação, para os diferentes meios físicos;
- Indicações dos métodos de previsão utilizados para avaliar os impactos previsíveis, bem como a respetiva fundamentação científica;
- Descrição das medidas e técnicas para:
 - Evitar, reduzir ou compensar os impactos negativos no ambiente;
 - Prevenir e valorizar ou reciclar os resíduos gerados;
 - Prevenir acidentes.

2.3.6.1 Entidades intervenientes

As entidades que intervêm no processo de AIA são:

- Entidade licenciadora ou competente para a autorização do projeto;
- Autoridade de AIA;
- Comissão de Avaliação (CA);
- Autoridade Nacional de AIA;
- Conselho Consultivo de AIA (CCAIA).

As funções de cada interveniente estão descritos no DL n.º 151-B/2013, nos artigos 7º, 8º, 9º e 10º.

2.3.6.2 Fases da AIA

A Proposta da Definição de Âmbito (PDA) do Estudo de Impactos Ambientais (EIA), acompanhada de uma declaração de intenção de realizar o projeto, deverá conter uma descrição sumária do tipo, características e localização do mesmo.

A PDA pode ser apresentada pelo interessado à autoridade de AIA.

A Comissão de Avaliação, tendo em conta os pareceres técnicos recebidos, a apreciação técnica do EIA e o relatório da consulta pública, elabora o parecer técnico final do procedimento de AIA e remete-o à autoridade de AIA, para que esta prepare a proposta de Declaração de Impacto Ambiental (DIA). Consoante o parecer da CA, a autoridade de avaliação de impactes ambientais poderá comunicar ao promotor a necessidade de proceder a eventuais alterações no projeto para evitar ou reduzir efeitos significativos no ambiente.

A DIA emitida pela autoridade de AIA pode ser:

- Favorável;
- Favorável condicionada;
- Desfavorável.

3

PRODUÇÃO DISPERSA DE ENERGIA

3.1 INTRODUÇÃO

Aspetos como as preocupações ambientais e segurança de abastecimento, aumento da procura/consumo – tendência que, de acordo com o REA2014, indica um decréscimo de consumo, não sendo possível, no entanto, determinar se no futuro esta tendência possa vir a inverter-se – a sustentabilidade, bem como as dificuldades na construção de infraestruturas de transporte e distribuição são incitadores ao desenvolvimento de produção dispersa, mais concretamente à produção com recurso a fontes renováveis. Estes aspetos proporcionaram o desenvolvimento e surgimento de tecnologias de produção de energia com potências nominais relativamente baixas, com elevados níveis de eficiência e impactos ambientais reduzidos, comparativamente às tecnologias convencionais. A estas tecnologias atribui-se a designação de **Produção Dispersa de Energia**, que é caracterizada por produção em **pequena escala, com recurso essencialmente a fontes renováveis** (Silva, 2011).

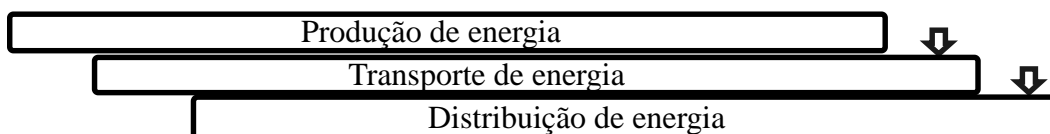
Relativamente às potências nominais, estas variam entre as dezenas de kW e as dezenas de MW e encontram-se ligadas a redes de alta, média e baixa tensão e, atualmente, a micro geração.

A produção de energia com recurso a fontes renováveis provoca perturbações que podem dar origem a perdas de estabilidade na rede. Deste modo, a capacidade da rede aceitar mais ou menos integração de produção dispersa de origem renovável está relacionada com os desvios de frequência que possam vir a ocorrer no seguimento das perturbações.

De acordo com Paiva, 2007 (Citado em Silva, 2011), a produção dispersa de energia pode representar uma solução para o problema da carência de energia existente em algumas regiões do mundo, visto não ser necessária uma rede de grande extensão, recorrendo deste modo a pequenos sistemas autónomos para injeção da energia produzida na rede.

3.2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA (SEE)

A estrutura dos SEEs baseia-se numa hierarquia, tal como está enunciado no esquema 1.

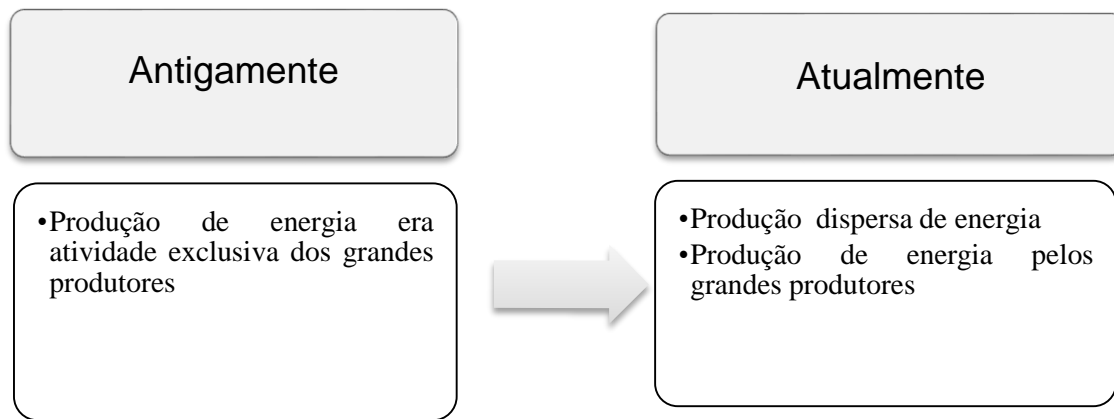


Esquema 1 - Disposição de um Sistema Elétrico de Energia (SEE)

A Informação apresentada esquema esquema 1 tem por base o artigo *electrical energy storage technology options: a white paper primer on a aplicattions, cost and benefits* de Palo Alto, 2010 (citado em Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014). Deste modo, a disposição dos SEE caracteriza-se pela produção de energia em grandes centrais electroprodutoras, tais como centrais térmicas, hidroelétricas ou nucleares, que apresentam baixa capacidade de armazenamento. Sendo assim, as centrais vendem a energia à rede, sendo depois a mesma transportada, normalmente a grandes distâncias, até aos consumidores, sendo depois distribuída

3.2.1 MUDANÇA DE PARADIGMA: EFEITOS DA INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO DISPERSA DE ORIGEM RENOVÁVEL NAS REDES ISOLADAS

Com a liberalização do mercado, a produção de energia elétrica tem vindo a mudar de paradigma, apresentando uma tendência para a sua dispersão, juntando a produção nas grandes centrais a parques de produção de energia renovável, mais perto do local de consumo, tal como está apresentado no esquema 2.



Esquema 2 - Mudança de paradigma na disposição dos SEE

O aparecimento de unidades de produção em locais da rede onde não estava prevista a sua existência leva a alterações dos fluxos de potência.

Tal como foi referido, existe, assim, uma mudança de paradigma na produção de energia, visto que as redes de distribuição deixaram de ser passivas para passarem a ser ativas, o que quer dizer que permitem agora estabelecer fluxos de potência bidirecionais, enquanto antigamente o fluxo de potência era unidirecional, ou seja, passava apenas de alta tensão para média tensão e, conseqüentemente, para baixa tensão até aos consumidores. Desta forma, é possível escoar tudo o que é produzido localmente ao nível das redes de distribuição e, conseqüentemente, próximo do local de consumo.

A produção de energia perto dos centros de consumo permite reduzir as perdas energéticas ao nível de transmissão, traduzindo-se num aumento de eficiência.

Com a liberalização do mercado da eletricidade, o paradigma convencional ou o monopólio do setor energético tenderá a desaparecer. Para que este cenário se concretize é necessário existir uma maior penetração das FER, assim como deverá existir um papel ativo por parte dos operadores de distribuição no controlo de estabilidade da rede e na otimização da energia inserida na rede, tanto ao nível central como disperso. As figuras 13 e 14 expõe as diferenças entre um SEE convencional e outro em que existe a integração de sistemas de produção dispersa de energia.

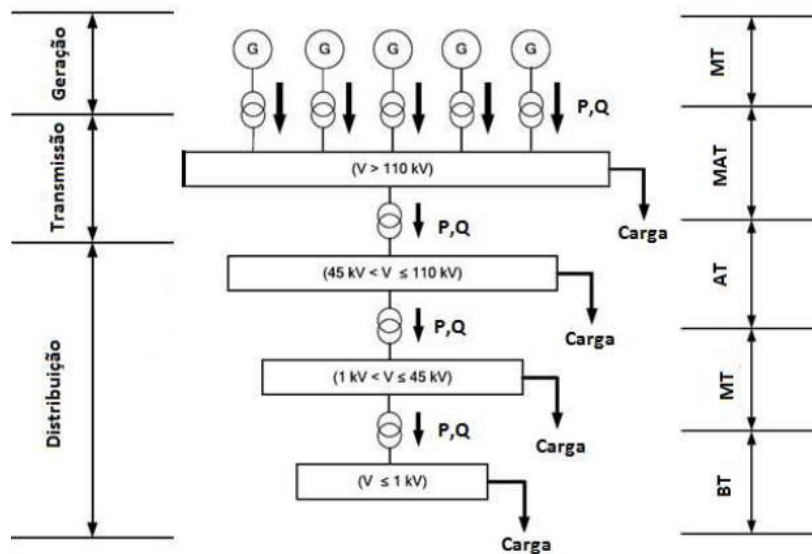


Figura 13 - Estrutura convencional da exploração do S.E.E (Silva, 2011)

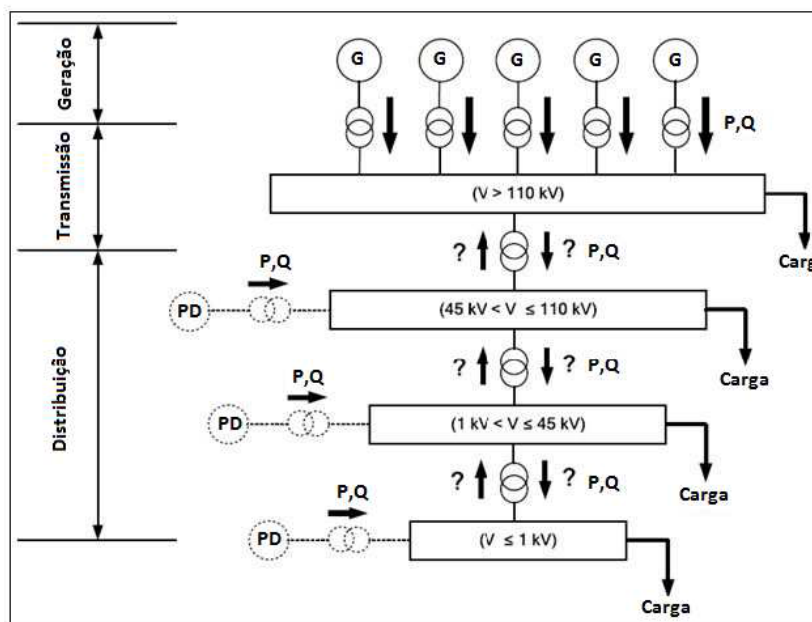


Figura 14 - Estrutura moderna da exploração do SEE (Silva, 2011)

Para além do contributo na produção elétrica, a produção dispersa pode representar um contributo adicional na melhoria da qualidade do serviço do sistema, visto que pode fazer a regularização primária e secundária da frequência e constituir um suporte de tensão (Silva 2011). Deste modo, a Produção Dispersa de Energia (PDE) tem vindo a demonstrar-se uma mais-valia na exploração dos SEE, nomeadamente nas redes de distribuição, efeito da **sua participação ativa na diminuição das perdas na rede em que se inserem**. Além do que foi descrito, a PDE possibilita a redução do congestionamento em determinados ramos da rede, de onde resulta um benefício direto no que diz respeito ao diferimento de investimentos no reforço/expansão da rede, José Paiva, 2007 (citado em Silva 2011).

3.2.2 DESVANTAGENS E PROBLEMAS DA PRODUÇÃO DISPERSA DE ENERGIA

José Paiva, 2007 (citado em Silva 2011) afirma que, apesar das vantagens introduzidas pela produção dispersa de energia que foram supracitadas, este tipo de produção pode revelar-se pouco competitivo relativamente à produção centralizada (tradicional) pois estas beneficiam de economias de escala.

Por outro lado, as redes isoladas não são tão robustas, visto apresentarem baixas constantes de inércia e não disporem de suporte proveniente de interligação com outros sistemas elétricos de energia.

Para além destas problemáticas, um dos problemas mais complexos é o referente à intermitência da produção com recurso a fontes renováveis, nomeadamente a solar e a eólica que são, a par da grande hídrica, a fonte de maior produção de energia renovável, de acordo com PNAER2020 (2010), (Departamento de Estratégias e Análise Económica et al. 2014).

De acordo com Vasconcelos, 2007 (citado em Silva 2011) Este problema coloca-se, visto estas FER estarem sujeitas a **variações de produção que não são controláveis e de previsão limitada, tais como:**

- Intermitência do vento – ocorrência de flutuações da produção eólica como resultado da variabilidade da velocidade do vento;
- Intermitência da radiação solar – flutuações de produção.

Consequentemente isto leva a eventuais saídas de serviço dos parques eólicos e dos parques solares.

As flutuações de produção podem, então, ser explicadas pela sazonalidade destas fontes de produção, visto que:

- No inverno a radiação solar é menor, mas por outro lado as velocidades do vento são maiores;
- Durante a noite a energia solar não apresenta qualquer valor de produção;
- Durante a noite a energia do vento não apresenta restrições quanto à sua produção, no entanto o período noturno é considerado um período de vazio por não apresentar grandes consumos.

Aliado ao problema da intermitência está o facto das exigências de eletricidade poderem ser muito variáveis ao longo do dia tornando-se difícil assegurar o equilíbrio continuado entre as exigências e o abastecimento, colocando em causa a confiança de abastecimento por meio de fontes renováveis (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014). Esta particularidade das energias renováveis pode produzir um efeito negativo nos sistemas de distribuição, especialmente quando existem alterações nas exigências de carga, causando problemas de qualidade da rede, tais como flutuação de voltagem.

No trabalho *Battery, energy storage technology for power systems – an overview* de Ostergaard J. 2009 (citado em Suberu, Mustafa, and Bashir 2014) é afirmado que uma das soluções para este problema passa pela colocação de unidades capazes de armazenar energia na rede.

3.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COMO SOLUÇÃO PARA A INTERMITÊNCIA DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

Nos dias que correm o setor da eletricidade tem como objetivo aumentar a disponibilidade, fiabilidade e segurança do abastecimento de energia elétrica aos consumidores. Na tentativa de alcançar esta meta, a integração de energias renováveis sofreu também um incremento, funcionando como estratégia para ultrapassar o deficiente abastecimento de energia, especialmente em locais isolados (Suberu, Mustafa, and Bashir 2014), (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014).

No entanto, como já foi mencionado, a produção de energia para abastecimento com recurso a FER tem associada uma grande variabilidade que, por sua vez, pode estar desfasada das horas de maior consumo ao longo do dia. Deste problema surge a necessidade de criar sistemas ou tecnologias que armazenem a energia que é produzida mas que não é consumida (Suberu, Mustafa, and Bashir 2014). Para que não ocorram desperdícios energéticos, a energia que não é consumida pode ser armazenada (fase de carregamento) para ser descarregada nas horas de maior demanda (fase de descarga). Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia são referenciados como uma forma de transformação de energia da rede elétrica num estado em que possa ser armazenada para depois ser convertida de novo em energia elétrica quando esta for necessária, constituindo, assim, uma solução para o problema da flutuação de produção de energia por parte de energias renováveis (Ma, Yang, and Lu 2014), (Suberu, Mustafa, and Bashir 2014).

Pode, então, concluir-se que para as energias renováveis garantirem uma total confiança no abastecimento dos consumidores e para que possam torna-se a principal fonte de fornecimento de energia, o desenvolvimento de uma forma económica de armazenar energia é uma dos obstáculos a superar.

A figura 15 mostra como a produção de energia eólica pode variar rapidamente e de forma aleatória. Ao longo dos últimos anos, os sistemas de armazenamento de energia têm vindo a ser estudados e desenvolvidos de modo a solucionarem ou ajudarem na mitigação da variabilidade de produção de certas FER, de forma a gerir a integração das energias renováveis. Para além do que foi dito e, de acordo com o trabalho “*Assessment of utility a energy storage options for increased renewable energy penetration*” de Evans TJ de 2012 (citado em Suberu, Mustafa, and Bashir 2014), os Sistemas de Armazenamento de Energia (SEA) têm as seguintes aplicações:

- Estabilização da rede elétrica;
- Estabilização da qualidade da energia;
- Gestão de fiabilidade;
- Alteração súbita da carga.

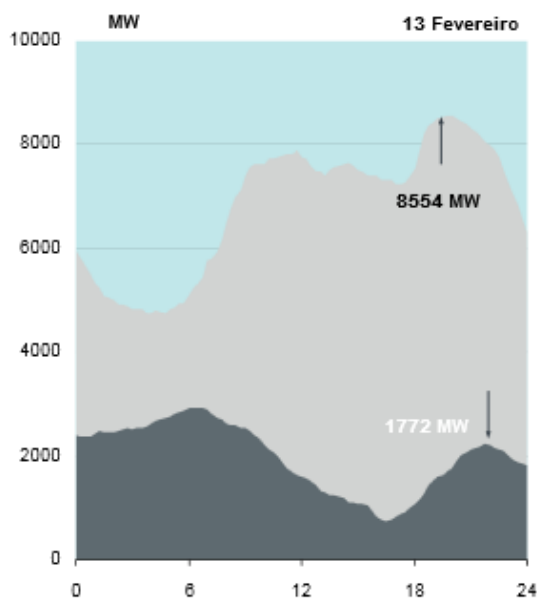


Figura 15 - Ponta do ano (2012), consumo de energia vs contributo da eólica

Existem 4 categorias de SAE, cujas características são enumeradas no esquema 3:

- Mecânicas;
- Elétricas;
- Térmicas;
- Químicas.

Mecânicas	Elétricas	Térmicas	Químicas
<ul style="list-style-type: none"> •Volantes de inércia •CAES - armazenamento de energia por ar comprimido •PUMPED HYDROELECTRIC STORAGE - por bombeamento e armazenamento em reservatório 	<ul style="list-style-type: none"> •Condensadores •Armazenamento por supercondutividade magnética •Super condensadores 	<ul style="list-style-type: none"> •Armazenamento de energia por baixa temperatura •Armazenamento de energia por alta temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> •Eletroquímica •Termoquímica

Esquema 3 - Diferentes tipos de tecnologias para o armazenamento de energia separados por categorias

3.3.1 PUMP HYDROELECTRIC STORAGE (PHES)

Os sistemas PHES têm sido, desde há longo tempo, a principal solução económica para armazenar grandes quantidades de energia elétrica. Em 2010, já existiam mais de 127 GW de potência de sistemas de armazenamento de energia por bombagem instalados mundialmente, representando 99% da capacidade de armazenamento de energia (Lettner, 2012).

Os principais elementos de um esquema de um PHES incluem, dois reservatórios, a restituição, a central elétrica e a conduta forçada, que conecta a central elétrica aos reservatórios superior e inferior (Reidy 2013). O desenvolvimento de PHES incorpora grandes projetos de infraestruturas, envolvendo maioritariamente as componentes de engenharia civil, mecânica e elétrica, e devido à sua natureza, tamanho e escala, estes têm potencial para criar impactes ambientais significativos, visto estarem inteiramente ligados aos recursos hídricos ou cursos de água, tais como lagos, rios ou reservatórios artificiais. Dependendo da qualidade da água e do nível de interferência humana, os ambientes aquáticos podem suportar importantes *habitats* e espécies e esta interação entre estes recursos ecológicos e os PHES pode resultar num grande impacto ecológico e ambiental (Reidy, 2013).

O funcionamento dos *pumped hydroelectric storage* parte de um princípio básico. A água armazenada num reservatório superior é turbinada para transformar a sua energia potencial em energia cinética. A turbina faz funcionar um gerador que converte a energia mecânica em energia elétrica que é depois colocada na rede elétrica. Este processo é designado por modo de geração ou turbinamento. No modo de armazenamento ou bombagem, o que acontece é que a água capturada no reservatório inferior, nos períodos em que a demanda de energia é baixa, e é elevada para um reservatório superior por uma bomba alimentada por um motor elétrico (Lettner, 2012, Reidy, 2013). Este ciclo repete-se, ou seja, o volume a elevar é sempre o mesmo, existindo uma recirculação no sistema da água que já foi utilizada um ciclo anterior. A figura 16 esquematiza o que acaba de ser explicado.

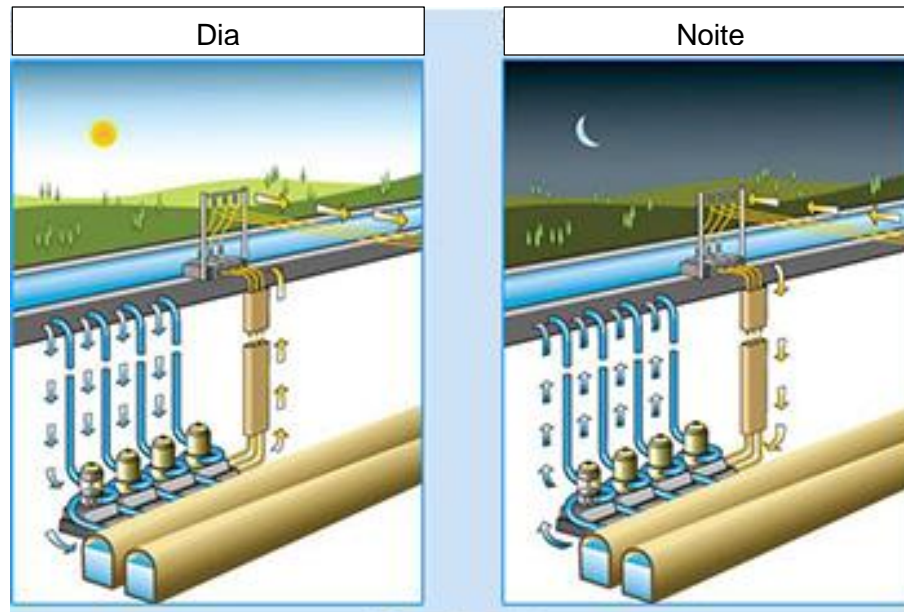


Figura 16 - Modo de geração e modo de armazenamento de um sistema PHES (Energy Storage Association, 2015b)

Este sistema pode ser utilizado para equilibrar as demanda energética em áreas onde fontes de produção de energia renovável, tais como o vento e os recursos hídricos, são potencialmente viáveis. De acordo com Dursun, 2010 (citado em Suberu, Mustafa, and Bashir 2014) este sistema híbrido pode apresentar um benefício do ponto de vista da sua configuração, visto que a energia produzida pode ser desde logo armazenada de modo a ser utilizada nas horas de maior demanda. Nos períodos de vazio, isto é, nas horas em que os consumos são baixos, a energia que é produzida em excesso pode ser utilizada para bombear a água do reservatório inferior para o superior, para que a mesma possa ser utilizada para ser turbinada, produzindo energia para satisfazer os clientes nas horas de cheia e ponta, ou seja, nas horas de maior demanda de energia. O que torna os sistemas *Pumped hydroelectricity storage* rentáveis é precisamente a diferença de preços de compra de energia existentes entre o período de cheia e de vazio e o seu potencial para fornecer serviços auxiliares à rede (Energy Storage Association 2015a).

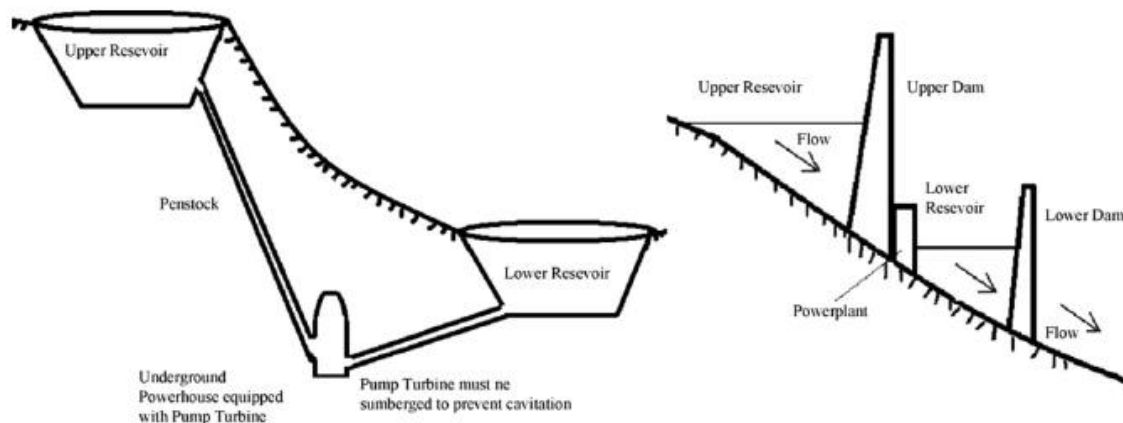


Figura 17 - Esquema de um sistema PHES (Suberu, Mustafa, and Bashir 2014)

3.3.1.1 Vantagens e desvantagens do *pump hydroelectric storage*

Para além dos PHES serem uma das soluções mais utilizadas a nível mundial, no que respeita ao armazenamento de energia, e das vantagens que proveem do seu funcionamento, os PHES apresentam também algumas desvantagens. Abaixo estão descritas algumas vantagens e desvantagens da utilização destes sistemas.

Como possíveis desvantagens, descrevem-se:

- Grande investimento de capital;
- Constrangimento na escolha do local devido à exigência de recursos, como a água ou exigências técnicas, como é o caso de altura manométrica e caudal necessário para que o aproveitamento se torne economicamente viável;
- A operação de bombagem requer mais energia do que aquela que é possível produzir;
- Necessário proceder-se a um rigoroso planeamento de forma a tornar o sistema economicamente viável, visto que as exigências em termos de consumo de energia para bombear a água podem ser elevadas devido aos baixos rendimentos das bombas. Deste modo, deve assegurar-se que o bombeamento é feito nas horas de menor consumo, que corresponde, normalmente, ao intervalo de tempo em que a energia se encontra ao preço mais baixo.

Como possíveis vantagens, apresentam-se:

- Estabilização do preço da eletricidade, ao contrário do que acontece com os combustíveis fósseis, nomeadamente o petróleo. Isto porque o petróleo e os seus derivados continuam a ser a principal fonte de produção de energia, logo os preços de energia podem variar com o valor do preço do barril de petróleo;
- Permite armazenar energia nas horas de menor consumo, libertando a energia nas horas de maior demanda (Eurelectric WG hydro 2012);
- Não está sujeito às flutuações de mercado;
- Estabilização da rede elétrica;
- Grande capacidade de armazenamento;
- Fornecimento à rede elétrica de serviços auxiliares, tais com controlo de frequência e reservas energéticas. Esta vantagem advém da capacidade destes sistemas de armazenamento de energia responderem a grandes variações de carga em poucos segundos
- Poderem controlar cheias;
- Permitem a integração de outras fontes de energia renovável, tais como a eólica e a fotovoltaica, possibilitando que estas tecnologias apresentem um bom desempenho no sistema elétrico europeu (Eurelectric WG hydro, 2012).

De acordo com Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi (2014), os PHES são os mais eficientes economicamente em termos de maturidade tecnológica, eficiência, capacidade de armazenamento, capacidade de descarga, custo de investimento, tempo de vida útil, conferindo a estes sistemas características energéticas previsíveis.

Um dos maiores limitadores do desenvolvimento desta tecnologia é a falta de locais para a construção das centrais, devido às suas exigências em termos de desnível topográfico (queda útil entre dois

reservatórios) e o caudal possível de turbinar, assim como os requisitos ambientais, nomeadamente aqueles que são definidos pela legislação referente aos estudos de impactos ambientais, Decreto-Lei n.º 130/2012 e pela Lei da Água, Lei n.º 58/2005, que foram mencionados no capítulo 2 do presente trabalho.

Em alguns países da Europa, a legislação existente considera os PHES, tanto como aproveitamentos de geração de energia, o que implica pagar uma taxa de acesso à rede, como consumidores finais, requerendo novamente um pagamento de uma taxa de acesso. Com isto, a rentabilidade deste tipo de aproveitamentos pode ser altamente afetada (Eurelectric WG hydro, 2012). A figura 18 mostra o mapa onde são aplicadas estas duplas tarifas de acesso à rede.

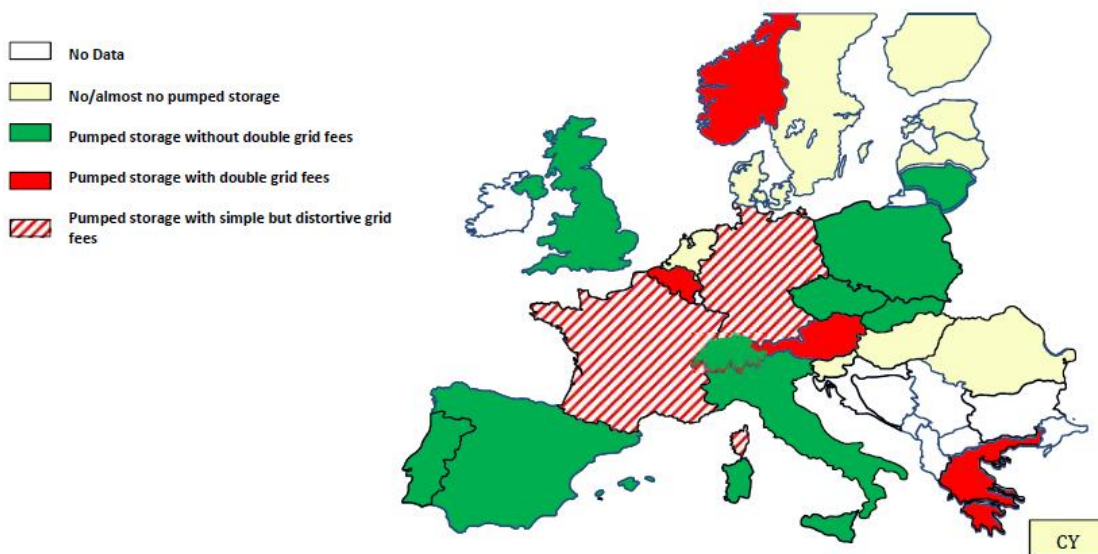


Figura 18 - Mapa dos países europeus onde é aplicada a tarifa dupla de acesso à rede (Eurelectric WG hydro 2012)

A solução para assegurar a rentabilidade destes sistemas e para aumentar a produção de energia renovável, passa pelo melhoramento da componente técnica, aumentando a sua eficiência. No que diz respeito à parte económica, pode aumentar-se a rentabilidade com um dimensionamento adequado do sistema (*optimal sizing*) e pela aplicação de boas estratégias de gestão (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014).

A inexistência de sistemas económicos de armazenamento de energia, tais como o PHES, torna impossível o cumprimento das metas da EU para as energias renováveis para o ano 2020, descritas no segundo capítulo do presente trabalho (Eurelectric WG hydro, 2012).

Ter-se-á ainda uma possível capacidade útil a instalar de 276TWh em EU-27, ou 336 TWh, se incluirmos a Suíça e a Noruega, existe ainda muito potencial hidráulico para ser aproveitado na Europa. Sendo, por isso, os investidores neste tipo de tecnologia muito importantes para as transições energéticas na Europa (Eurelectric WG hydro 2012).

3.1.1.2 Tipos de PHES

De acordo com os relatórios (Reidy 2013), (Lettner 2012) podem identificar-se três principais tipos de *pumped hydroelectricity storage*:

- PHES em circuito fechado;
- PHES semiabertos;
- PHES abertos.

Os sistemas em circuito fechado, esquematizados na figura 19, consistem em dois reservatórios em que nenhum deles está conectado ou associado a um rio, ou seja, ambos os reservatórios podem ser artificiais ou lagos modificados. A disposição mais comum é um dos reservatórios ser artificial e o outro ser um lago modificado. Um exemplo deste tipo de disposição é o aproveitamento de Turlough na Irlanda, representado na figura 20, em que o reservatório superior é artificial e o inferior é um lago modificado.

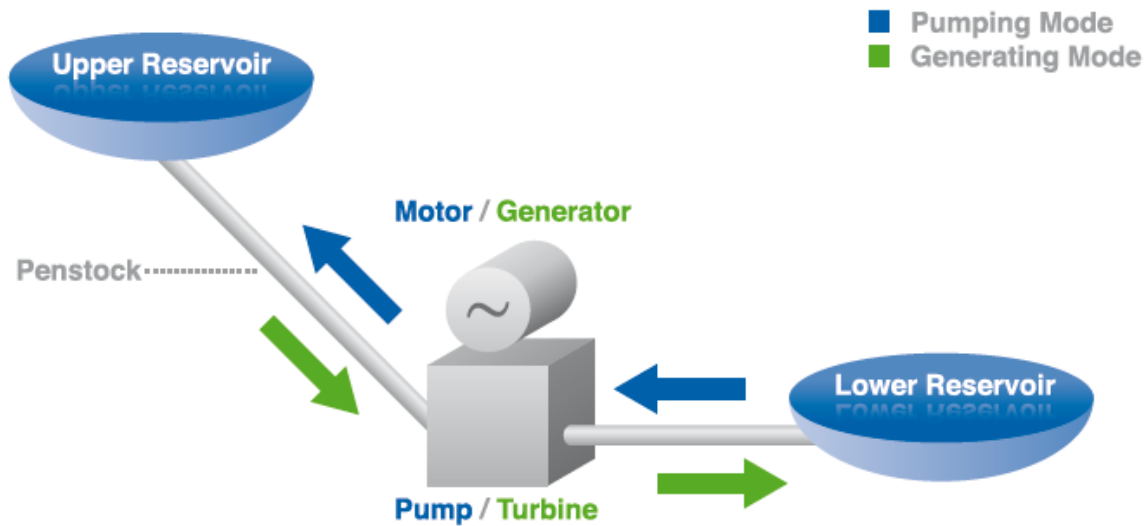


Figura 19 - PHES do tipo circuito fechado (Lettner, 2012)



Figura 20 – PHES de Turlough, na Irlanda

Quando o aproveitamento é constituído por uma reservatório artificial e outro associado a um rio, diz-se que o sistema é do tipo semi-aberto, esquematizadas na figura 22. Na Alemanha, o sistema de armazenamento de energia conhecido como Goldisthal é deste tipo, sendo que o reservatório superior é artificial e o reservatório inferior encontra-se no Rio Schwarza tal como mostra a figura 21

Os Marine Pumped storage ou *seawater pumped storage* podem ser considerados do tipo semiaberto. Existe apenas um projeto deste tipo no mundo, o Okinawa Yanbaru Seawater Pumped Storage Power Station situado no Japão. Tal como o nome indica, este sistema utiliza água do mar, bombeando-a do oceano Pacífico para um reservatório artificial nas horas de vazio. O projeto entrou em funcionamento em 1999 e tem sido um sucesso, mas acarreta custos operacionais e de manutenção elevados devido ao ambiente altamente corrosivo proveniente dos cloretos presentes na água do mar (Energy Storage Association 2015c).



Figura 21 - PHES de Goldisthal, na Alemanha

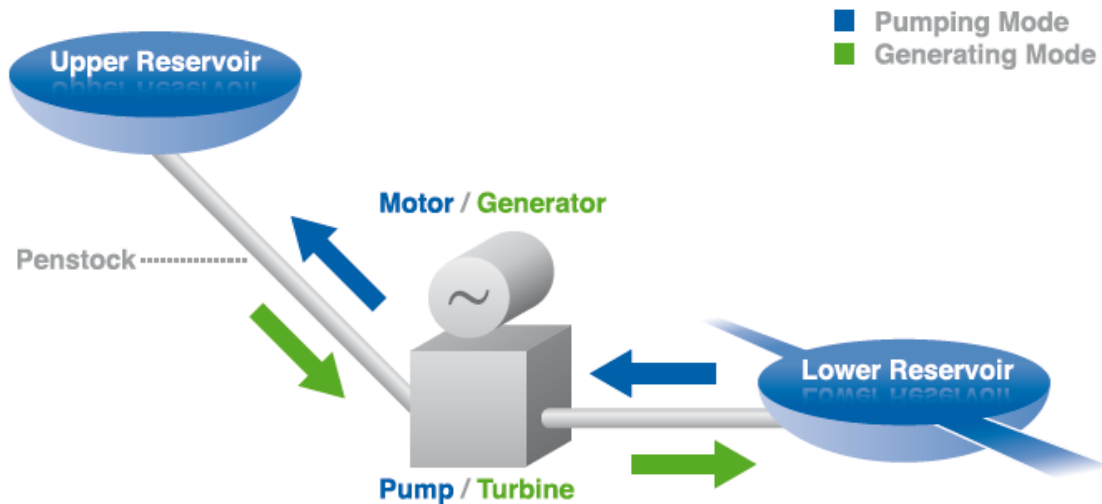


Figura 22 - PHEs do tipo semi-abertos (Lettner, 2012)

No terceiro tipo de PHEs, sistemas abertos, ambos os reservatórios estão associado a um rio, tal como é demonstrado na figura 23. Outra designação corrente é *pump-back*, onde os reservatórios existentes fazem parte do mesmo rio (Lettner, 2012). Esta é a disposição mais corrente em Portugal desde que se começaram a instalar grupos reversíveis nos grandes aproveitamentos hidroelétricos (barragens).

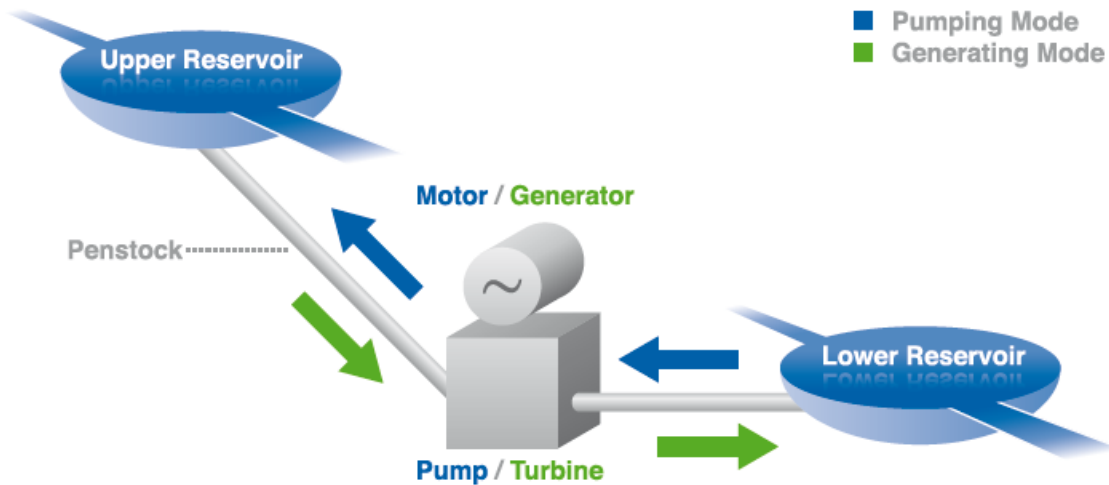


Figura 23 - PHEs do tipo open system (Lettner, 2012)

Outro conceito que pode ser explorado é o de localizar um ou mesmo ambos os reservatórios abaixo da superfície da terra. Estes projetos podem tornar-se vantajosos pela disponibilidade de locais de implementação e pela redução dos impactos ambientais.

No entanto, este tipo de projeto pode tornar-se desvantajoso, tecnicamente e economicamente, devido aos custos e tempo despendido com a escavação subterrânea e aos riscos associados à construção do reservatório. Por isso, a utilização de estruturas subterrâneas já existentes pode constituir uma vantagem,

assim como a venda de terras escavadas, que pode equilibrar as despesas com as operações de escavação. Neste sentido, minas desativadas, cavernas ou pedreiras desativadas são potenciais locais onde devem ser ponderados projetos de reservatórios.

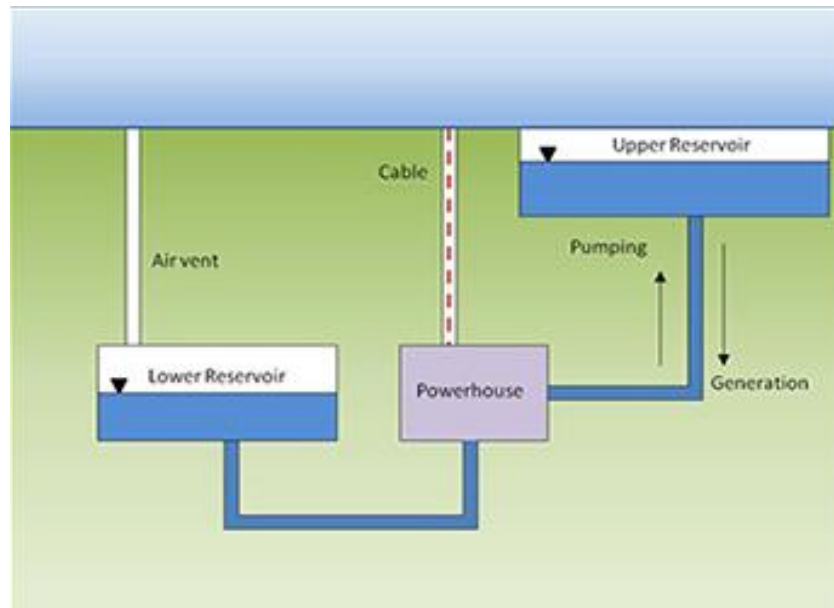


Figura 24 – Esquema de funcionamento de uma PHES subterrânea (Energy Storage Association, 2015b)

O *Elmhurst Quarry Pumped Storage Project* (EQPS) é um bom exemplo deste tipo de aproveitamentos. Este utiliza uma pedreira desativada para implementar ambos os reservatórios, o de cota inferior e o de cota superior. Este projeto revelou-se bastante atrativo pelas suas capacidades de controlo de cheias, geração de energia renovável, baixo impactos ambientais e pela sua proximidade à rede elétrica.



Figura 25 - Elmhurst Quarry Pumped Storage (EQPS) (Energy Storage Association, 2015b)

Outros projetos que se enquadram nesta classificação são os de *Riverbank Wisacasser Energy Center* (RWECC) e o *Gravity Power-Grid-Scale Electricity Storage System*.

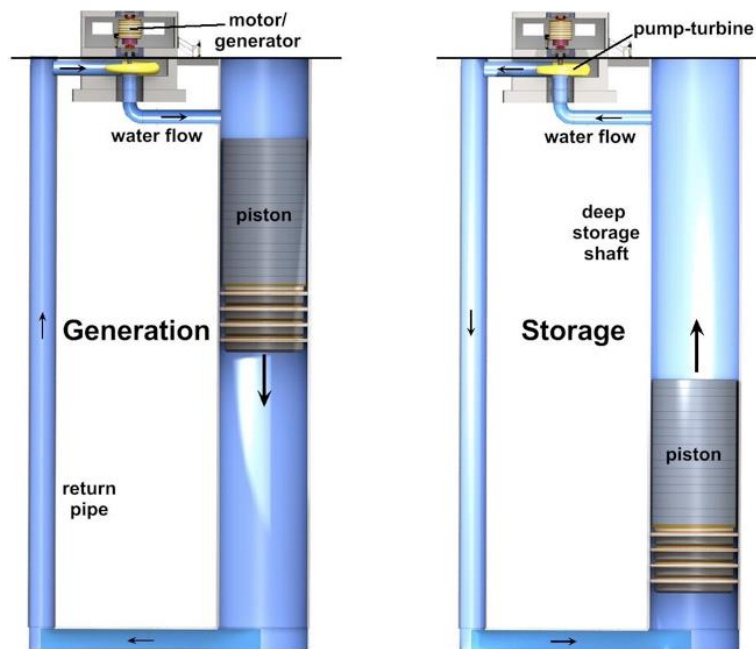


Figura 26 - Gravity Power Grid Scale Electricity Storage System (Energy Storage Association, 2015b)

Normalmente as bombas a funcionar como turbinas são otimizadas para uma dada velocidade específica, caudal descarregado e uma altura manométrica. Para velocidades fixas, apenas são permitidos desvios muito limitados desta combinação de características, pois de outro modo, a eficiência da máquina reduz-se significativamente. A ideia base por detrás da tecnologia da velocidade variável é manter os valores de eficiência elevados em toda a gama operacional da turbina, modificando a velocidade de rotação da máquina, de modo a que a mesma se mantenha funcionando próximo da linha de máxima eficiência (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014). A PHES que utilizam máquinas com capacidade de variar a sua velocidade de rotação atribui-se a designação de *variable speed* PHES.

Com a observação da figura 27 percebe-se que a vantagem de variar a velocidade, está relacionada com a possibilidade de aumentar a gama de caudais e alturas manométricas em que a máquina consegue operar (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014); (Energy Storage Association, 2015d).

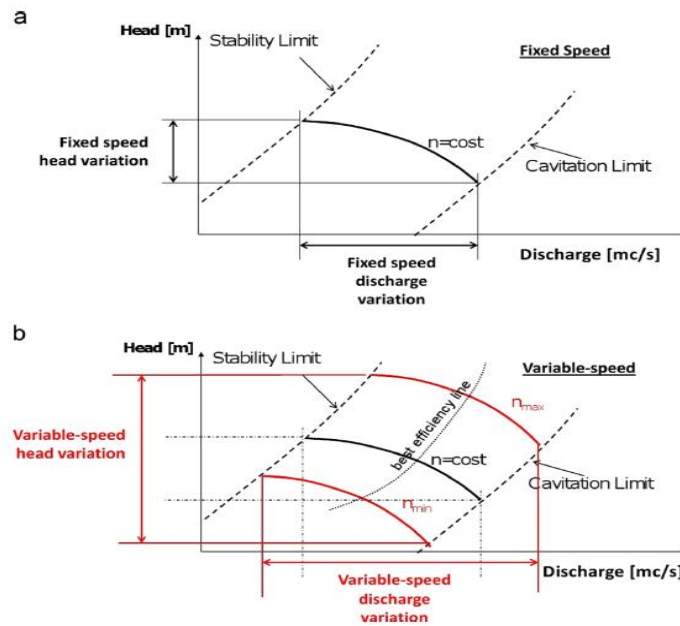


Figura 27 - Comparação entre curvas características de bombas com velocidade fixa (a) e com velocidade variável (b) (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014)

Apesar das vantagens de corrente utilização de bombas/turbinas de velocidade variável, a maioria dos projetos de PHES em desenvolvimento a nível mundial continua a utilizar bombas/turbinas de velocidade de rotação fixas. As razões que justificam o que foi descrito prendem-se com custos adicionais associados à utilização de equipamentos de velocidade variável, assim como a falta de reconhecimento das vantagens que estes equipamentos podem revelar (Energy Storage Association, 2015d).

Uma das tecnologias à qual se recorre com frequência nos sistemas de armazenamento de energia hidroelétricos é a dos grupos reversíveis, ou seja, de uma bomba capaz de funcionar como turbina. Apesar de esta tecnologia ter funcionado por muitos anos, apresenta algumas limitações quanto ao seu desempenho. Ao longo dos anos, os aperfeiçoamentos do *design* das Bombas a Funcionar como Turbinas (BFT) permitiram melhorar a eficiência destas unidades e, portanto, aumentaram as potências que as mesmas conseguem gerar. No entanto, a regulação da frequência continua a não ser possível no funcionamento como bomba com equipamentos de velocidade fixa (Energy Storage Association 2015d). As máquinas com velocidade variável permitem que a energia consumida no funcionamento como bomba varie ao longo da gama de potências mobilizadas.

4

COMPONENTE TECNOLÓGICA. TIPOS DE TURBOMÁQUINAS HIDRÁULICAS

4.1 DESCRIÇÃO GERAL

Turbomáquinas hidráulicas são máquinas que promovem a troca de energia mecânica entre um fluido e um dos seus órgãos (Quintela, 1981).

As turbomáquinas podem ser de três tipos:

- Turbomáquinas motoras, Turbinas – utilizam fluido para produzir energia, ou seja, recebem energia mecânica do fluido, tornando-a disponível no veio – mediante um binário e uma velocidade angular;
- Turbomáquinas recetoras, Bombas – utilizam energia para bombearem água, quer isto dizer que este tipo de turbomáquinas transfere para o líquido energia mecânica do exterior;
- Turbinas-bomba – transmitem energia mecânica de um veio para o outro.

As turbomáquinas apresentam um elemento fundamental, designado de roda/rotor, que no caso das bombas se atribui o desígnio de impulsor (Quintela, 1981).

4.3 TEORIA ELEMENTAR DAS TURBOMÁQUINAS HIDRÁULICAS

Mencionam-se os conceitos de velocidades, pois os mesmos estão relacionados com rendimentos, os quais são importantes para definir a potência de uma turbina.

No movimento de uma partícula líquida no interior da roda de uma turbina pode definir-se, em cada instante, a velocidade absoluta, \vec{V} , velocidade em relação à roda, \vec{W} , e a velocidade periférica, \vec{C} . Com estas três velocidades, é possível definir a seguinte equação (Quintela, 1981):

$$\vec{V} = \vec{W} + \vec{C} \quad 1.$$

A velocidade periférica \vec{C} , é tangente à circunferência que passa pelo ponto ocupado pela partícula no instante considerado e que tem centro no eixo da roda e o seu módulo é dado por:

$$C = wr \quad 2.$$

Onde a parcela w corresponde à velocidade angular e r ao raio da circunferência.

A potência da turbina, disponível no veio, e a potência na bomba, fornecida ao veio, podem ser expressas da seguinte forma:

$$P = w\tau \quad 3.$$

Onde w representa a velocidade angular e τ vem da aplicação do teorema de Euler, admitindo uma distribuição de velocidade constante, sendo designado designado por binário motor

$$\tau = \rho Q(V_1 r_1 \cos \alpha_1 - V_2 r_2 \cos \alpha_2) \quad 4.$$

Os índices 1 e 2 representam as componentes à entrada e à saída respetivamente. ρ expressa a massa volúmica do fluido que circula na turbina e Q o caudal absorvido pela mesma (Quintela, 1981).

Por outro lado a potência cedida à turbina é dada por:

$$P = \gamma Q H_u \quad 5.$$

Em que, H_u é normalmente designada por queda útil e exprime a diferença entre a carga hidráulica na secção de entrada e de saída da turbina (Quintela, 1981).

Com as duas expressões de potência para as turbinas pode definir-se o conceito de rendimento, visto que a potência cedida à turbina excede a potência da turbina, tendo em conta que existem sempre perdas no escoamento no interior da máquina. Deste modo, o rendimento de uma turbina pode ser definido por:

$$\eta_h = \frac{w\tau}{\gamma Q H_u} \quad 6.$$

o que equivale a:

$$\eta_h = \frac{V_1 r_1 \cos \alpha_1 - V_2 r_2 \cos \alpha_2}{g H_u} \quad 7.$$

Aplicando esta teoria às turbomáquinas recetoras, bombas, pode definir-se também o seu rendimento. Na expressão seguinte, a queda útil é substituída pela altura total de elevação.

$$\eta_h = \frac{\gamma Q H_t}{w\tau} \quad 8.$$

Cuja dedução resulta:

$$\eta_h = \frac{g H_t}{V_2 r_2 \cos \alpha_2 - V_1 r_1 \cos \alpha_1} \quad 9.$$

O rendimento de uma turbomáquina é sempre inferior ao rendimento hidráulico, visto existirem perdas de várias naturezas, tais como as fugas de água e as perdas de energia nas chumaceiras.

4.2 CLASSIFICAÇÃO DE TURBINAS CONSOANTE A FORMA COMO A ÁGUA ATUA SOBRE A RODA

As turbinas hidráulicas podem ser consideradas motores hidráulicos de produção de energia hidroelétrica que converte energia hidráulica em energia mecânica. Esta energia mecânica é utilizada para alimentar o gerador que produz, por sua vez, eletricidade.

As turbinas podem classificam-se em dois grupos (Quintela, 1981), (Lencastre, 1969), (Novak et al. 1996):

- Turbinas de reação – escoamento atua sobre a roda sobre pressão;
- Turbinas de ação – escoamento atua sobre a roda à pressão atmosférica.

As turbinas de reação subdividem-se em três grupos, cuja classificação é atribuída segundo a direção do movimento do líquido relativamente ao respetivo rotor. Nesta classificação distinguem-se os três grupos de turbinas:

- Axiais;
- Radiais;
- Mistas.

É relevante mencionar que existem bombas em que o escoamento é praticamente radial, o mesmo não acontece nas turbinas de reação, visto que neste tipo de turbinas o escoamento relativamente ao rotor apresenta sempre uma componente axial que não pode ser desprezada (Quintela, 1981).

A classificação das turbinas é resumida na tabela 2.

Tabela 2 - Classificação de turbinas consoante a forma como o escoamento atua na roda

		Classificação das turbinas consoante a forma como o escoamento atua na roda	Designação corrente
Turbinas	De reação	De ação (ou de impulsão)	Turbinas Pelton Michel-Banki-Ossberger Turgo
		Hélice-centrípetas	Turbinas Francis
		Mistas (ou diagonais)	Turbinas mistas Turbinas Deriaz
	Axiais	Turbinas Hélice de pás fixas Turbinas Kaplan Turbinas de grupos bolbo	



Figura 28 – Rotores de turbinas Pelton, Francis e Kaplan

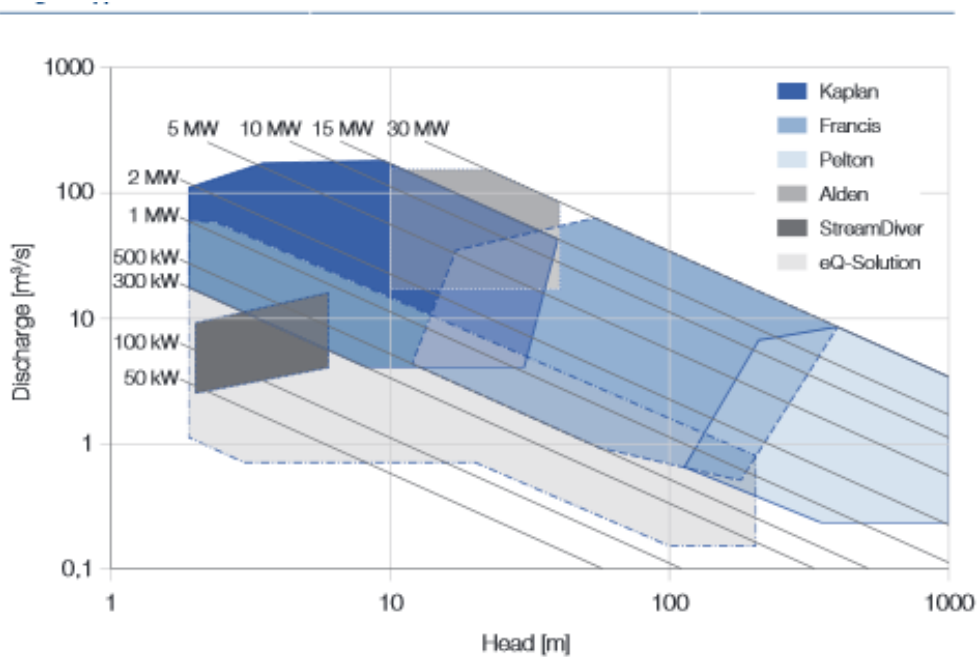


Figura 29 - Gama de aplicação das diferentes turbinas

4.2.1 TURBINAS DE AÇÃO

As turbinas de ação são normalmente constituídas por duas partes:

- Rotor ou roda;
- Injetores, que são responsáveis pela transformação da energia potencial de pressão do escoamento em energia cinética. Nos injetores estão presentes os jatos que estão convenientemente orientados para o rotor/roda.

4.2.1.1 Turbinas Pelton

As turbinas Pelton podem ser de:

- Eixo Horizontal;
- Eixo Vertical.

No primeiro caso as turbinas apresentam como restrição o facto de só poderem ser dotadas no máximo de dois injetores, enquanto as de eixo vertical podem ter no máximo até seis injetores.

As turbinas Pelton são essencialmente utilizadas para quedas altas (Quintela, 1981). As rodas destas turbinas apresentam na sua periferia pás em forma de concha, onde incide o escoamento e faz rodar a turbina, tal como está representado na figura 30.

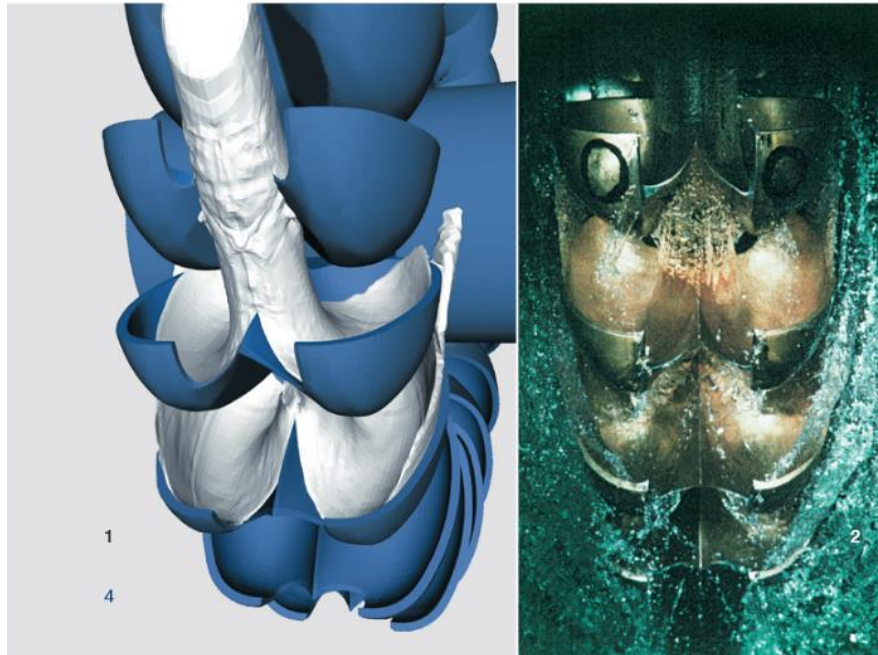


Figura 30 - modelo de escoamento numa turbina Pelton (esquerda) e imagem real de escoamento numa turbina Pelton (direita) (Voith - Pelton turbines, 2011)

Cada injetor tem no interior uma agulha, cujo movimento é comandado pelo regulador de velocidade, que tem como função regular o caudal de saída do injetor. O jato que é expelido pelo injetor incide quase tangencialmente sobre a roda, de onde sai com velocidade baixa, sendo depois devolvida à restituição por meio de uma queda no canal da mesma, razão pela qual a parte inferior da roda de uma turbina Pelton tem que se situar acima do nível da água. O injetor é também dotado de um defletor que apresenta a capacidade de anulação total da potência na ocorrência de situações de emergência. Deste modo, o jato é desviado da roda, permitindo que o injetor feche lentamente sem provocar sobrepressões originadas pelo choque hidráulico (Quintela, 1981).

Application range

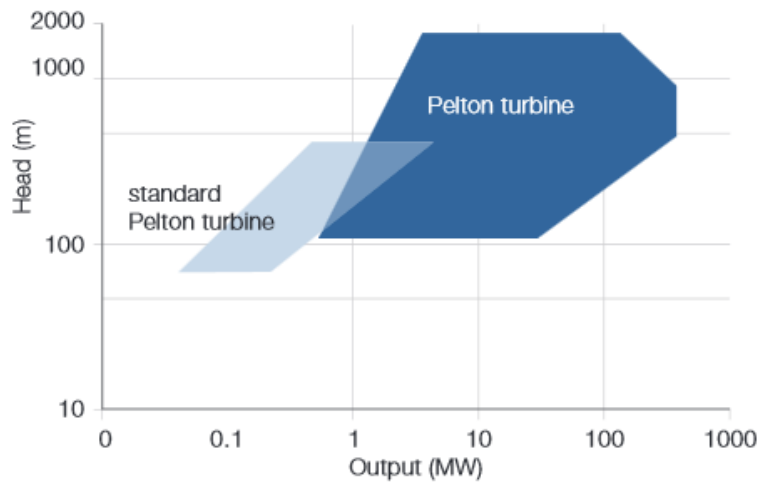


Figura 31 - Gama de aplicação das turbinas Pelton (Voith - Pelton turbines, 2011)

4.2.1.2 Turbinas Turgo

O funcionamento das Turbinas Turgo é similar ao das Turbinas Pelton, no entanto as conchas são diferentes e o ângulo de incidência dos jatos na roda é de 20° , enquanto nas Pelton o jato projeta a água perpendicularmente ao eixo da roda.

A água que entra por um lado na turbina sai pelo lado oposto, não existindo deste modo interferência do fluxo residual.

Estas turbinas apresentam uma vantagem importante em relação às outras turbinas de ação visto que para a mesma potência precisam de um diâmetro menor e uma velocidade maior.

As Turbinas Turgo apresentam, contudo, algumas desvantagens em relação às Pelton, como é o caso do rendimento máximo, que é cerca de cinco a seis pontos percentuais mais baixo, e em termos de fabrico são mais complexas. Do ponto de vista operacional, também existe uma carga significativa no eixo de rotação provocada pelo esforço dos jatos, que dá origem a uma reação axial nos mancais, para além do esforço axial. De forma a contrariar este esforço suplementar, utilizam-se mancais com rolamentos auto compensadores.

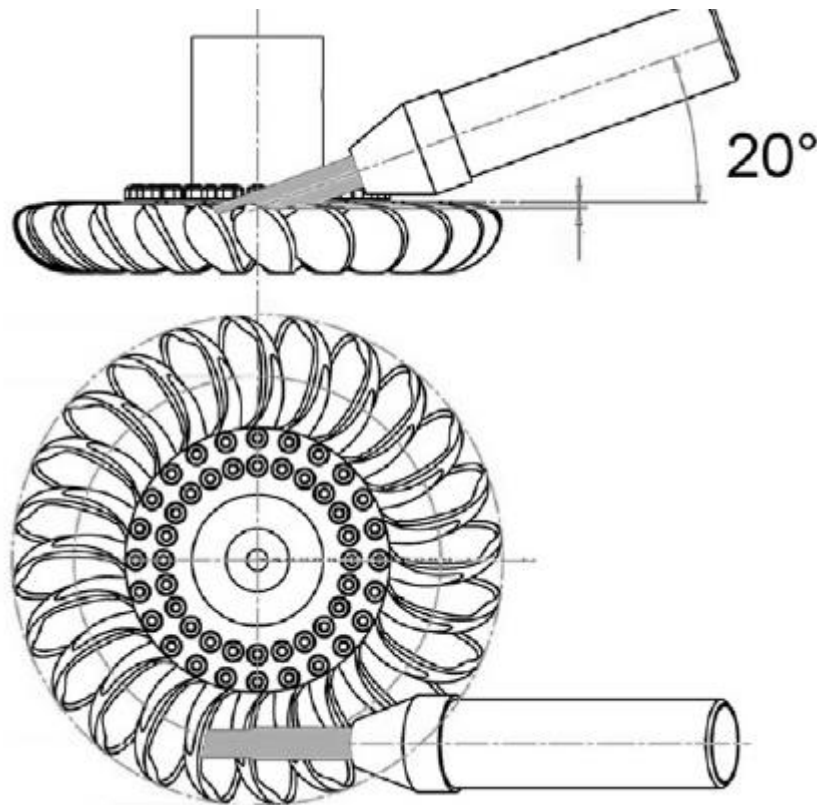


Figura 32 - Esquema de uma Turbina Turgo (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi 2014)

4.2.1.3 Turbinas Crossflow (Banki-Mitchel/Ossberger)

As Turbinas de Crossflow são normalmente utilizadas para gamas de potências baixas e o seu rendimento é inferior ao das turbinas de projeto convencional, visto que ocorre uma elevada perda de queda útil, mas apesar disto conseguem mantê-lo elevado perante uma extensa gama de caudais.

Só existem turbinas deste tipo de eixo horizontal e as suas velocidades de rotação são baixas, com valores que vão das 60 a 600 rpm, sendo que a utilização de multiplicadores de velocidade é frequentemente utilizado.

De acordo com (Quintela 1981) a simetria apresentada pelas *Crossflow* permite o aumento do comprimento sem que se alterem as suas condições hidráulicas, o que permite no caso de se duplicar o comprimento, quase duplicar a potência para a mesma velocidade de rotação. Apesar desta vantagem, existe a particularidade de no caso de as lâminas serem muito longas, as mesmas poderem tornar-se flexíveis, aumentando a probabilidade de ocorrência de fadiga junto das junções.

Deste modo, a eficiência das *Crossflow* está dependente da sofisticação do *design*, em que uma máquina sofisticada pode apresentar rendimentos da ordem dos 85%, enquanto numa máquina simples os rendimentos reduzem-se ao intervalo que vai de 60 a 75%.

4.2.2 TURBINAS DE REAÇÃO

Tal como nos restantes tipos de turbinas, as turbinas de reação são constituídas por um rotor. Para além deste, as mesmas compreendem:

- Distribuidor, cujo objetivo é transformar parte da energia potencial de pressão de escoamento em energia cinética. Destina-se também a orientar a entrada de água para a roda, distribuindo-a uniformemente por toda a periferia e a regular o caudal absorvido pela turbina. É constituído por lâminas de secção pisciforme que se encontram articuladas em torno de eixos, a que se atribui o nome de diretrizes. Consoante a abertura das mesmas, entra mais ou menos caudal na turbina;
- Evoluta/Espiral, componente que se encontra a montante do distribuidor, sendo o responsável pela alimentação do mesmo. A sua secção vai se reduzindo para jusante. No interior da evoluta estão presentes lâminas dispostas circularmente cuja função é orientar a trajetória da água na passagem para o distribuidor;
- Difusor/Tube de aspiração, que é constituído por uma secção progressivamente crescente, cujo objetivo é promover a recuperação parcial da energia cinética à saída da roda.

4.2.2.1 Turbinas Francis

Tal como as turbinas Pelton, as turbinas Francis também podem ser de eixo horizontal ou vertical, sendo que a primeira disposição obriga a áreas maiores. Estas turbinas são aplicadas numa vasta gama de quedas e caudais, tal como mostra a figura 33.

O rotor de uma turbina Francis é composta por pás encurvadas.

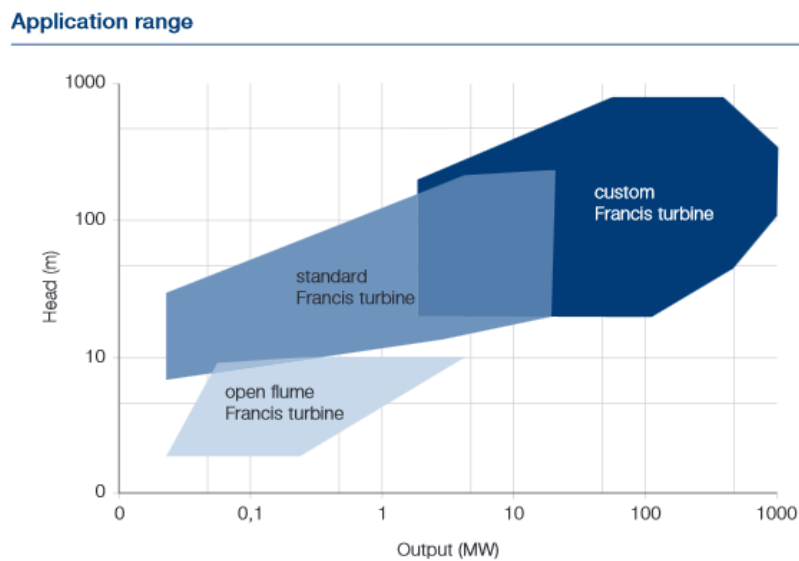


Figura 33 - Gama de aplicação das turbinas Francis (Voith - Francis turbines, 2011)

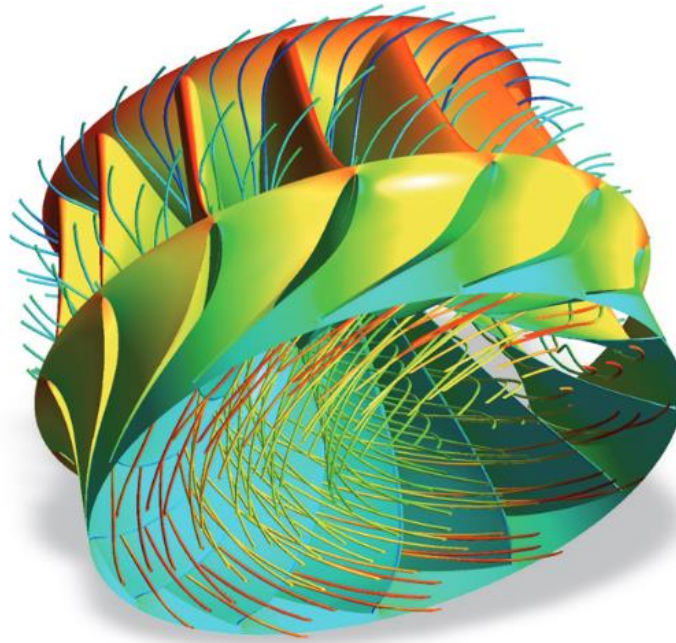


Figura 34 - Modelo 3D de escoamento no rotor de uma turbina Francis (Voith - Francis turbines, 2011)

4.2.2.2 Turbinas Kaplan

As turbinas Kaplan são normalmente utilizadas em aproveitamentos hidráulicos que apresentem quedas úteis baixas.

As rodas das turbinas Kaplan são compostas por pás que podem ser orientadas por variação do passo por mecanismos comandados pelo regulador de velocidades. Devido a esta característica de poder orientar as pás, estas turbinas conseguem manter níveis de eficiência elevados para diferentes condições de funcionamento (Quintela, 1981).

Application range Kaplan turbines

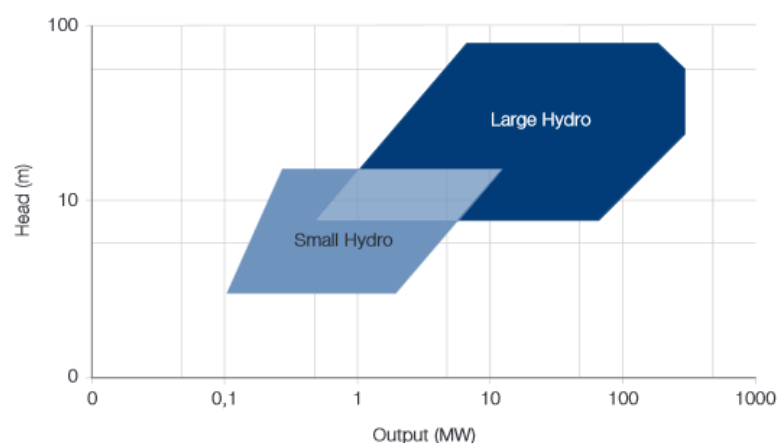


Figura 35 - Gama de aplicação das turbinas Kaplan (Voith - Kaplan turbines, 2011)



Figura 36 – Roda de Turbina Kaplan (Voith - Kaplan turbines, 2011)

4.4 CLASSIFICAÇÃO DE BOMBAS SEGUNDO O MODO COMO É FEITA A TRANSFORMAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA EM TRABALHO MECÂNICO

As bombas são máquinas hidráulicas capazes de elevar a pressão de um fluido, ou seja, apresentam a capacidade de comunicar energia a um fluido.

De acordo com este tipo de classificação, pode definir-se dois tipos de bombas:

- Bombas de deslocamento positivo – rotativas e alternativas. Neste tipo de bombas o líquido recebe a ação das forças diretamente de um pistão ou êmbolo;
- Bombas rotodinâmicas ou turbo-bombas em que a transferência de quantidade de movimento para o líquido é feita com recurso à aceleração provocada por um elemento dotado de pás. A este elemento atribui-se a designação de rotor.

4.4.1 BOMBAS ROTODINÂMICAS

Os dois componentes integrantes de uma bomba rotodinâmica são (Quintela, 1981):

- A roda, cuja função é modificar a direção das trajetórias líquidas;
- O corpo da bomba, que dirige o líquido para a roda e o afasta a uma pressão superior. Este contém a roda suportada pelas chumaceiras e ainda compreende a montante e a jusante da roda dois trechos da conduta, que são designados aspiração (montante) e impulsão (jusante).

No percurso junto à roda existe um aumento da energia potencial de pressão e de energia cinética do líquido. Esse aumento de energia cinética é parcialmente transformado em energia de pressão nos órgãos da bomba a jusante da roda (Quintela, 1981).

Relativamente à constituição do corpo da bomba, sumarizam-se abaixo as suas componentes:

- Voluta/espiral, projetada para que a velocidade do fluído se mantenha constante à volta da roda e para que a mesma se reduza na passagem à seção de saída;
- Circular, a sua seção é constante e concêntrica com a roda, sendo contornado por pás fixas que guiam o escoamento e reduzem a velocidade da água, transformando-a em energia potencial de pressão.

4.4.1.2 Classificação de bombas segundo a forma escoamento

As bombas rotodinâmicas, por sua vez, podem classificar-se em três tipos:

- Bombas centrífugas (escoamento radial);
- Bombas mistas;
- Bombas hélice (escoamento axial).

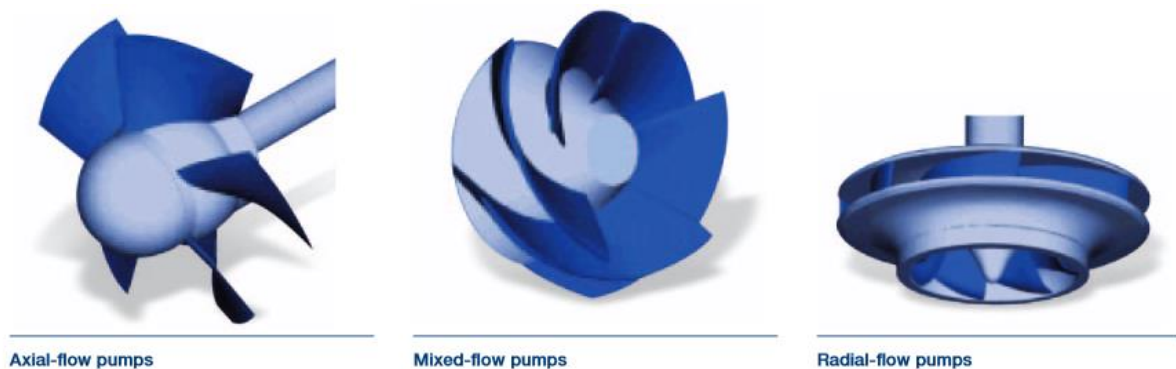


Figura 37 - Diferentes tipos de bombas rotodinâmicas

Nas bombas centrífugas a pressão é desenvolvida por ação da força centrífuga empregue ao fluído pela propulsor/roda que se move dentro do corpo da bomba e que orienta o fluído desde a entrada até à saída. O líquido entra axialmente pelo centro e sai radialmente pela periferia. Neste tipo de bomba, a aspiração do fluído pode ser feita por um ou dois lados, recebendo a designação de aspiração simples ou dupla respetivamente. Esta transformação energética é feita na evoluta e no cone divergente que lhe segue.

No caso das bombas centrífugas funcionarem para grandes alturas de elevação e pequenos caudais é-lhes conferido um difusor entre a roda e a evoluta onde é feita a redução de velocidade à saída da roda. Para além desta particularidade, o difusor pode ser munido de pás que guiam o escoamento, melhorando assim a eficiência de recuperação de energia cinética.

A pressão, nas bombas mistas, desenvolve-se parcialmente com recurso à força centrífuga e parcialmente pela ação da sucção das pás sobre o líquido. O fluído entra axialmente na bomba e sai numa direção intermédia entre radial e axial.

As bombas de escoamento axial elevam a pressão do fluído através da ação de sucção ou ação propulsora das pás. Na constituição destas bombas não está presente a evoluta, existindo sim um cone divergente a jusante da roda (propulsor) onde se processa a recuperação de energia cinética em energia de pressão.

Nas bombas centrífugas e mistas o propulsor é constituído por um núcleo movido pelo respetivo eixo, onde se ligam as pás. Deste modo, o propulsor pode apresentar três designações diferentes consoante o número de coroas existentes. Fechado, se ambos os bordos apresentarem coroas (duas); aberto no caso de não existirem coroas e meio aberto, para a rodas que são munidas apenas de uma coroa (Quintela 1981, Lencastre 1969).

As bombas apresentam, atualmente, a particularidade de poderem ter mais do que um propulsor, sendo que fluido ao sair de um andar de elevação entra no seguinte. Esta particularidade permite simular o efeito de bombas a funcionar em série.

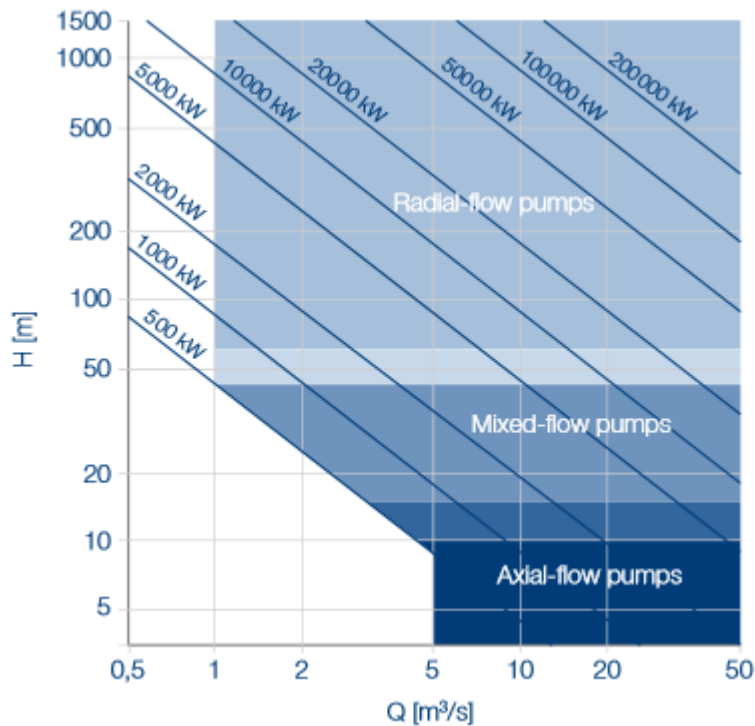


Figura 38 - Gama de aplicação dos diferentes tipos de bombas (Voith Pumps - tailormade solutions for water applications, 2011)

4.6 VELOCIDADE DE ROTAÇÃO DE UMA BOMBA

A velocidade de rotação de uma bomba pode ser interpretada como o número de rotações dada pela bomba na unidade de tempo.

Segundo Lencastre (1969) são válidas as seguintes relações:

1. Os caudais, Q , são proporcionais à velocidade de rotação, n

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{n}{n_1} \quad 10.$$

2. As alturas de elevação, H , variam proporcionalmente com o quadrado da velocidade de rotação, n ;

$$\frac{H}{H_1} = \left(\frac{n}{n_1}\right)^2 \quad 11.$$

3. A potência absorvida varia proporcionalmente com o cubo da velocidade de rotação

$$\frac{P}{P_1} = \left(\frac{n}{n_1}\right)^3 \quad 12.$$

4. O rendimento é praticamente independente da velocidade de rotação

4.7 NÚMERO ESPECÍFICO DE ROTAÇÕES DE BOMBAS

As bombas, a par das classificações já escritas atrás, podem ser definidas de forma explícita por um parâmetro designado por velocidade de rotação específica, que pode ser representada por:

$$n_s = \frac{N\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad 13.$$

Esta expressão deriva da aplicação da teoria da semelhança e, em particular, das considerações da similaridade dinâmica e pode ser interpretada como a velocidade, em rotações na unidade de tempo, de uma bomba geometricamente semelhante à primeira que, funcionando com igual rendimento, impulsiona um caudal unitário $1\text{m}^3/\text{s}$ a uma altura total de elevação unitária (1m).

Analisando a expressão anterior, pode aferir-se, segundo Lencastre (1969), que:

- Para a mesma altura manométrica (H) e caudal bombeado (Q), as bombas de maior velocidade específica são mais rápidas;
- Para a mesma velocidade de rotação e para o mesmo caudal, as bombas de velocidade específica maior funcionam com alturas de elevação mais pequenas;
- Para a mesma velocidade e para a mesma altura de elevação, as bombas funcionam com caudais mais elevados.

Para a definição do número específico de rotações da bomba é necessário considerar os valores de caudal e altura manométrica associados ao seu ponto de funcionamento ótimo (Quintela 1981, Lencastre 1969).

Tabela 3 - intervalos de número específico de rotação característico de cada tipo de bomba

Tipo de bomba	n_s
Centrifuga	Superiores a 2400
Mista	2400 a 5000
Axial	Superiores a 3400

4.8 DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DAS BOMBAS

Estes diagramas são designados por diagramas em colina e são constituídos por duas famílias de linhas. A família das **isolinhas de rendimento** e a família das curvas características da bomba demonstram a **relação entre altura total de elevação e o caudal**. Cada uma destas relações apresenta uma correspondência a uma determinada velocidade de rotação. Deste modo, a forma das curvas características dependem do número específico de rotações.

Com o aumento do número específico de rotações a relação H/H_{opt} para o ponto de funcionamento em vazio, ou seja, em que o caudal é nulo, cresce. E as curvas $H = H(Q)$ tendem a tornarem-se cada vez mais descendentes a partir desse ponto (Quintela, 1981).

É importante referir que nas bombas centrífugas a potência aumenta com o caudal a partir do ponto de funcionamento em vazio, ao contrário do que acontece com as bombas axiais, em que este ponto corresponde ao ponto em que a sua potência é máxima.

4.9 SISTEMAS COM MAIS DO QUE UMA BOMBA

Quando uma bomba não é suficiente para alcançar os objetivos pretendidos, tais como bombear um determinado caudal ou vencer uma dada altura manométrica, podem adotar-se duas soluções. Colocar duas ou mais bombas a funcionar em paralelo ou em série.

4.9.1 BOMBAS A FUNCIONAR EM PARALELO

O objetivo de colocar um qualquer número de bombas em paralelo a funcionar em simultâneo é aumentar a gama de caudais que o sistema consegue bombear. Esta solução pode demonstrar-se muito útil para estações elevatórias onde o caudal varie muito ao longo do dia.

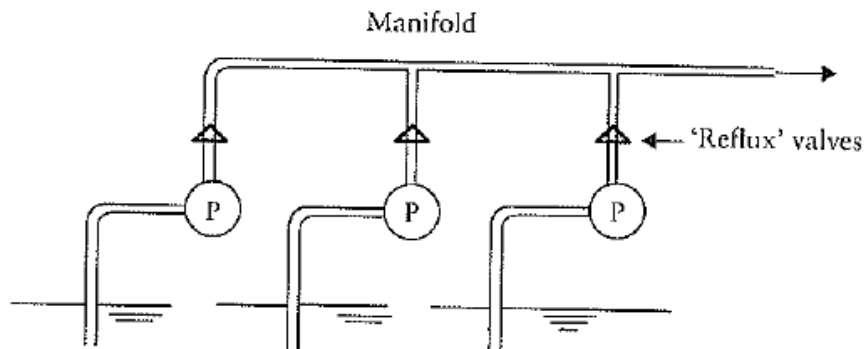


Figura 39 - Esquema de bombas a funcionar em paralelo (Nalluri and Featherstone, 2001)

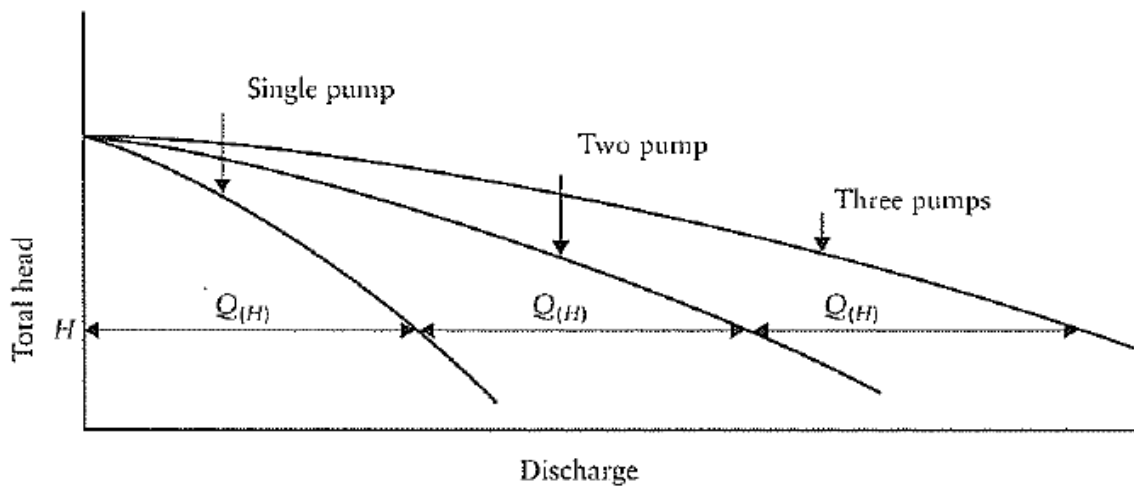


Figura 40 - Curvas características da bomba, de uma, duas e três bombas a funcionar em paralelo (Nalluri and Featherstone, 2001)

4.9.2 BOMBAS A FUNCIONAR EM SÉRIE

Este tipo de configuração é a base de funcionamento das bombas com mais do que um propulsor. Deste modo, o caudal que é descarregado pela primeira bomba/andar de elevação entra na segunda, continuando nesta sequência passando por todas as bombas do sistema, recebendo um acréscimo de pressão em cada andar. Esta configuração possibilita o vencimento de alturas manométricas superiores àquela que poderia ser alcançada com apenas uma bomba do mesmo tipo das restantes.

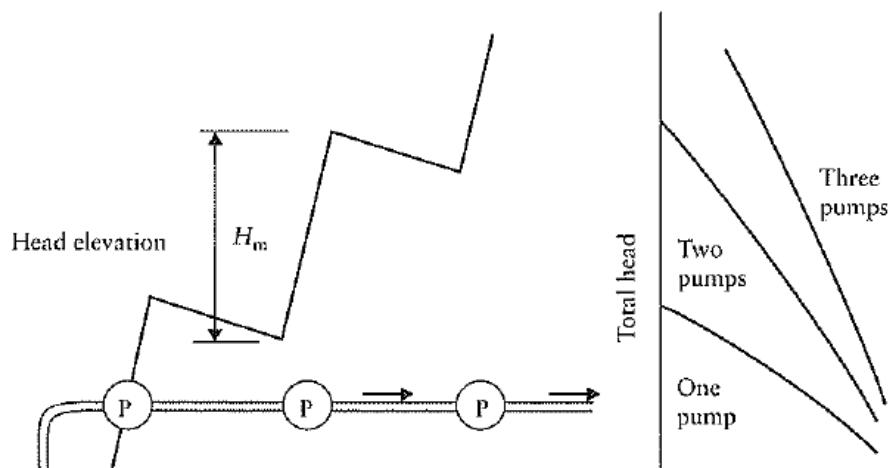


Figura 41 - Esquema de bombas ligadas em série e correspondentes curvas características da bomba (Nalluri and Featherstone, 2001)

4.10 GERADORES

Os geradores são máquinas rotativas, normalmente acopladas às turbinas, que providenciam a conversão da energia mecânica em energia elétrica.

Existem duas categorias principais de geradores usados para o propósito atrás descrito (Almeida, 1999):

- Síncronos;
- Assíncronos.

4.10.1 GERADORES SÍNCRONOS

De acordo com o Decreto-Lei n.º168/99 as ligações ao Sistema Elétrico de Abastecimento Público que não sejam feitas em baixa tensão, não podem ser executadas para uma potência de ligação que exceda, para as centrais equipadas com geradores síncronos, 8% da potência de curto-circuito no ponto de interligação. Para além do que foi descrito, a ligação de geradores síncronos só poderá ser executada quando a tensão, frequência e fase do gerador se enquadram nos limites definidos no quando abaixo:

Tabela 4 – condições de ligação à rede de máquinas com geradores síncronos. DL n.º168/99

Geradores	Potência do gerador	
	Até 500 kVA	Superior a 500 kVA
Tensão (tensão de rede 1p. u)	0.9 a 1.1 p.u.	0.92 a 1.08 p.u.
Desvio de frequência da rede	± 0.3 Hz	± 0.2 Hz
Fase	±20°	±10°

No que respeita ao fator de potência, este tipo de geradores poderá manter uma potência entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo perante variações na tensão da rede pública, dentro dos limites legais que constarem na concessão da rede pública.

4.10.2 GERADORES ASSÍNCRONOS

Caso as centrais estejam equipadas com geradores assíncronos, o Decreto-Lei n.º168/99 descreve que a potência de ligação do sistema de produção não pode exceder o valor de 8% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, desde que a potência do maior gerador do sistema de produção não exceda 2000 kW, nem 5% da referida potência de curto-circuito ou não pode exceder o valor de 5% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação nos restantes casos.

No DL supracitado está expresso que o fator de potência da energia fornecida para este tipo de geradores durante as horas cheiras e de ponta não será inferior a 0,85 indutivo.

A queda transitória da tensão da rede pública, devido à ligação de geradores assíncronos, não pode ser superior a 5% para centrais hidroelétricas. A ligação de um destes geradores só poderá ser feita após atingidos os 90% da velocidade síncrona, no caso da potência do geradores não exceder os 500 kVA, e para potências superiores só deverá ser feita depois de atingidas os 95% de velocidade síncrona.

4.12 BOMBAS A FUNCIONAR COMO TURBINAS

A aplicação das bombas a funcionar como turbinas (BFT) / *pump as turbine* tem sido executada em sistemas de adução e distribuição de água, funcionando como uma válvula redutora de pressão, e também têm sido utilizadas em sistemas de armazenamento de energia por bombagem. O principal

desafio na utilização das BFT é a seleção de uma bomba adequada para um aproveitamento de pequena dimensão (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).

O primeiro equipamento, projetado nos Estados Unidos da América, a funcionar de forma reversível foi uma turbina Francis de um andar (single-stage), funcionando como bomba numa direção e como turbina na outra. Apesar de esta tecnologia ter funcionado ao longo de seis décadas, a mesma apresenta algumas limitações relacionadas com o seu desempenho (Energy Storage Association, 2015d).

São diversas as vantagens provenientes da utilização de bombas comuns a funcionar como turbinas. O facto de as bombas estarem disponíveis no mercado, já munidas de motores e grupos geradores para uso como turbina para uma variedade de características, serem mais adequadas para pequenos caudais e potências baixas e, ainda, serem de fácil instalação e apresentarem custos relativamente baixos, tornam as bombas uma boa solução como componente electro-mecânica de um sistema de armazenamento de energia por bombagem (M.Ramos)

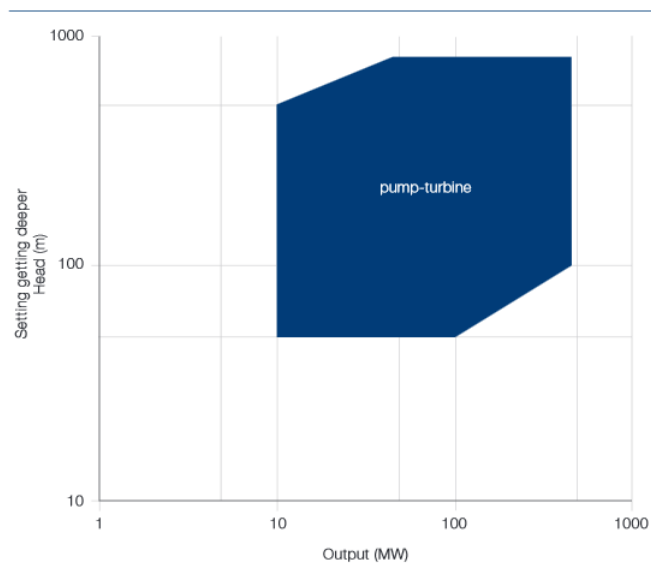


Figura 42 - Gama de aplicação de pump-turbines Voith (Voith - Pump storage machines, 2011)

A seleção do tipo de bomba adequado depende da altura de elevação, do caudal a descarregar, bem como dos custos iniciais e de manutenção.

As figuras 43, 44 e 45 representam os resultados obtidos num trabalho experimental realizado na Universidade de Teerão, para dados de altura de elevação, eficiência e potência. O trabalho revela que uma bomba centrífuga de baixa velocidade específica pode operar como turbina para diferentes velocidades de rotação, diferentes alturas manométricas e gamas de caudais, sem que ocorra qualquer problema mecânico (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).

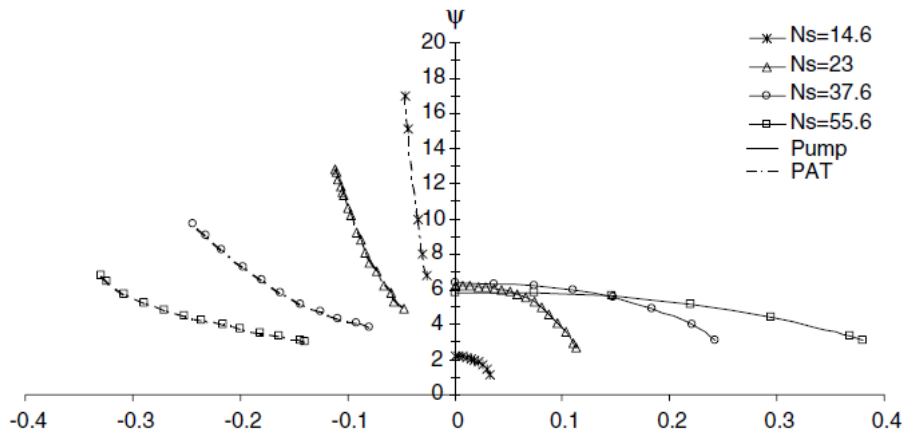


Figura 43 - Curvas de alturas obtidas no teste de PAT's a funcionar em modo bomba e em modo turbina (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008)

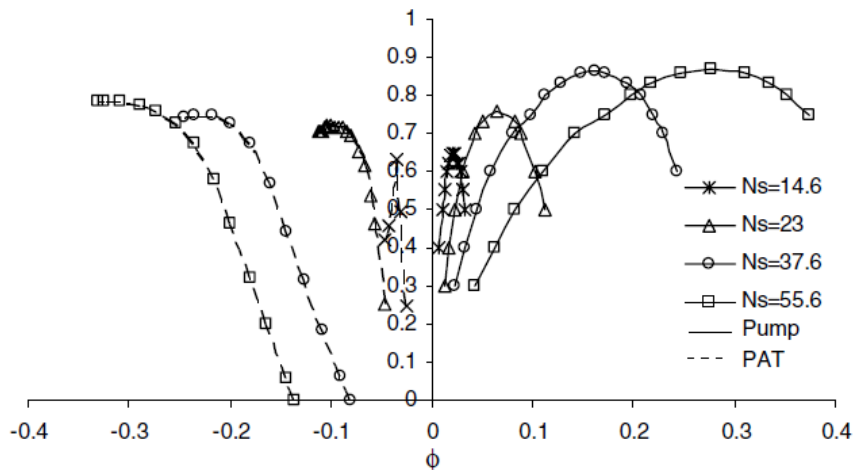


Figura 44 - Curvas de eficiência obtidas no teste de PAT's a funcionar como bomba e como turbina (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008)

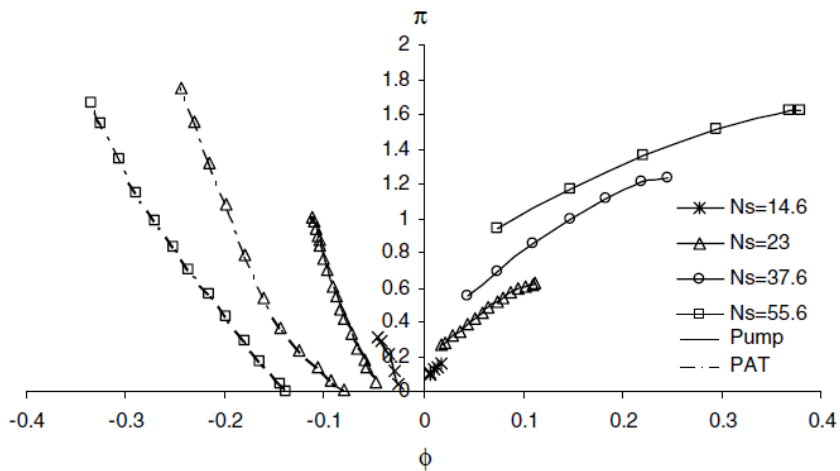


Figura 45 - Curvas de potência obtidas no teste de PAT's a funcionar como bomba e como turbina (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008)

Muitos métodos foram desenvolvidos para prever o ponto de maior eficiência (BEP) de uma bomba a funcionar como uma turbina. Estes métodos, desenvolvidos pelos investigadores Derakhshan e Nourbakhsh, apresentam a relação entre o BEP das bombas e das turbinas baseados em dados experimentais e análises teóricas. Os resultados obtidos demonstram um desvio de $\pm 20\%$ dos dados experimentais (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).

Na figura 46 são comparados os métodos mencionados, em termos de alturas manométricas e gamas de caudais previstos, com dados experimentais.

PATs dimensionless BEP predicted by various methods

Pump specifications			Experimental		Stepanoff [2]		Sharma [4]		Alatorre-Frenk [8]		New approach	
N_s (m,m ³ /s)	$\eta_{p,max}$ (%)	D (m)	h	q	h	q	h	q	h	q	h	q
14.6	65.5	0.250	2.05	1.56	1.63	1.28	1.78	1.45	2.20	2.09	2.14	1.48
14.7 [6]	46	0.125	2.87	1.63	2.17	1.47	2.54	1.86	2.84	2.4	2.71	1.72
20.7 [16]	60	0.160	2.24	1.73	1.84	1.42	2.4	1.66	2.22	2.04	2.29	1.74
23.0	76	0.250	1.95	1.59	1.41	1.19	1.49	1.29	1.78	1.76	1.94	1.60
34.8 [13]	83	-	1.71	1.55	1.28	1.14	1.34	1.20	1.49	1.36	1.70	1.48
36.4 [17]	74.4	0.175	1.72	1.54	1.81	1.34	1.43	1.27	1.73	1.78	1.71	1.50
37.7	86.5	0.250	1.73	1.48	1.24	1.11	1.27	1.16	1.34	1.16	1.65	1.44
39.7 [17]	85	0.260	1.40	1.35	1.38	1.18	1.22	1.14	1.31	1.21	1.49	1.35
45.2 [17]	80	0.200	1.40	1.38	1.56	1.25	1.31	1.2	1.51	1.49	1.51	1.33
46.1 [16]	83	0.250	1.52	1.34	1.31	1.19	1.36	1.26	1.39	1.32	1.54	1.33
55.6	87	0.250	1.34	1.15	1.23	1.11	1.26	1.16	1.32	1.13	1.38	1.18

Figura 46 - Comparação dos métodos para prever qual o ponto de maior eficiência com dados experimentais (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008)

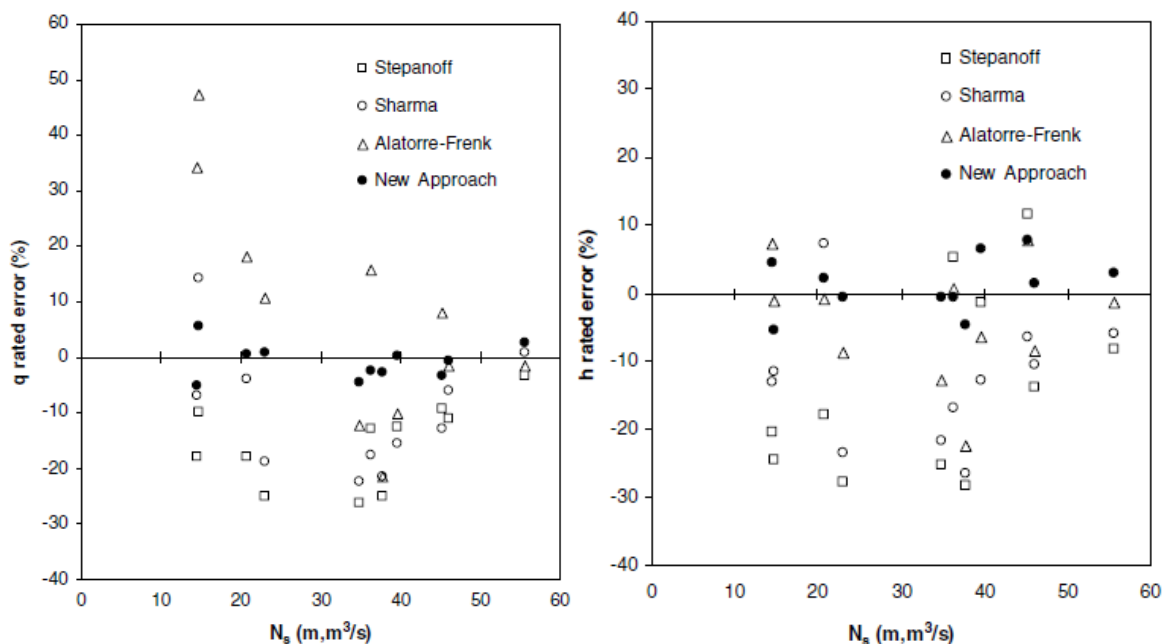


Figura 47 - Comparação entre os ratios das gamas de caudais (q) e altura manométrica (h) das PAT's obtidos nos diferentes métodos e nos dados experimentais (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008)

Analisando as figuras 47 e 48, conclui-se que os métodos utilizados por Stepanoff e Sharma apenas apresentam alguma exatidão para valores de velocidade específica entre os 40 e os 60 (m,m³/s). E o método Alatorre-Frenk, só prevê com algum rigor o ratio da altura manométrica, pois estima um ratio

para o caudal superior àquele que é estimado com recurso ao método experimental. A de um método só é válida, no caso de apresentar exatidão, tanto para o ratio de alturas, como para o ratio dos caudais (Derakhshan and Nourbakhsh, 2008).

A figura 48, mostra a relação entre a altura manométrica e a velocidade específica de bombas a funcionar como turbinas da Voith, em diferentes aproveitamentos hidroelétricos existentes no mundo.

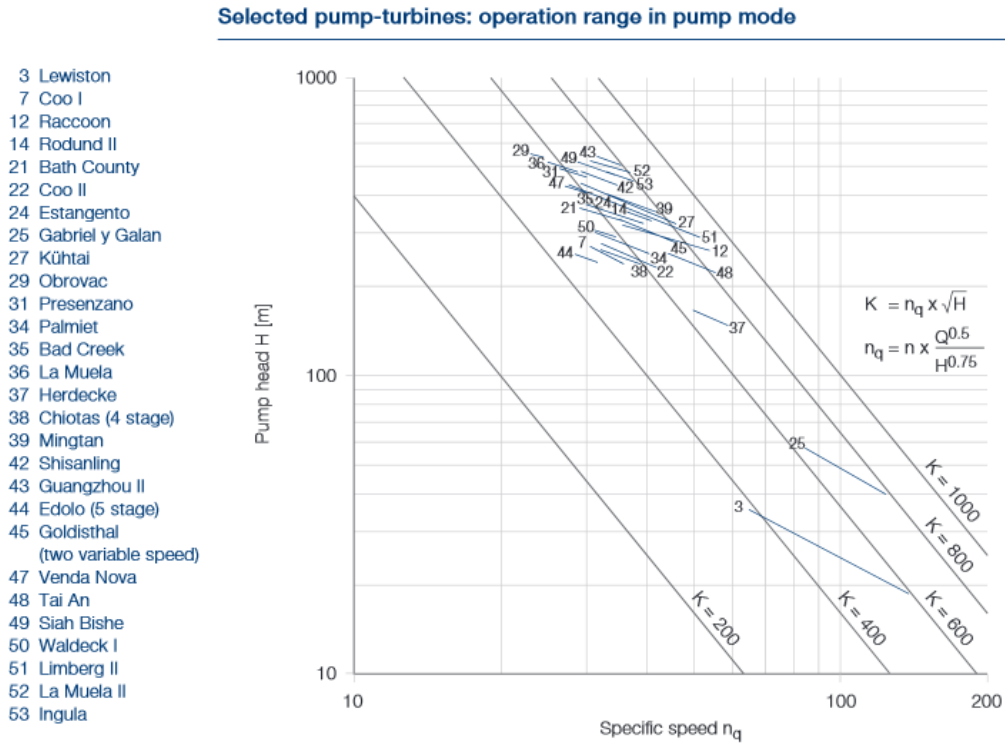


Figura 48 - Aproveitamentos munidos de bombas-turbinas voith (Voith - Pump storage machines, 2011)

5

AVALIAÇÃO DA ENERGIA PRODUTÍVEL

5.1 PARÂMETROS INFLUENCIADORES

5.1.1 GENERALIDADES

No geral o objetivo de um aproveitamento hidroelétrico será o de produzir energia elétrica a partir da energia de um fluido, por meio de um grupo hidro-gerador (frequentemente designado apenas por grupo gerador).

Dada a necessidade de uma correta avaliação do valor da energia produtível será oportuno definir quais os parâmetros influenciadores.

As condições de funcionamento de turbinas integradas num dado sistema dependem das respetivas curvas características da instalação, das quedas brutas disponíveis e do traçado, extensão, dimensões e órgãos de comando do circuito hidráulico do aproveitamento de que fazem parte.

Assim, na definição das condições de funcionamento de uma dada turbomáquina, há um conjunto de problemas a resolver em que intervêm vários parâmetros influenciadores e onde se destacam aspetos como:

- Quantificação do caudal bombeado durante a fase de armazenamento de energia;
- Quantificação do caudal turbinado durante a fase de geração de energia;
- Quantificação de perdas de carga - contínuas e localizadas - correspondentes aos diferentes caudais turbinados (isto é, escoados através da turbina), perdas de carga essas que, deduzidas as quedas brutas, permitem definir as correspondentes quedas úteis;
- Utilização das curvas características para definição das condições de funcionamento da turbomáquina em correspondência com as diferentes quedas úteis e caudais turbinados.

Com isto, nos subcapítulos seguintes, segue-se uma descrição mais pormenorizada dos parâmetros influenciadores.

5.1.2 CAUDAIS BOMBEADOS E TURBINADOS

No caso presente, em que se abordam os sistemas hidroelétricos autónomos, os caudais bombeados e turbinados estão diretamente relacionados. Isto deve-se ao facto de neste tipo de aproveitamentos não se produzir energia com recurso ao caudal natural de um rio. O que na verdade acontece, é que um dado volume é bombeado de um reservatório inferior para um superior na fase de armazenamento e na fase de geração, ao invés do caudal turbinado ser restituído a um rio, o mesmo é armazenado num reservatório inferior, repetindo-se este ciclo sempre que é necessário armazenar e produzir energia. Deste modo, é necessário proceder-se à fase de armazenamento para que seja possível gerar energia.

5.1.3 QUEDA ÚTIL

No sistema adutor podem ser distinguidos dois tipos de quedas: a queda bruta - H_b e a queda útil - H_u . A queda bruta verifica-se apenas em regime hidrostático, onde a linha de energia correspondente tem declive nulo, por inexistência de perdas de carga - ΔH , e será dada pelos valores de energia nos extremos de montante e jusante do circuito hidráulico no qual se insere a turbomáquina. Por seu turno, em regime hidrodinâmico ou de exploração surgem perdas de carga resultantes da interação do fluido escoado com as paredes da conduta, ficando a restar no final do trecho adutor apenas uma percentagem da queda bruta, designando-se por queda útil. Portanto, a queda útil instalada estará incontornavelmente associada ao caudal aduzido no reservatório de jusante, onde a turbomáquina se insere e, por conseguinte, esta será a que se considerará para efeitos de cálculo da energia produzida. Deste modo, dever-se-á traçar uma lei que represente a variação da queda útil em função dos caudais afluídos e turbinados, a qual entre em linha de conta com os níveis da superfície livre dos reservatórios, quer de montante - Z_m quer de jusante - Z_j , também eles sujeitos a variações entre os níveis mínimos e máximos de armazenamento, função da lei de exploração dos respetivos reservatórios, bem como a perda de carga ao longo do circuito. Isto significa que, para além da queda útil ser dependente do caudal turbinado, como citado no parágrafo anterior, do mesmo modo, sempre que se verificarem variações de nível da superfície livre da água nos reservatórios de montante e jusante, terá de se proceder a um reajustamento da queda útil instalada. Assim, esta lei de $H_u = H_u(Q)$, geralmente designada por curva característica da instalação.

Em suma, o valor da queda útil constituirá um parâmetro que não só interferirá no cálculo da potência útil gerada ao longo da vida útil do grupo, como também auxiliará na definição do tipo de turbina-bomba a utilizar no sistema em estudo. Assim, o dimensionamento da turbina-bomba a usar implicará a escolha, de entre uma gama de valores esperados para a queda bruta durante a exploração do aproveitamento, de um dado valor nominal que, para a situação de regime e de caudal máximo turbinável a considerar, represente a queda útil de projeto.

5.1.4 PERDAS DE CARGA

Para o estudo e compreensão da relação existente entre o caudal e a queda útil torna-se necessário conhecer as perdas de carga e o modo como estas se podem quantificar.

No presente trabalho foram adotados critérios baseados na Fórmula Geral de Resistência, pelo que a perda de carga principal por unidade de comprimento - j é tal que:

$$j = \frac{\lambda U^2}{2gD} \quad 14.$$

Onde:

- λ – coeficiente de resistência;
- D - diâmetro da conduta (m);
- U - velocidade média do escoamento no interior da conduta (m/s);
- g – aceleração da gravidade (9,81 m/s²).

E o coeficiente de resistência é quantificado com base na expressão de COLEBROOKWHITE, ou seja:

$$\frac{1}{\sqrt{k}} = -2 \log \left(\frac{k}{3.7D} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad 15.$$

Onde:

- k = Rugosidade equivalente da conduta (m);
- D = Diâmetro da conduta (m);
- Re = Número de Reynolds.

Com estas expressões seria possível calcular, em primeira instância e de forma iterativa, o valor de λ , para de seguida determinar a perda de carga unitária - j , dada em metros por metro (m/m).

No final, o valor de j multiplicado pela extensão total de conduta - L , onde se verificam as mesmas características do escoamento, origina a perda de carga principal, dada em metros (m):

$$\Delta H = j \times L \quad 16.$$

Para além das perdas de carga contínuas anteriormente referidas, relativas ao movimento uniforme, existem também perdas de carga correspondentes aos regimes variados que se estabelecem em trechos de curta extensão e que são devidos a alterações bruscas das condições do movimento, com especial destaque na saída do reservatório de montante, nas curvas da conduta adutora, quer em planta quer em perfil, e igualmente na entrada da turbomáquina.

Para a simplificação do problema em estudo admitir-se-á que as perdas de carga localizadas representam 10% das perdas de carga contínuas.

5.2 ABASTECIMENTO E EXIGÊNCIAS DE POTÊNCIA

A demanda energética não é constante ao longo dos intervalos temporais, as mesmas podem variar de hora para hora ao longo do dia, podem variar de dia para dia ao longo do mês e podem variar também de ano para ano. Esta exigência pode ser definida como o total de carga (*load*) que os consumidores usam da rede num dado instante (Novak et al. 1996). Deste modo, o sistema/rede elétrica deverá ter capacidade suficiente para dar resposta a essas exigências nesse determinado instante, tendo ainda em consideração possíveis avarias inesperadas e pausas para manutenção.

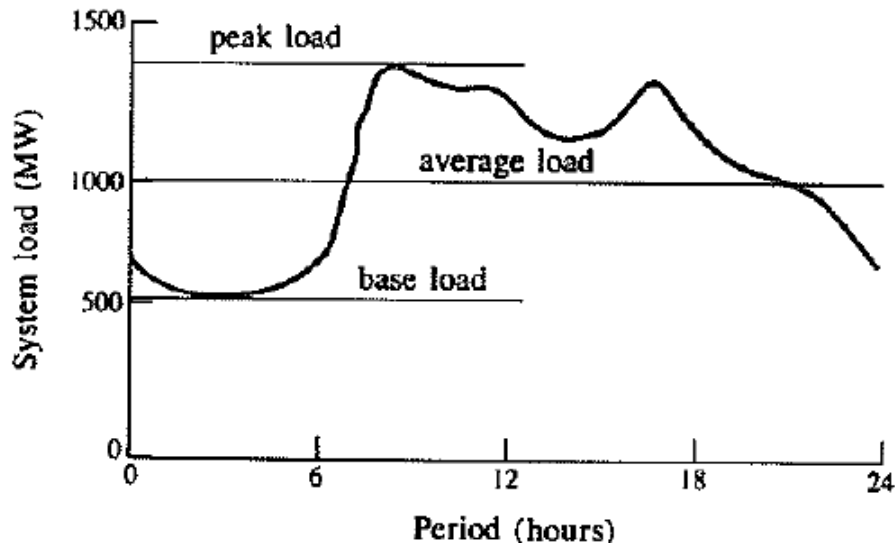


Figura 49 - Curva típica de consumos diários energéticos (Novak et al. 1996)

Na figura 50 estão representadas três tipos de cargas possíveis. A carga de base, cujo valor é continuamente excedido, a carga média, que é expressa na imagem como a área debaixo da curva dividida pelo tempo, e a carga de pico, que representa a carga para a qual o sistema deverá estar dimensionado e preparado para responder, não podendo deste modo ser excedida.

Outra definição importante é a noção de fator de carga (load factor), que expressa o ratio entre a carga média e a de pico para um dado período temporal. Este ratio, no caso de ser baixo, pode expor uma situação de ineficiência. A hipótese da potência exigida no pico ser muito díspar da média, pode provocar situações em que o fator de carga se torna baixo, isto porque as máquinas que geram energia para os períodos de pico poderão estar paradas durante muito tempo durante as fases de consumo médio.

A potência turbina fornece ao escoamento pode ser expressa pela seguinte equação;

$$P = \eta \gamma Q H_u \quad 17.$$

- η – Rendimento da turbina;
- Q – Caudal turbinado;
- H_u – Queda útil.

A capacidade instalada pode ser, então, descrita como a máxima potência que o gerador consegue desenvolver à queda útil existente, turbinando o máximo caudal possível (Novak et al. 1996).

5.3 ENERGIA PRODUTÍVEL

Revela-se fundamental a avaliação correta do valor da energia produtível, que é função do tempo ao longo do qual se consegue mobilizar uma dada potência e pode ser definida, de uma forma mais simplificada, pela expressão:

$$E = \int P_u dt \quad 18.$$

Em que Δt representa o período de tempo ao longo do qual se mobiliza a potencia P_u , ou seja, a potência útil à saída do gerador, uma vez que será esta, na realidade, a que será integrada na rede recetora do sistema electroprodutor.

Considera-se importante ressaltar a diferença existente entre potência e energia. Enquanto a primeira apenas reflete um valor instantâneo ou pontual, a segunda resulta da consideração da variável temporal, isto é, o período de tempo em que o caudal turbinado gera energia. Este conceito é bastante importante na medida em que abre novas perspectivas de rentabilização dos sistemas em estudo.

6

ANÁLISE FINANCEIRA

6.1 ANÁLISE DOS CUSTOS

A decisão final sobre um projeto ser ou não ser construído ou a seleção entre as diferentes alternativas é baseada na comparação entre os custos e benefícios expectáveis para o período de vida útil desse projeto, com recurso a critérios de análise económica. Esta análise deve ser executada nas etapas preliminares de um projeto, pois nada assegura que um projeto que seja viável do ponto de vista técnico, seja também viável do ponto de vista económico (Portela, 1999).

Tipicamente, os sistemas PHES são caracterizados por um longo período de vida útil (50-100 anos), elevados custos de capital e baixos custos de manutenção. Os custos dos projetos de um PHES estão altamente relacionados com o local de implantação dos mesmos, variando, normalmente, entre 450-2500 €/kW. Tendo em conta que esta tecnologia já atingiu níveis de confiança elevados, não se espera que os custos de capital se alterem substancialmente no futuro (Lettner, 2012).

As trocas energéticas são, normalmente, a maior fonte de receita dos sistemas de armazenamento de energia em massa, visto que os operadores podem tirar partido das oportunidades do *price arbitrage*. Deste modo, o preço de compra de eletricidade para alimentar o sistema (fase de bombagem) deverá ser cerca de 20-30% mais baixo do que o preço de venda da energia produzida na fase de geração, de modo a compensar as perdas energéticas (Lettner, 2012).

Os custos de um projeto de um aproveitamento hidráulico estão divididos em três principais categorias (Hosseini et al. 2008, Hosseini, Forouzbakhsh, and Rahimpour 2005, Portela 1999, Rocha and Oliveira 2008):

- Custos de investimentos iniciais;
- Custos anuais de exploração e manutenção;
- Compra de energia à rede – condicionado pelo custo de kWh de energia consumida e pelo custo do kW da potência contratada.

6.1.1 Custos de investimento

Os custos de investimento correspondem às verbas necessárias à realização do projeto e subdividem-se em custos de construção, custos com equipamentos eletromecânicos, custos de equipamento para transmissão da energia produzida e ligação à rede, custos indiretos e custos de indemnização por expropriação.

Deve ser, ainda, incluído neste grupo uma quantia para contingentes e custos inesperados. A contabilização deste item tem como intenção, superar a incerteza resultante do facto das condições do local de implementação do projeto não serem totalmente conhecidas, especialmente nas fases preliminares do projeto (Portela, 1999).

6.1.1.1 Custos de construção

Esta componente dos custos de investimento engloba os custos das construções integrantes do projeto, tais como de reservatórios ou estrutura de retenção (açudes ou barragens), assim como a compra e montagens das componentes hidráulicas, tais como condutas ou canais. As estradas de acesso ao aproveitamento e à central. Podem estar incluídos nestes custos os estudos preliminares de viabilidade ambiental, económica e técnica.

O custo das condutas é altamente influenciado pelo material com que são constituídas e pelas suas dimensões. É importante analisar estes parâmetros, tendo em consideração que no presente trabalho será feita a análise de viabilidade económica de um sistema de armazenamento de energia elétrica que terá associada uma estação elevatória. Para elevar um determinado caudal a uma determinada altura manométrica, a bomba terá de comunicar ao fluido um aumento de pressão igual à altura geométrica acrescida das perdas de cargas provocadas pela resistência ao escoamento (Sousa, 2006). A parcela da altura geométrica depende apenas das condições topográficas e das variáveis de níveis de partida e chegada, no entanto a resistência ao escoamento está dependente dos parâmetros enunciados acima, visto que o aumento do diâmetro da conduta, assim como uma menor rugosidade (parâmetro que depende do material) levam a menores perdas de carga. No entanto um maior diâmetro leva também a maiores custos de investimento.

6.1.1.2 Custos eletromecânicos

Nestes custos incorporam-se os custos com equipamentos, tais como turbinas e bombas, geradores, sistemas de controlo, comportas e outros equipamentos complementares.

6.1.1.3 Custos indiretos

Os custos indiretos separam-se em diferentes subgrupos. Os custos de estudos e projeto (E&P), supervisão e administração (S&A) e inflação durante a fase de construção. Estes custos resultam dos acordos entre o investidor e as empresas de consultadoria e podem ser expressos como percentagem dos custos de construção civil e custos de equipamentos (Hosseini et al. 2008, Hosseini, Forouzbakhsh, and Rahimpour, 2005, Portela, 1999).

Os E&P podem apresentar valores bastante variados, pois estão dependentes de características dos aproveitamentos, tais como o tipo, o tamanho e a sua localização.

Nos custos de S&A estão abrangidos os custos de compra de terrenos, gestão, custos de inspeção e supervisão na fase de construção.

Para calcular os custos de investimento de um projeto é preciso ter em conta a taxa de inflação durante a fase de construção, ajustando os custos de investimento em conformidade com esta taxa. A taxa de inflação dos anos futuros pode ser determinada, obtendo a média dos anos anteriores.

6.1.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO E MANUTENÇÃO

Incluem-se neste subgrupo os custos de operação e manutenção (O&M), tais como salários dos trabalhadores, seguros, taxas de atualização, taxas de juros, impostos sobre rendimentos, recursos consumidos, assim como o custo da energia utilizada para bombear a água. A substituição e renovação dos equipamentos que chegam ao fim da sua vida útil e custos de depreciação de equipamentos.

6.2 JUROS

Os juros podem ser definidos como o retorno do capital, sendo que capital é o desígnio atribuído ao dinheiro investido e dos recursos utilizados. Ao investir num projeto espera-se que o mesmo traga retornos do capital investido, sendo este retorno obtido aumentando as receitas futuras e diminuindo os custos futuros.

A taxa de juro apropriada pode depender de diversos fatores, tais como risco, segurança, condições económicas e prazos. Em princípio riscos mais elevados levam a taxas mais elevadas.

As taxas de juro de mercado podem alterar-se ao longo do tempo, com a variação das taxas de inflação, conseqüentemente esta varia consoante as exigências de financiamento ao longo do tempo.

6.3 CASH-FLOWS

O termo cash-flow (fluxo de caixa) representa a diferença entre os proveitos e saídas de dinheiro de uma empresa durante um determinado período de tempo e são normalmente ilustrados em diagramas de cash-flows. Da sua utilização advém a mais valia de se ter num diagrama os fluxos de capital de uma empresa ou de um determinado projeto, no momento em que são gerados.

Os diagramas de *cash-flow* são de grande utilidade na medida em que mostram quando e quanto dinheiro é investido ou recebido numa escala temporal, representada no eixo horizontal. A escala temporal pode ser definida arbitrariamente e adequada ao projeto que se está a desenvolver. Pode estar expressa em diferentes unidades temporais, como são exemplo os dias, semanas, meses, trimestres e anos.

No eixo vertical dos diagramas representa-se o dinheiro, sendo as setas a quantidade de dinheiro que entra ou que sai, ou seja, as receitas e as despesas, respetivamente. Convencionalmente, definem-se as setas apontadas para cima como as receitas e as que apontam para baixo como as despesas.

Não é aconselhável simplificar este diagrama, ou seja, não se devem somar os valores referentes ao mesmo período temporal, mas sim mantê-los discriminados.

6.4 CRITÉRIO DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÓMICA

De acordo com a Agência para a Competitividade e Inovação (IAPMEI), deverão ser aplicados quatro critérios para avaliação de viabilidade económica de um projeto de investimento.

- Valor atualizado líquido;
- Taxa interna de rentabilidade;
- Período de recuperação de investimento;
- Retorno de investimento.

6.4.1 VALOR ATUALIZADO LÍQUIDO

Este indicador pode ser descrito como a soma de todos benefícios económicos, subtraídos da soma de todos os custos do projeto ao longo da sua vida útil, atualizados ao momento presente (Portela, 1999, Caldeira 2015c), ou seja, representa o valor presente de um projeto, calculado a partir dos *cash-flows* futuros. Deste modo, torna-se importante proceder à avaliação de todos os *cash-flows* envolvidos no projeto, sejam eles positivos ou negativos.

Resumidamente, trata-se de estimar todo o dinheiro que se vai gastar e receber ao desenvolver-se o projeto.

No entanto, é importante ter em consideração que os fluxos monetários estão remetidos a períodos temporais distintos, logo não podem ser adicionados, tendo em conta que o dinheiro apresenta valores diferentes ao longo do período de vida do projeto. Torna-se necessário, assim, atualizar os *cash-flows* para um momento presente submetendo-os a uma taxa de atualização.

6.4.1.1 Taxa de atualização

A determinação da taxa de atualização é de elevada relevância tendo em conta que a aceitação ou rejeição da intenção de investir é condicionada pelo valor da mesma (Caldeira 2015b). Outro modo de a designar é taxa mínima de rentabilidade do projeto, não sendo mais do que a rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto de investimento. Esta taxa servirá para atualizar os *cash-flows* gerados por esses investimentos.

A taxa de atualização é composta por três parcelas:

- T_1 – Rendimento real, que representa a remuneração real desejada para os capitais próprios investidos;
- T_2 – Prémio de risco, taxa que depende da evolução económica, financeira, global e setorial do projeto, bem como o montante total envolvido no projeto;
- T_3 – Inflação, tal como o nome indica, é a parcela correspondente à taxa de inflação.

$$TA = [(1 + T_1) \times (1 + T_2) \times (1 + T_3)] - 1 \quad 19.$$

O cálculo do VAL (valor atualizado líquido), tem em consideração o valor temporal do dinheiro, tornando-se necessário afetar os *cash-flows* do fator $(1 + TA)$. Deste modo, este indicador pode representar-se do seguinte modo:

$$VAL = \frac{-investimento}{(1 + TA)^0} + \frac{CF_1}{(1 + TA)^1} + \frac{CF_2}{(1 + TA)^2} + \dots + \frac{valor\ residual}{(1 + TA)^n} \quad 20.$$

A expressão acima pode ser repartida em três componentes. A primeira representa o ano de investimento, o ano 0. A última, o ano de desinvestimento ou ano de venda do projeto. As restantes parcelas remetem aos anos de projeto, ou seja, os anos em que a empresa responsável pelo projeto apresenta custos e proveitos.

Este indicador é um dos mais relevantes no que toca à avaliação da viabilidade económica. Os seus resultados podem ser avaliados em $VAL < 0$, $VAL = 0$ E $VAL > 0$ (Portela 1999, Rocha and Oliveira 2008, Caldeira, 2015c).

O facto de o *VAL* ser superior a 0 revela um projeto economicamente viável, visto que permite cobrir totalmente o investimento inicial, a remuneração mínima exigida pelo investidor e, ainda, gerar excedentes financeiros. No caso de apresentar um valor nulo, o projeto é economicamente viável, tendo em conta que permite a recuperação do capital investido, no entanto não gera excesso financeiro, sendo o limite de investimento neutro, onde não se ganha nem se perde. Tendo em consideração o que já foi enunciado, um projeto que apresente um *VAL* < 0 não é um projeto economicamente viável, não se devendo investir no mesmo.

É de notar que quanto maior for a taxa de atualização, menor será o valor atualizado líquido, visto estar a exigir-se uma maior rentabilidade do projeto de investimento (Caldeira, 2015b).

6.4.2 TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE (TIR)

Este indicador/critério representa a taxa máxima de rentabilidade do projeto, ou seja, a taxa de atualização que no final do período de vida do projeto iguala o valor atualizado líquido a zero. Pode também ser descrito como o máximo custo de capital com que uma empresa pode financiar um investimento sem que isso prejudique os seus acionistas (Rocha and Oliveira 2008). É de notar que a decisão de seleção de um investimento com recurso a este indicador só fará sentido se existir uma base de comparação, que neste caso será a taxa de atualização. Deste modo, a análise dos resultados pode fazer-se da forma abaixo descrita.

Se a TIR for superior à TA, pressupõem-se que o *VAL* também é superior a zero, logo o projeto é economicamente viável, pois consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital. Caso contrário, se a TIR for inferior à taxa de atualização, o projeto apresenta um *VAL* inferior a zero logo não é economicamente viável.

$$0 = \frac{-\text{investimento}}{(1 + TA)^0} + \frac{CF_1}{(1 + TA)^1} + \frac{CF_2}{(1 + TA)^2} + \dots + \frac{\text{valor residual}}{(1 + TA)^n} \quad 21.$$

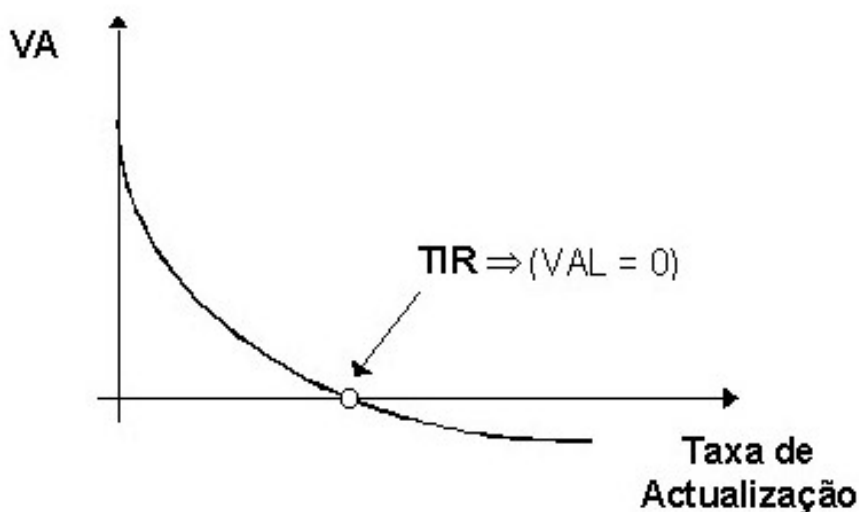


Figura 50 - Gráfico de VA/TA onde está identificado o TIR (Caldeira 2015b)

6.4.3 PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DE INVESTIMENTO (PAYBACK)

O período de recuperação de capital visa determinar qual o tempo de recuperação do capital investido, ou seja, o número de unidades temporais necessárias para que o capital inicialmente investido seja recuperado a partir das receitas geradas pela exploração do projeto desenvolvido. Concisamente, representa o número de anos que demora o projeto a pagar-se. Pode expressar-se de forma matemática na forma da seguinte equação.

$$PRI = \frac{\sum_{K=0}^N \frac{\text{investimento}}{(1 + TA)^k}}{\frac{\sum_{K=1}^N \frac{CF_k}{(1 + TA)^k}}{n}} \quad 22.$$

Tipicamente, nos primeiros anos de existência, os projetos não são rentáveis, tendo em conta a necessidade das empresas suportarem os custos de investimento iniciais.

A desvantagem de utilização deste indicador prende-se com o facto de o mesmo apresentar o inconveniente de não ter em conta os *cash-flows* gerados após a recuperação dos capitais investidos (caldeira, 2015a) , no entanto é bastante simples e adequado à avaliação de projetos de alto risco.

6.4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Uma unidade de armazenamento de energia por bombagem é caracterizada por uma incerteza associada aos custos de capital estimados, custos anuais futuros e os preços futuros da energia. Deste modo, é necessário proceder-se a uma análise de sensibilidade, por forma a perceber-se a capacidade de resposta do projeto de reagir diferentes cenários. Estes cenários podem ser obtidos aumentando os custos e reduzindo ou mantendo os benefícios. Normalmente, aplicam-se, neste tipo de análises, variações de $\pm 10\%$ a $\pm 20\%$ (Portela, 1999).

No que diz respeito à taxa de atualização, devem ser considerados pelo menos dois valores diferentes, um valor pessimista e um valor otimista aproximado ao valor estimado (Portela, 1999).

7

CARACTERIZAÇÃO DO MODELO E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Pretende-se no presente trabalho estudar a viabilidade económica de um sistema hidroelétrico autónomo do tipo pump hydroelectric storage. Este estudo passará pela análise do balanço energético possível de alcançar, constituído pelas parcelas de energia necessária fornecer à bomba para que esta consiga elevar a água para um reservatório superior e a energia máxima possível de se produzir. Pretende-se, deste modo, perceber qual o volume de regularização ótimo capaz de produzir o máximo lucro possível.

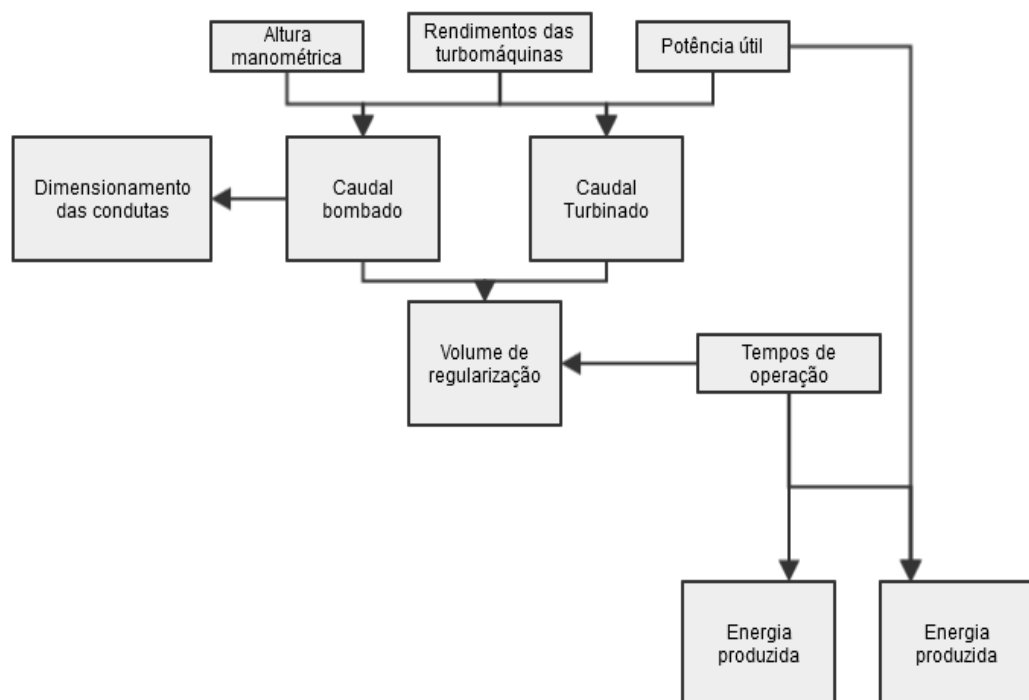
Tendo em conta que fisicamente uma bomba precisa de mais energia para elevar um dado volume do que aquela que consegue produzir nas mesmas condições de caudal e altura de elevação/queda útil, os benefícios destes sistemas de armazenamento de energia conseguem-se com uma adequada gestão. Assim sendo, pretende-se perceber qual o número de horas de bombagem necessárias, durante os períodos de vazio e super vazio (em que o preço da energia sofre uma redução provocada pelos baixos consumos) para produzir um volume de regularização que, após convertido em energia nas horas de cheia (que consistem nas horas de maior remuneração energética devido aos consumos de ponta), se traduzem num lucro para o sistema. A transformação do potencial hidráulico em energia elétrica pode ser feita por uma turbina ou por uma bomba a funcionar como uma turbina. No trabalho, *Reverse running pumps analytical, experimental and computational study: A review* de A. Kumar de 2010 (Armando Carravetta, 2013), a utilização de uma bomba a funcionar como turbina pode traduzir-se em grandes poupanças no que diz respeito aos investimentos de capital, pois evita a compra de dois equipamentos, ao invés de um que desempenha a função de ambos (Armando Carravetta, 2013).

7.1 MODELO DE CÁLCULO DO BALANÇO ENERGÉTICO

O processo para estudar quais os volumes de regularização que geram lucros, compreende diferentes fases:

1. Foram admitidas várias gamas de potência, 1MW, 5MW e 10 MW associadas a diferentes alturas manométricas, compreendidas entre os 20m e os 300 m, por forma a ter diferentes gamas de caudais;
2. Foram admitidos vários intervalos horários ao longo de um dia com base no preço de compra de energia dos diferentes períodos horários, por forma a colocar a fase de bombagem nos períodos de vazio e super vazio;

3. Multiplicaram-se os intervalos horários adotados pelos caudais adquiridos na primeira fase para determinar os volumes de regularização associados às diferentes potências e alturas manométricas.
4. Foi calculada a quantidade de energia consumida pela bomba multiplicando a potência pelos diferentes intervalos horários correspondentes às operações de armazenamento de energia;
5. Admitiram-se vários intervalos horários para a fase de geração de energia. Estes intervalos devem estar compreendidos nos períodos de maior remuneração energética;
6. Multiplicando os intervalos horários pelas diferentes potências, obtendo-se, assim, os valores de energia produzida.



Esquema 4 - Fluxogramas do modelo utilizado

A importância da adequada definição dos tempos de operação reflete-se nos custos finais de investimento, tendo em conta que quanto menores forem estes períodos maior terá de ser o caudal para o mesmo diâmetro, maior será a perda de carga que, conseqüentemente, se traduz numa necessidade de potência maior, agravando os encargos de potência contratada (Sousa, 2006).

A análise dos períodos de adução foi feita para um ciclo semanal, sendo depois extrapolada para um mês e, conseqüentemente, para um ano.

7.1.1 DETERMINAÇÃO DOS VOLUMES DE REGULARIZAÇÃO

A tabela abaixo foi retirada da Diretiva n.º 1/2015, na qual estão discriminados os diferentes períodos de remuneração energética. A separação é feita para Sábados, Domingos e dias úteis (ciclo semanal), sendo que esta diferenciação é ainda subdividida em períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta.

Deste modo, achou-se prudente fazer a análise e escolha dos períodos de bombagem com base nesta disposição, por isso analisaram-se quais os períodos em que os valores da energia eram mais baixos (super vazio e vazio), em ciclos semanais, começando num sábado e finalizando numa sexta-feira. Deste modo, as operações de bombagem devem produzir, ao longo da semana (iniciado num sábado), um volume de regularização que, após as operações de geração de energia, toma o valor nulo no final da semana (sexta-feira).

Tabela 5 - Horas de super vazio, vazio, cheia e ponta para o Inverno e para Verão

Ciclo semanal opcional para MAT, AT E MT em Portugal Continental					
Período de hora legal de Inverno			Período de hora legal de Verão		
De segunda-feira a sexta-feira			De segunda-feira a sexta-feira		
Ponta	17:00:00	22:00:00	Ponta	14:00:00	17:00:00
Cheias	00:00:00	00:30:00	Cheias	00:00:00	00:30:00
	07:30:00	17:00:00		07:30:00	14:00:00
	22:00:00	00:00:00		17:00:00	00:00:00
Vazio Normal	00:30:00	02:00:00	Vazio Normal	00:30:00	02:00:00
	06:00:00	7:30:00		06:00:00	7:30:00
Super vazio	02:00:00	6:00:00	Super vazio	02:00:00	6:00:00
Sábado			Sábado		
Cheias	10:30:00	12:30:00	Cheias	10:00:00	13:30:00
	17:30:00	22:30:00		19:30:00	23:00:00
Vazio normal	00:00:00	03:00:00	Vazio Normal	00:00:00	03:30:00
	07:00:00	10:30:00		07:30:00	10:00:00
	12:30:00	17:30:00		13:30:00	19:30:00
	22:30:00	0:00:00		23:00:00	0:00:00
Super vazio	03:00:00	7:00:00	Super vazio	03:30:00	7:30:00
Domingo			Domingo		
Vazio normal	00:00:00	04:00:00	Vazio normal	00:00:00	04:00:00
	08:00:00	00:00:00		08:00:00	00:00:00
Super vazio	04:00:00	08:00:00	Super vazio	04:00:00	08:00:00

Nota : Feriados nacionais como domingos

7.1.1.1 Tarifas de compra de energia e remuneração energética para centrais renováveis

Num mercado de energia liberalizado, as receitas da operação de um sistema PHES, não provêm apenas das trocas energéticas ao longo do dia, mas também da venda dos serviços de regularização no mercado de reservas auxiliares (Ardizzon, Cavazzini, and Pavesi, 2014).

No que diz respeito às trocas energéticas, o lucro das PHEs está estritamente ligado à venda da energia gerada ao seu valor de mercado mais alto e à compra da energia à rede a um valor baixo. No entanto, o processo de conversão de energia mecânica em energia elétrica é caracterizado por perdas energéticas, por isso, para que existam receitas, o preço de compra de energia deverá ser cerca de 20% a 30% mais baixo do que o preço de venda (Energy Storage Association 2015d).

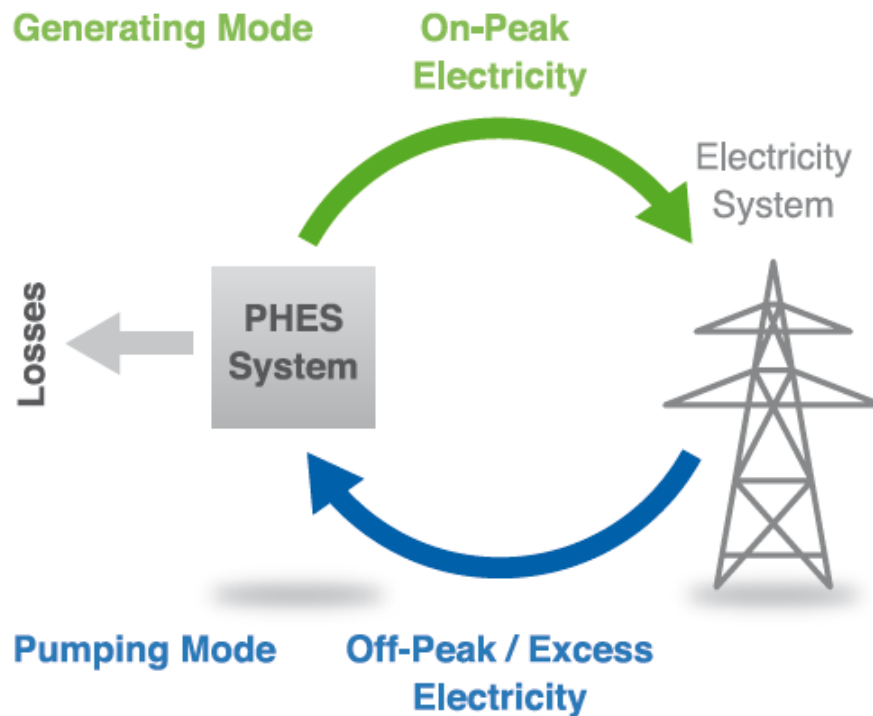


Figura 51 - Princípio de funcionamento de compra e venda de energia à rede de um sistema PHEs (Lettner 2012)

Após a obtenção dos valores do balanço energético, calcularam-se os custos da energia consumida pela bomba, assim como os benefícios monetários provenientes da exploração do sistema.

As despesas com a energia são calculadas multiplicando os valores de energia consumida, em kWh, pelo preço unitário do kWh vendido a clientes finais em média tensão. Este preço varia consoante o período horário em que a energia é comprada. Tal como foi enunciado acima, as operações de bombagem (fase de armazenamento) só são efetuadas em períodos de vazio e super vazio, pois estas constituem as horas de menor custo de energia, devido ao facto da procura energética ser muito baixa. O preço do kWh para os diferentes períodos horários, associados a cada trimestre (período I, II, III; IV), subdividido em três categorias diferentes de utilização de potência contratada (longa utilização, média utilização e curta utilização). Esta subdivisão em três categorias, está associada ao número de horas que um cliente utiliza a potência contratada. Tendo em consideração o número de horas mensais ocupadas com a operação de bombagem (consumo de energia), foram considerados os preços de longa duração que estão expostos na tabela 6.

Como já foi mencionado, os benefícios monetários deste tipo de centrais prendem-se essencialmente com a remuneração da venda da energia à rede. O Decreto-Lei n.º 225/2007 define a expressão para a remuneração das centrais de produção de energia renovável. A mesma está expressa abaixo, juntamente com a explicação de cada um dos parâmetros.

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV}$$

$KMHO_m$ – Coeficiente que modula os valores $PF(VRD)_m$ e $PV(VRD)_m$ em função do posto horário em que a eletricidade tinha sido fornecida. A utilização deste coeficiente é facultativo à exceção das centrais hídricas, para as quais é obrigatório.

$$KMHO = \frac{[KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}]}{ECR_m}$$

- $KMHO_{pc} = 1.15$
- $KMHO_v = 0.8$
- $ECR_{pc,m}$ – Eletricidade produzida pelo aproveitamento em horas de ponta
- $ECR_{v,m}$ – Eletricidade produzida pelo aproveitamento em horas de vazio

$PF(VRD)_m$ – Parcela fixa de remuneração aplicável a centrais renováveis

$$PF(VRD)_m = PF(V)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m}$$

- $PF(V)_{ref} = E \ 5.44 \left[\frac{Kwh}{mês} \right]$ 5.44 euros/kW/mês
- $COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}}$
- $POT_{med,m} = \min[POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m}]$
 - POT_{dec} – Potência declarado no ato de licenciamento [kW]
 - ECR_m – Energia produzida pela central no mês, m
 - NDM_m – Número de dias do mês, para efeitos do Decreto-Lei n.º 225/2007, toma o valor de 30.

$PV(VRD)_m$ – Parcela variável da remuneração aplicável às centrais renováveis

$$PV(VRD)_m = PV(V)_{ref} \times ECR_m$$

- $PV(V)_{ref} = E \frac{0,036}{Kwh}$

$PA(VRD)_m$ – Parcela ambiental da remuneração aplicável às centrais renováveis

$$PA(VRD)_m = ECE(V)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m$$

- $ECE(V)_{ref}$ – Valor unitário de referência para as emissões de CO2 evitadas pelas centrais renováveis - $2 \times 10 \text{ €/g}$
- CCR_{ref} – Montante unitário das emissões de CO2 - 370 g/Kwh

Coeficiente Z – Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada

Para centrais:

- I. POT_{dec} até 10 Mw assume o valor de 4.5
 - II. Instalações de bombagem assume o valor de 0
- $\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}}$ – Representa o fator de inflação. Estes índices deverão ser consultados no INE
 - LEV – Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição evitadas pela central renovável
 - 0.015, Para potências superiores a 5 Mw
 - 0,035, Para potências inferiores a 5 Mw

Na tabela 5 estão discriminados os intervalos horários de um dia em super vazio, vazio, cheia e ponta, no entanto não lhes atribui uma remuneração. Tendo em consideração que a compra e a venda da energia destas unidades de armazenamento é feita em Média Tensão (MT), foi feita uma pesquisa dos preços associados a cada um destes períodos horários. Tal como foi supracitado, a utilização de potência contratada reflete-se num elevado número de horas mensais, deste modo os preços que estão expostos na tabela 3 remetem à tarifa transitória de venda de energia a clientes finais em média tensão para longas utilizações.

Tabela 6 - Preços de energias para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta

	Preço unitário da energia			
	Vazio	Super vazio	Cheia	Ponta
Período I	0.0739	0.0631	0.1048	0.1335
Período II	0.0765	0.0703	0.1070	0.1364
Período III	0.0765	0.0703	0.1070	0.1364
Período IV	0.0739	0.0631	0.1048	0.1335

Na tabela 6, os períodos I, II, III, IV remetem a cada um dos trimestres do ano.

7.1.1.2 Escolha dos intervalos horários para as operações de armazenamento e geração de energia

Associando os dados das tabelas 5 e 6 traçaram-se os gráficos abaixo que mostram as variações dos preços de energia ao longo dos dias, para o Verão e para o Inverno, facilitando a análise e, conseqüentemente, a decisão na escolha das horas em que devem incidir as operações de bombagem e geração.

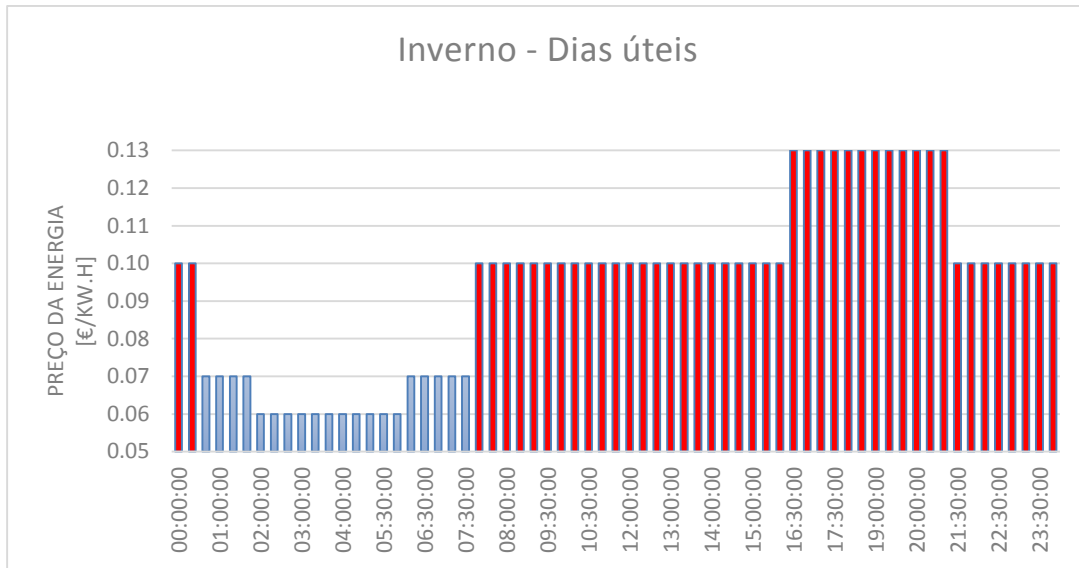


Gráfico 1 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os dias úteis de Inverno

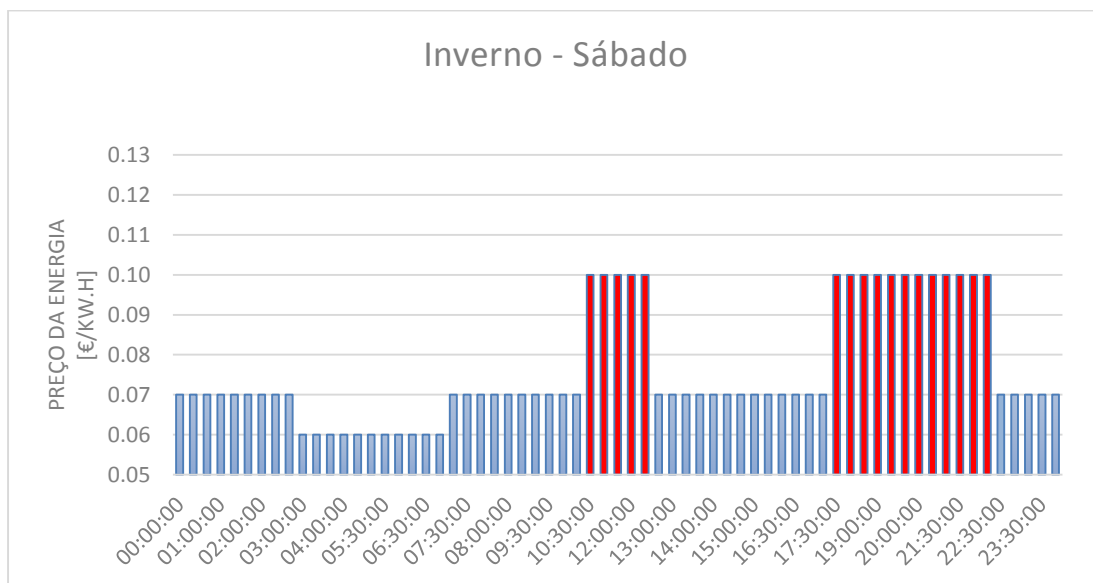


Gráfico 2 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os sábados de Inverno

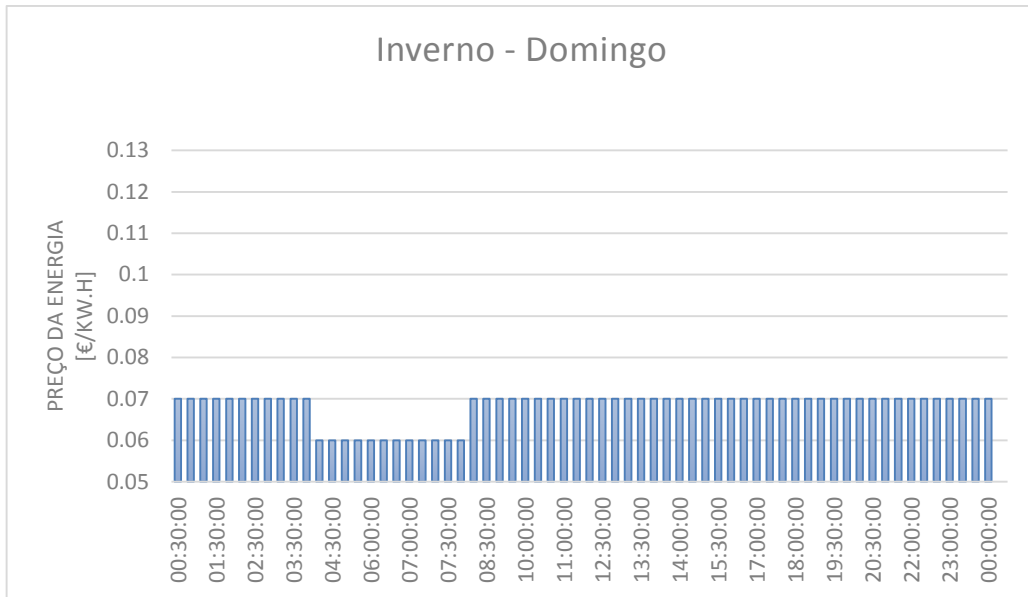


Gráfico 3 - Valores do preço da energia para as horas de super vazio, vazio, cheia e ponta para os Domingo de Inverno

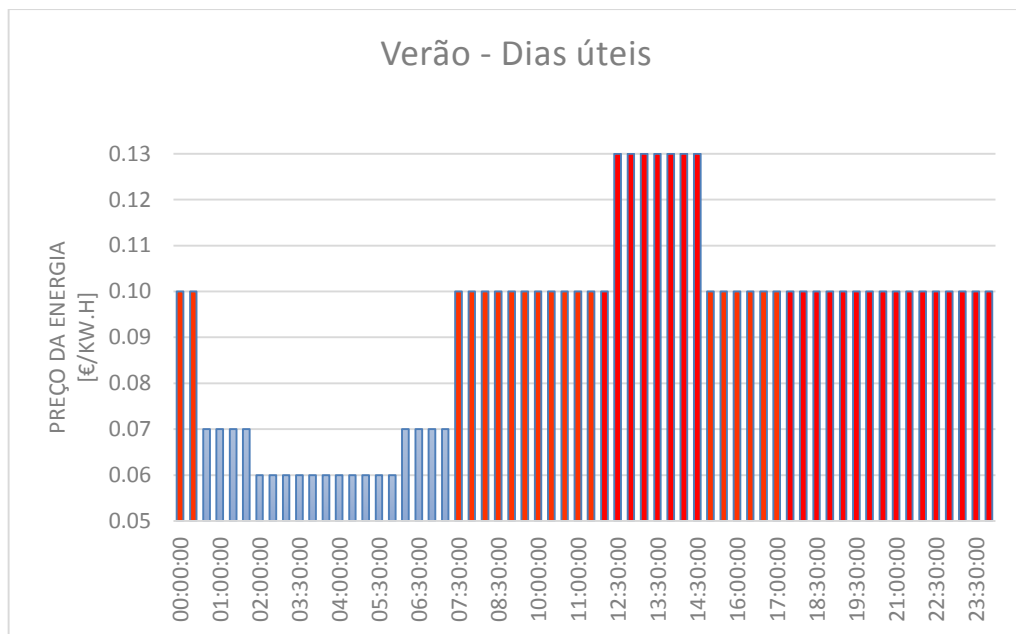


Gráfico 4 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os dias úteis de Verão

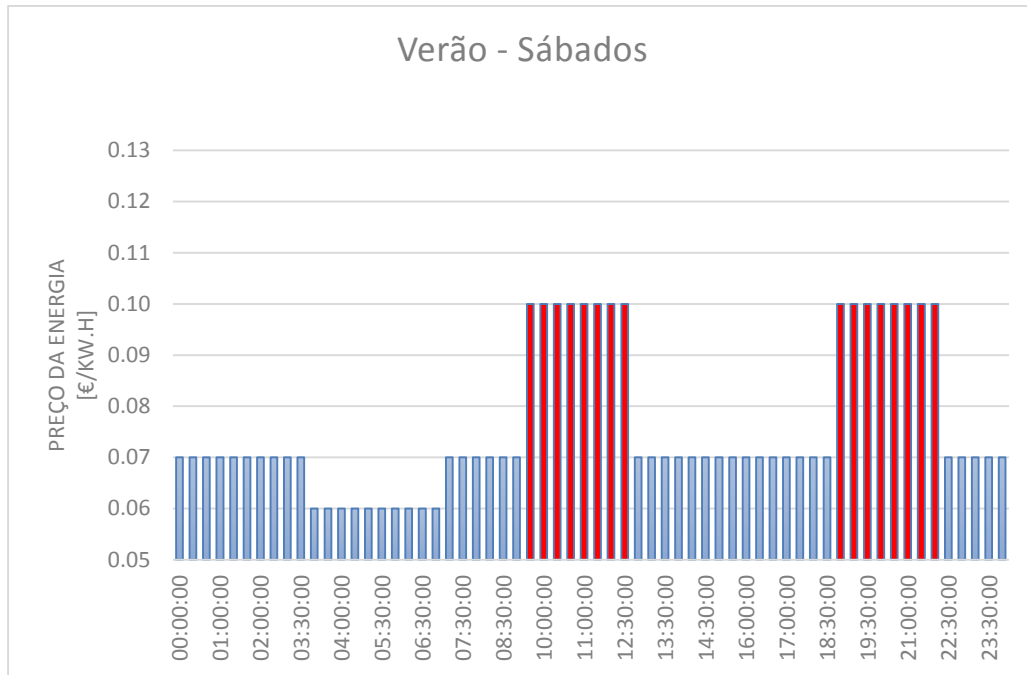


Gráfico 5 - Valores do preço da energia os períodos horas de super vazio, vazio, cheia e ponta para os sábados de Verão

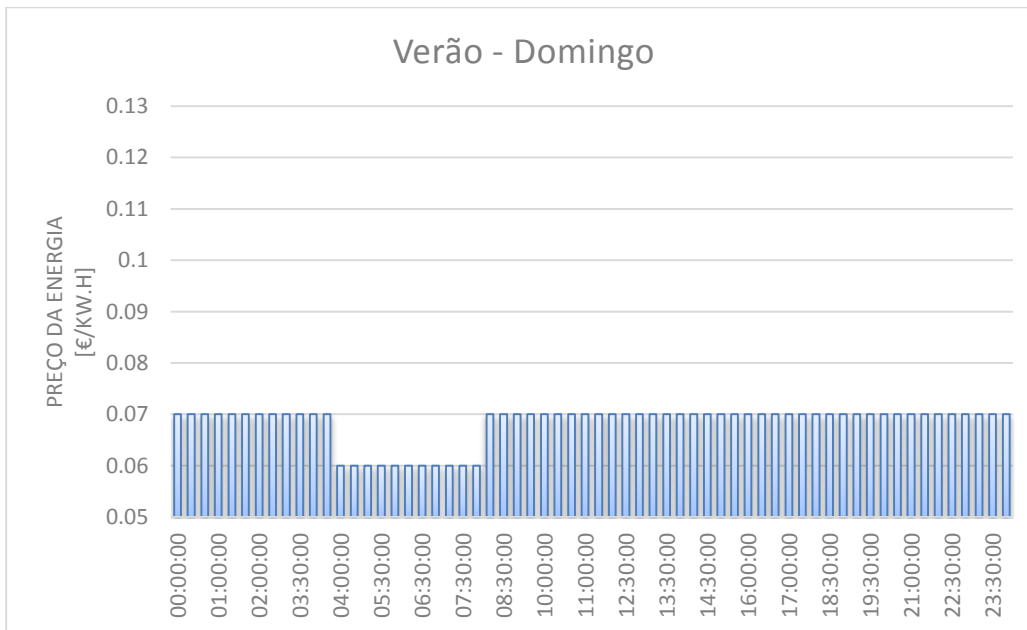


Gráfico 6 - Valores do preço da energia para os períodos de super vazio, vazio, cheia e ponta para os Domingo de Verão

Pela análise dos gráficos 1 a 6 e, tendo em consideração que a análise é feita em ciclos semanais, conclui-se que, tanto no Inverno como no Verão, o máximo número de horas semanais em que é possível proceder à operação de geração de energia é 85 horas, visto que só se irá turbinar nas horas de cheia e de ponta, o que perfaz 17 horas por dia (dias úteis), logo, 85h no total por semana. Nos gráficos 1 a 6 as barras a azul correspondem aos períodos onde devem ser colocadas as operações de armazenamento de energia, pois correspondem aos períodos de menor demanda energética, e as barras vermelhas correspondem aos intervalos horários em que devem ser focadas as operações de geração de energia.

Por outro lado, optou-se por concentrar a maior parte das operações de bombagem nos fins-de-semana, pois é neste período horário em que se concentram as maiores horas de vazio e super vazio. Durante o Domingo é possível bombear durante todo o dia, 24 horas, Sábado optou-se por não turbinar, bombando durante as 17 horas, de vazio e super vazio disponíveis, não dispensando bombear durante 7 horas em cada dia útil. Utilizou-se esta estratégia de forma a criar um volume de regularização que permitisse proceder às operações de geração durante toda a semana de forma homogênea, ou seja, turbinando em cada dia da semana o mesmo número de horas, chegando à meia-noite de sexta-feira com um volume de regularização nulo, para que o ciclo de operações se volte a retomar nos Sábados.

As hipóteses, numa primeira fase, têm como valores a imputar, a potência, o rendimento da turbomáquina e a altura manométrica. Estes valores geram um valor de caudal turbinado e bombeado, com recurso às expressões 23 e 24. Na segunda fase devem ser imputados os intervalos horários das duas operações, armazenamento e geração para determinar os volumes de regularização.

$$P_{\text{turbinamento}} = \eta \gamma Q H_u \quad 23.$$

$$P_{\text{bombagem}} = \frac{\gamma Q H_{\text{max}}}{\eta} \quad 24.$$

Nestas condições, estabeleceram-se diferentes hipóteses, em que se imputaram diferentes valores de rendimentos de turbomáquinas e potências, que geraram diferentes caudais que, por sua vez, geraram diferentes volumes de regularização.

7.1.1.3 Determinação dos custos do projeto e custos eletromecânicos

No presente trabalho não foram utilizados preços de fabricantes, pois nesta fase é difícil apresentar dados concretos que permitam ao fabricante apresentar um orçamento. Na dissertação em questão não foi estudado um caso concreto, foi sim, abordado um plano geral que permitisse estudar a viabilidade económica de um PHES, mediante diferentes variáveis, tais como a potência útil associada, e as condições topográficas. Deste modo, não se torna possível apresentar dimensões de açudes ou pedir um orçamento para uma bomba com determinadas características. Pelas questões reveladas acima, os custos de projetos e custos eletromecânicos foram determinados com recurso às expressões 25 e 26 presentes no trabalho de (Aggidis et al. 2010).

$$C_{EM} = 12000 \times \left(\frac{kW}{H^{0.2}} \right)^{0.56} \quad 25.$$

$$C_{Pr} = 45000 \times \left(\frac{kW}{H^{0.35}} \right)^{0.6} \quad 26.$$

Na equação 25 estão incluídos preços de bomba, motor e caixa de velocidades, e condutas e na equação 26 estão incluídos os trabalhos de construção civil, estudo e projetos (Aggidis et al. 2010).

Imputando nestas equações o valor da potência e das alturas manométricas, são gerados os custos de projeto e custos de equipamento eletromecânico. Os custos totais de investimento são adquiridos somando os valores resultantes das duas equações.

Repetiu-se isso para as três abordagens.

7.2 RESULTADOS OBTIDOS

Analisando os resultados obtidos, percebe-se que para os mesmos valores de potência, valores de queda útil/altura de elevação muito baixos, podem levar a valores de caudais muito altos e, conseqüentemente, diâmetros de conduta muito elevados, aumentando o preço das mesmas. Da mesma forma que levam a condutas de grande diâmetro, para as mesmas horas de turbinamento/bombagem, também conduzem a volumes de regularização muito elevados (para a mesma potência instalada), o que em muitos casos pode dificultar a escolha do local de implantação. Vendo noutra perspectiva, para o mesmo volume de regularização, um caudal muito elevado pode levar a curtos períodos de operação (geração e armazenamento), podendo afetar os lucros da unidade de armazenamento por bombagem.

Da análise das mesmas expressões, conclui-se que para as mesmas condições topográficas e rendimentos das turbomáquinas, quanto maior for a potência, maior serão os caudais a turbinar/bombar.

Estas conclusões estão expostas nas tabelas abaixo.

7.2.1 HIPÓTESE 1

Note-se que os valores dos rendimentos foram admitidos, tendo em conta que as expressões para a conversão de rendimentos de uma bomba a funcionar como uma turbina, tal como foi escrito no capítulo 3, suscitam alguma falta de confiança, por isso, adotou-se como primeira hipótese um valor de 80% para os grupos turbina/gerador e de 60% para os grupos bomba/motor. Os rendimentos das turbomáquinas são um parâmetro de elevada importância, pois fazem variar de forma significativa o ratio entre caudal turbinado e caudal bombeado e, como será mencionado mais à frente no presente trabalho, este fator influencia o número de horas possíveis de turbinar e de bombear.

Tabela 7 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de turbinas de 80%

Turbinado				
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	Qu [l/s]	η	P [MW]
20	6.37	6371.05	0.80	1.00
40	3.19	3185.52	0.80	
60	2.12	2123.68	0.80	
80	1.59	1592.76	0.80	
100	1.27	1274.21	0.80	
150	0.85	849.47	0.80	
200	0.64	637.10	0.80	
250	0.51	509.68	0.80	
300	0.42	424.74	0.80	

Tabela 8 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de 60%

Bombeado				
He [m]	Qe [m ³ /s]	Qe [l/s]	η	P [MW]
20.00	3.06	3061.22	0.60	1.00
40.00	1.53	1530.61	0.60	
60.00	1.02	1020.41	0.60	
80.00	0.77	765.31	0.60	
100.00	0.61	612.24	0.60	
150.00	0.41	408.16	0.60	
200.00	0.31	306.12	0.60	
250.00	0.24	244.90	0.60	
300.00	0.20	204.08	0.60	

Tabela 9 - Variação do caudal turbinado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de turbinas de 80 %

Turbinado				
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	Qu [l/s]	η	P [MW]
20	31.86	31855.25	0.80	5.00
40	15.93	15927.62	0.80	
60	10.62	10618.42	0.80	
80	7.96	7963.81	0.80	
100	6.37	6371.05	0.80	
150	4.25	4247.37	0.80	
200	3.19	3185.52	0.80	
250	2.55	2548.42	0.80	
300	2.12	2123.68	0.80	

Tabela 10 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de bombas de 60%

Bombeado				
He [m]	Qe [m ³ /s]	Qe [l/s]	η	P [MW]
20.00	15.31	15306.12	0.60	5.00
40.00	7.65	7653.06	0.60	
60.00	5.10	5102.04	0.60	
80.00	3.83	3826.53	0.60	
100.00	3.06	3061.22	0.60	
150.00	2.04	2040.82	0.60	
200.00	1.53	1530.61	0.60	
250.00	1.22	1224.49	0.60	
300.00	1.02	1020.41	0.60	

No anexo A, estão apresentados os resultados obtidos na primeira hipótese (para determinar o volume de regularização ótimo). A primeira hipótese consiste em bombear durante 17 horas de sábado e 24 horas no Domingo e, ainda, 7 horas em cada dia da semana, tentar turbinar o máximo número de horas semanais possíveis. Analisando o anexo A pode concluir-se que, mesmo que se utilizassem as 7 horas de cada dia da semana para bombear, o volume de regularização não chegaria para turbinar durante todas as horas de ponta e de cheia de cada dia da semana.

Esta incompatibilidade deve-se ao ratio entre caudais turbinados e bombeados. Neste cenário, em que os rendimentos das turbinas e das bombas são muito díspares (80% e 60%) o ratio é muito elevado, tendo em conta que os volumes de regularização dependem dos caudais bombeados e turbinados.

Tabela 11 - Ratio entre caudais turbinados para rendimentos de turbinas de 80% e rendimentos de bombas de 60% para a potência de 1 MW

1MW	η_t - 80%	η_b - 60%
Qu [m ³ /s]	Qe [m ³ /s]	RATIO
6.37	3.06	2.08
3.19	1.53	2.08
2.12	1.02	2.08
1.59	0.77	2.08
1.27	0.61	2.08
0.85	0.41	2.08
0.64	0.31	2.08
0.51	0.24	2.08
0.42	0.20	2.08

Tabela 12 - Ratio entre caudais turbinados para rendimentos de turbinas de 80% e rendimentos de bombas de 60% para a potência de 5 MW

5MW	η_t - 80%	η_b - 60%
Qt [m ³ /s]	Qb[m ³ /s]	RATIO
31.86	15.31	2.08
15.93	7.65	2.08
10.62	5.10	2.08
7.96	3.83	2.08
6.37	3.06	2.08
4.25	2.04	2.08
3.19	1.53	2.08
2.55	1.22	2.08
2.12	1.02	2.08

Com os ratios de caudais presentes nas tabelas 11 e 12, consegue aferir-se que a fase de geração de energia engloba cerca de metade das horas da fase de armazenamento de energia (2.08 mais precisamente). Sabendo que são utilizadas todas as horas disponíveis para armazenar energia, ou seja, as 17h de sábado, mais as 24h de Domingo, mais 7h em cada dia útil e que só se turбина água nos dias úteis, percebe-se que as operações de geração apenas se podem proceder em 7:18 horas por dia, ou seja, um total semanal de 36:30h semanais (as tabelas que justificam estas conclusões encontram-se no anexo A).

Foi feito o ratio entre caudais bombeados e turbinados para duas potências diferentes para provar que o ratio é independente das potências, isto é, só depende dos valores dos rendimentos das turbomáquinas.

Após tiradas as conclusões relativas ao número de horas constituintes de cada operação, já é possível perceber as quantias monetárias despendidas com a compra de energia, da mesma maneira que é possível perceber quais os benefícios provenientes da venda da energia produzida.

A tabela 13 apresenta o valor da energia consumida em cada dia da semana e a tabela 14 representa os gastos com a energia consumida.

Tabela 13 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 1 MW, rendimentos das bombas de 60%

1 MW - η_b - 60%									
Bombeado									
Hu [m]	Qe [m ³ /s]	η_b	P [MW]	Dias úteis		Sábado		Domingo	
				E [kWh] _v	E [kWh] _{sv}	E [kWh] _v	E [kWh] _{sv}	E [kWh] _v	E [kWh] _{sv}
20.00	3.06	0.60	1.00	3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
40.00	1.53	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
60.00	1.02	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
80.00	0.77	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
100.00	0.61	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
150.00	0.41	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
200.00	0.31	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
250.00	0.24	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
300.00	0.20	0.60		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00

Tabela 14 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente – 1MW

	Preço unitário da energia [€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Super vazio	Vazio	Super vazio			
Período I	0.0739	0.0631	3547.2	1766.8	5314.0	13	69082
Período II	0.0765	0.0703	2754.0	1968.4	4722.4	13	61391.2
Período III	0.0765	0.0703	2754.0	1968.4	4722.4	13	61391.2
Período IV	0.0739	0.0631	2660.4	1766.8	4427.2	13	57553.6
							249418

Tabela 15 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 1MW e rendimento de turbina de 80%

1 MW - η_t - 80%									
Turbinado									
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	Qu [l/s]	η	P [MW]	ECR _{pc} [kWh]	ECR _v [kWh]	ECR _m [kWh]	VRD _m [€]	VRD _a [€]
20	6.37	6371.05	0.8	1		0			
40	3.19	3185.52	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77
60	2.12	2123.68	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77
80	1.59	1592.76	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77
100	1.27	1274.21	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77
150	0.85	849.47	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77
200	0.64	637.10	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77
250	0.51	509.68	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77
300	0.53	530.92	0.8		36517	0	146069	19011.23	228134.77

Analisado as tabelas 14 e 15 percebe-se que para estas condições de rendimentos, que levam a ratios de caudais muitos elevados, a unidade de armazenamento de energia não gera benefícios monetários superiores às despesas energéticas. Deste modo a hipótese nº 1 é excluída.

Não se aplicou esta a mesma abordagem acima a outras potências, pois, tal como foi descrito acima, esta abordagem falha devido ao facto de o número de horas das operações de geração não serem

suficientes para produzirem energia que gere um lucro superior aos gastos com a energia consumida. O número de horas de operações depende do ratio e o mesmo é independente das potências.

7.2.2 HIPÓTESE 2

Na hipótese 2 aumentaram-se os rendimentos das turbomáquinas, baixando, deste modo, o ratio entre caudal bombado e turbinado. O objetivo de baixar os ratios prende-se com o facto de o número de horas em que é possível gerar energia estar dependente do número de horas em que, previamente, se bombeou à água, pois os sistemas PHES não utilizam o caudal natural de um rio, tal como fazem os grandes e pequenos aproveitamentos hidroelétricos. O ideal seria, assim, que o ratio tomasse o valor unitário, pois permitia que se turbinasse o mesmo número de horas que se bomba, mas isso não é possível fisicamente devido aos rendimentos das turbomáquinas e das expressões que dão origem à energia produzida e consumida.

Na segunda simulação, os valores de rendimentos adotados foram 90% para as turbinas e 80% para as bombas. Os resultados dos caudais obtidos para as diferentes potências encontram-se nas tabelas 16 a 21.

Tabela 16 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de turbinas de 90%

Turbinado				
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	Qu [l/s]	η	P [MW]
20	5.66	5663.16	0.90	1.00
40	2.83	2831.58	0.90	
60	1.89	1887.72	0.90	
80	1.42	1415.79	0.90	
100	1.13	1132.63	0.90	
150	0.76	755.09	0.90	
200	0.57	566.32	0.90	
250	0.45	453.05	0.90	
300	0.38	377.54	0.90	

Tabela 17 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 1 MW com rendimentos de bombas de 80%

Bombeado				
He [mca]	Qe [m3/s]	Qe [l/s]	η	P [MW]
20.00	4.08	4081.63	0.80	1.00
40.00	2.04	2040.82	0.80	
60.00	1.36	1360.54	0.80	
80.00	1.02	1020.41	0.80	
100.00	0.82	816.33	0.80	
150.00	0.54	544.22	0.80	
200.00	0.41	408.16	0.80	
250.00	0.33	326.53	0.80	
300.00	0.27	272.11	0.80	

Tabela 18 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de turbinas de 90%

Turbinado				
Hu [mca]	Qu[m3/s]	Qu[l/s]	η	P [MW]
20	28.32	28315.78	0.9	5.00
40	14.16	14157.89	0.9	
60	9.44	9438.59	0.9	
80	7.08	7078.94	0.9	
100	5.66	5663.16	0.9	
150	3.78	3775.44	0.9	
200	2.83	2831.58	0.9	
250	2.27	2265.26	0.9	
300	1.89	1887.72	0.9	

Tabela 19 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 5 MW com rendimentos de bombas de 80%

Bombado				
Hu [m]	Qu[m ³ /s]	Qu[l/s]	η	P [MW]
20.00	20.41	20408.16	0.80	5.00
40.00	10.20	10204.08	0.80	
60.00	6.80	6802.72	0.80	
80.00	5.10	5102.04	0.80	
100.00	4.08	4081.63	0.80	
150.00	2.72	2721.09	0.80	
200.00	2.04	2040.82	0.80	
250.00	1.63	1632.65	0.80	
300.00	1.36	1360.54	0.80	

Tabela 20 - Variação do caudal com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 10 MW com rendimentos de turbinas de 90%

Turbinado				
Hu [m]	Qu[m ³ /s]	Qu[l/s]	η	P [Mw]
20	56.63	56631.56	0.90	10
40	28.32	28315.78	0.90	
60	18.88	18877.19	0.90	
80	14.16	14157.89	0.90	
100	11.33	11326.31	0.90	
150	7.55	7550.87	0.90	
200	5.66	5663.16	0.90	
250	4.53	4530.52	0.90	
300	3.78	3775.44	0.90	

Tabela 21 - Variação do caudal bombeado com as diferentes alturas manométricas, para a potência de 10 MW com rendimentos de bombas de 80%

Bombado			
Hu [m]	Qu[m ³ /s]	η	P [Mw]
20.00	40.82	0.80	10.00
40.00	20.41	0.80	
60.00	13.61	0.80	
80.00	10.20	0.80	
100.00	8.16	0.80	
150.00	5.44	0.80	
200.00	4.08	0.80	
250.00	3.27	0.80	
300.00	2.72	0.80	

Tabela 22 - Ratio entre caudais turbinados para rendimentos de turbinas de 90% e rendimentos de bombas de 80% para a potência de 1MW, 5MW e 10 MW

Na segunda hipótese conseguiu-se baixar os ratios entre caudais turbinados e bombeados, tal como mostra na tabela 22. Voltou-se a proceder à análise do número de horas que cada operação devia integrar. Tal como na hipótese número 1, bombearam-se 76h semanais.

Esta gama de rendimentos de turbomáquinas permite obter resultados em termos de volumes de regularização e um número de horas de geração de energia bastante aceitáveis. Permite turbinar durante 10:57 horas em cada dia da semana, bombeando, tal como na primeira hipótese, durante as 24 horas de domingo e 17 horas no sábado e, ainda, 7 horas em cada dia útil. Como era de esperar, a soma do número de horas em que se bomba e a soma do número de horas em que se turbinar apresenta o mesmo ratio dos caudais, visto que os volumes de regularização são obtidos multiplicando o caudal, bombeado ou turbinado, pelo número de horas da operação respetiva. Nesta segunda tentativa, optou-se por manter o número de horas de operações, independente da altura manométrica, para que se pudesse perceber como

evoluíam os volumes de regularização com a variação deste parâmetro. Desta forma, a unidade consome e produz a mesma energia, quer a altura manométrica/queda útil apresente um valor de 300m ou 20m, aumentando no entanto o diâmetro da conduta e o volume de regularização. Assim, as despesas e os benefícios provenientes da exploração mantêm-se constantes, alterando-se apenas as despesas de investimento.

Os resultados obtidos para os volumes de regularização e os intervalos horários em que se procede às operações de armazenamento e geração de energia para a potência de 1MW e alturas manométricas compreendidas entre os 40m e os 300m, estão representados no anexo A

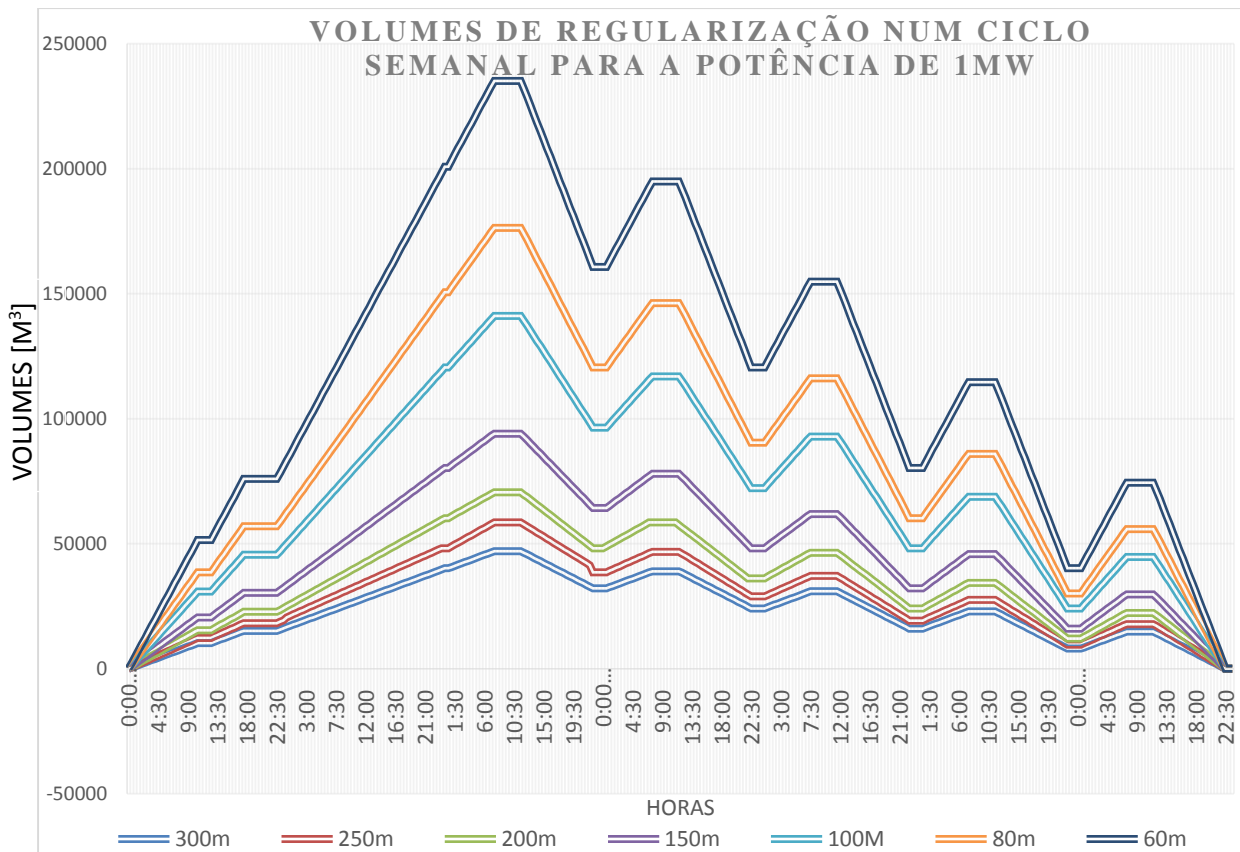


Gráfico 7 - Volumes de regularização num ciclo semanal para a potência de 1MW

O gráfico 7 mostra que, para a mesma potência contratada, quanto menor for a altura manométrica, maior será o volume de regularização. Obtiveram-se estes resultados, pois não se fizeram variar as horas correspondentes a cada operação. E como o caudal é crescente, com a redução da altura manométrica, o volume de regularização também vai aumentar. No entanto, a potência manteve-se constante. Desta forma, a unidade consome e produz a mesma energia, quer a altura manométrica/queda útil apresente um valor de 300m ou 20m, aumentando no entanto o diâmetro da conduta e o volume de regularização. Assim, as despesas e os benefícios provenientes da exploração mantêm-se constantes, alterando-se apenas as despesas de investimento.

Para as potências 5 e 10 MW, só foram calculados os volumes de regularização para as alturas manométricas, 300, 250 e 200 m

Tabela 23 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 1 MW, rendimentos de bombas de 80%

1 MW - η_t - 90% η_b - 80%									
Bombeado - Inverno - 21 de Dezembro									
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	η	P [MW]	Dias úteis		Sábado		Domingo	
				E [kWh]v	E [kWh]sv	E [kWh]v	E [kWh]sv	E [kWh]v	E [kWh]sv
20.00	4.08	0.80	1.00	3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
40.00	2.04	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
60.00	1.36	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
80.00	1.02	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
100.00	0.82	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
150.00	0.54	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
200.00	0.41	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
250.00	0.33	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00
300.00	0.27	0.80		3000.00	4000.00	13000.00	4000.00	20000.00	4000.00

Tabela 24 – custos com a compra da energia, semanalmente e anualmente

	Preço unitário da energia [€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Super vazio	Vazio	Super vazio			
Período I	0.0739	0.0631	3547.2	1766.8	5314	13	69082
Período II	0.0765	0.0703	2754	1968.4	4722.4	13	61391.2
Período III	0.0765	0.0703	2754	1968.4	4722.4	13	61391.2
Período IV	0.0739	0.0631	2660.4	1766.8	4427.2	13	57553.6
							249418

O facto de na legislação o coeficiente z apresentar valores diferentes para cada tipo de central de fonte renovável obrigou a fazer a análise dos benefícios monetários de duas formas distintas. Uma em que se considera a parcela ambiental e outra em que a mesma não é considerada. Isto porque o coeficiente z para instalações de bombagem apresenta um valor nulo (o coeficiente z multiplica pela parcela ambiental para se obter a remuneração respetiva à evitação dos gases de estufa) e para centrais hídricas apresenta um valor adimensional de 4.5.

Tabela 25 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 1MW e rendimento de turbina de 80%

Turbinado - 1MW - consideração da parcela ambiental									
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	Qu [l/s]	η	P [MW]	ECR,pc [kWh]	ECR,v [kWh]	ECRm [kWh]	VRDm [€]	VRDa [€]
20	5.66	5663.16	0.9	1					
40	2.83	2831.58	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53
60	1.89	1887.72	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53
80	1.42	1415.79	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53
100	1.13	1132.63	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53
150	0.76	755.09	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53
200	0.57	566.32	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53
250	0.45	453.05	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53
300	0.42	419.49	0.9		54775.83	0	219103.347	28900.46	346805.53

Tabela 26 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (não considerando parcela ambiental) para potência de 1MW e rendimento de turbina de 80%

Turbinado - 1MW – sem consideração da parcela ambiental									
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	Qu [l/s]	η	P [MW]	ECR,pc [kWh]	ECR,v [kWh]	ECRm [kWh]	VRDm [€]	VRDa [€]
20	5.66	5663.16	0.9	1		0			
40	2.83	2831.58	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76
60	1.89	1887.72	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76
80	1.42	1415.79	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76
100	1.13	1132.63	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76
150	0.76	755.09	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76
200	0.57	566.32	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76
250	0.45	453.05	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76
300	0.42	419.49	0.9		54775.83	0	219103.347	15566.22	186794.76

Analisando os resultados expostos nas tabelas 25 e 26 percebe-se que a consideração da parcela ambiental é bastante significativa, fazendo a diferença entre a existência de lucro ou não.

Note-se que não foram colocadas as tabelas comparando os resultados dos benefícios provenientes da venda de energia considerando parcela ambiental e não considerando parcela ambiental para as restantes potências, pois o resultado é o mesmo que para 1MW. Ou seja, não considerando a parcela ambiental, é impossível gerar lucro com a compra e venda de energia. Deste modo, abaixo só serão colocados as tabelas com os benefícios monetários provenientes da venda de energia, em que foi considerada a parcela ambiental.

Tabela 27 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 5 MW, rendimentos de bombas de 80%

1 MW - η_t - 90% η_b - 80%									
Bombeado									
				Dias úteis		Sábado		Domingo	
Hu [m]	Qu[m ³ /s]	η	P [MW]	E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv	E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv	E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv
20.00	20.41	0.80	5.00	15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
40.00	10.20	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
60.00	6.80	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
80.00	5.10	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
100.00	4.08	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
150.00	2.72	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
200.00	2.04	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
250.00	1.63	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00
300.00	1.36	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00

Tabela 28 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente para a potência de 5MW

	Preço unitário da energia [€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Super vazio	Vazio	Super vazio			
Período I	0.0739	0.0631	17736	8834	26570	13	345410
Período II	0.0765	0.0703	13770	9842	23612	13	306956
Período III	0.0765	0.0703	13770	9842	23612	13	306956
Período IV	0.0739	0.0631	13302	8834	22136	13	287768
							1247090

Tabela 29 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 5MW e rendimento de turbina de 80%

Turbinado - 5MW - consideração da parcela ambiental									
Hu [mca]	Qu[m ³ /s]	Qu[l/s]	η	P [Mw]	ECR,pc[Kw.h]	ECR,v[Kw.h]	ECRm	VRDm	VRDa
20	28.32	28315.7776	0.9	5.00	0	0	0	0	0
40	14.16	14157.8888	0.9		0	0	0	0	0
60	9.44	9438.59252	0.9		0	0	0	0	0
80	7.08	7078.94439	0.9		0	0	0	0	0
100	5.66	5663.15551	0.9		0	0	0	0	0
150	3.78	3775.43701	0.9		0	0	0	0	0
200	2.83	2831.57776	0.9		273879.18	0	273879.18	144502.30	1734027.7
250	2.27	2265.2622	0.9		273879.18	0	273879.18	144502.30	1734027.7
300	1.89	1887.7185	0.9		273879.18	0	273879.18	144502.30	1734027.7

Tabela 30 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 10 MW, rendimentos de bombas de 80%

1 MW - η_t - 90% η_b - 80%									
Bombado - Inverno - 21 de Dezembro									
Hu[mca]	Qu[m ³ /s]	η	P[Mw]	Dias úteis		Sábado		Domingo	
				E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv	E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv	E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv
20.00	40.82	0.80	10.00	30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
40.00	20.41	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
60.00	13.61	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
80.00	10.20	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
100.00	8.16	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
150.00	5.44	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
200.00	4.08	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
250.00	3.27	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00
300.00	2.72	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00

Tabela 31 - Custos com a compra da energia, semanalmente e anualmente para a potência de 10WM

	Preço unitário da energia [€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Supervazio	Vazio	Supervazio			
Período I	0.0739	0.0631	35472	17668	53140	13	690820
Período II	0.0765	0.0703	27540	19684	47224	13	613912
Período III	0.0765	0.0703	27540	19684	47224	13	613912
Período IV	0.0739	0.0631	26604	17668	44272	13	575536
							2494180

Tabela 32 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 5MW e rendimento de turbina de 80%

Turbinado - 10MW - consideração da parcela ambiental									
Hu [m]	Qu[m ³ /s]	Qu[l/s]	η	P [Mw]	ECR,pc[Kw.h]	ECR,v[Kw.h]	ECRm	VRDm	VRDa
20	28.32	28315.7776	0.9	5.00	0	0	0	0	0
40	14.16	14157.8888	0.9		0	0	0	0	0
60	9.44	9438.59252	0.9		0	0	0	0	0
80	7.08	7078.94439	0.9		0	0	0	0	0
100	5.66	5663.15551	0.9		0	0	0	0	0
150	3.78	3775.43701	0.9		0	0	0	0	0
200	2.83	2831.57776	0.9		547758.36	0	273879.1837	289004.6107	3468055.3
250	2.27	2265.2622	0.9		547758.36	0	273879.1837	289004.6107	3468055.3
300	1.89	1887.7185	0.9		547758.36	0	273879.1837	289004.6107	3468055.3

Percebe-se, analisando as tabelas 27 a 32 que a diferença entre os benefícios provenientes da venda da energia e as despesas provenientes da compra de energia aumenta com o aumento da potência.

Sabendo o balanço energético, as despesas e benefícios, provenientes do consumo e geração de energia, respetivamente, passou-se à análise económica. Os custos de investimento, custos de exploração e benefícios considerados encontram-se no anexo D na tabela

Os resultados da aplicação dos indicadores económicos estão expostos nas tabelas abaixo.

Tabela 33 - Resultado da aplicação dos indicadores económicos para a potência de 1MW e altura manométrica igual a 300m

1MW 300m	
TA	7%
TIR	2.42%
PRI	34
VAL	-493028.06

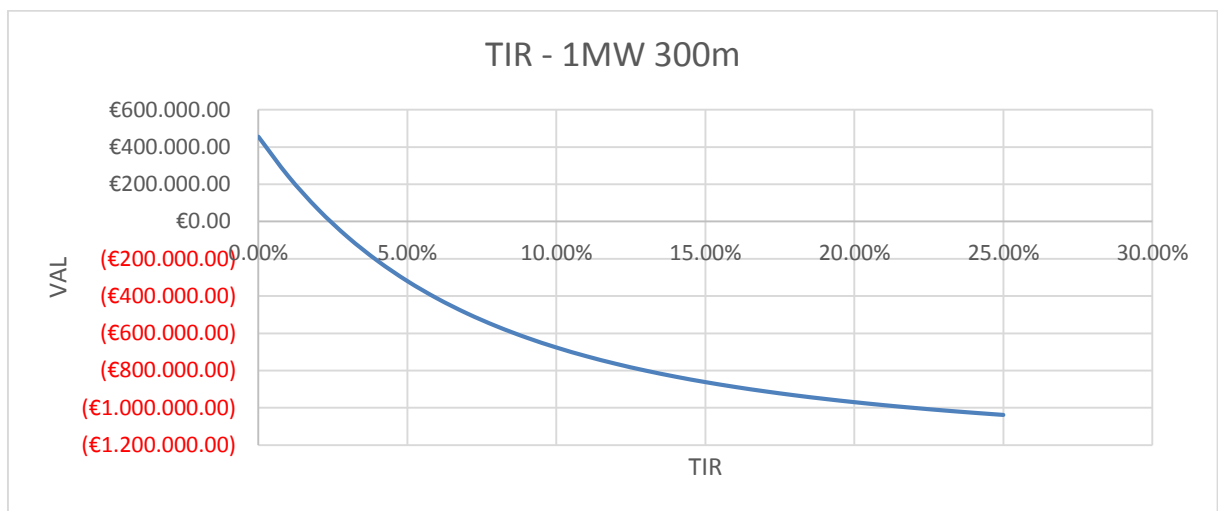


Gráfico 8 - TIR para potência de 1 MW e altura manométrica igual a 300 m

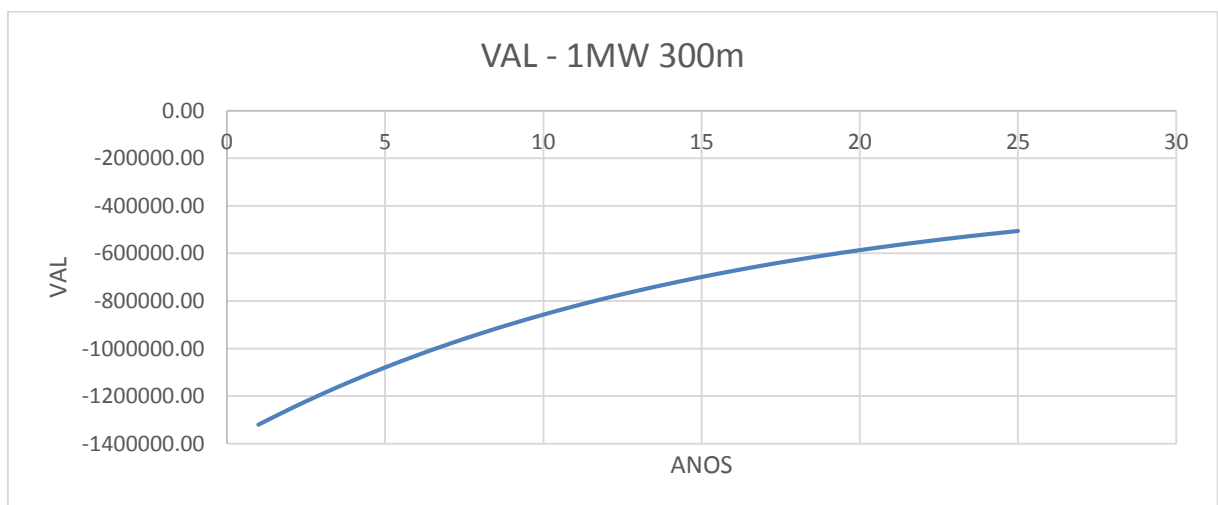


Gráfico 9 - VAL para potência de 1 MW e altura manométrica igual a 300 m

Com os dados obtidos percebe-se que para estes valores de investimento e custos de exploração, um sistema PHES com uma capacidade útil de 1MW não representa um bom investimento. Isto porque apresenta um VAL negativo ao final de 25 anos, o PRI indica que levaria 34 anos a ser paga, a TRI é inferior à taxa de atualização, o que mais uma vez indica que este investimento não é benéfico. No entanto, os aproveitamentos com capacidades úteis de 5 MW e 10 MW, constituem um bom investimento, sendo que os melhores resultados, tal como era esperado, registam-se para altura manométrica igual a 300m.

Tabela 34 – TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 300 m

5MW 300m	
TA	7%
TIR	12.40%
PRI	12
VAL	1459961.35

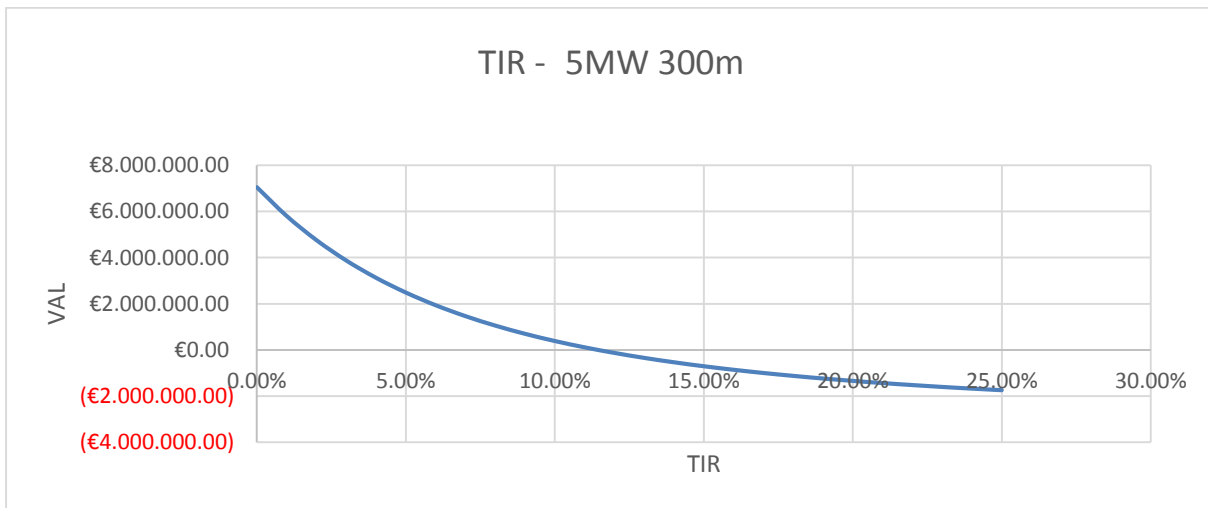


Gráfico 10 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 300 m

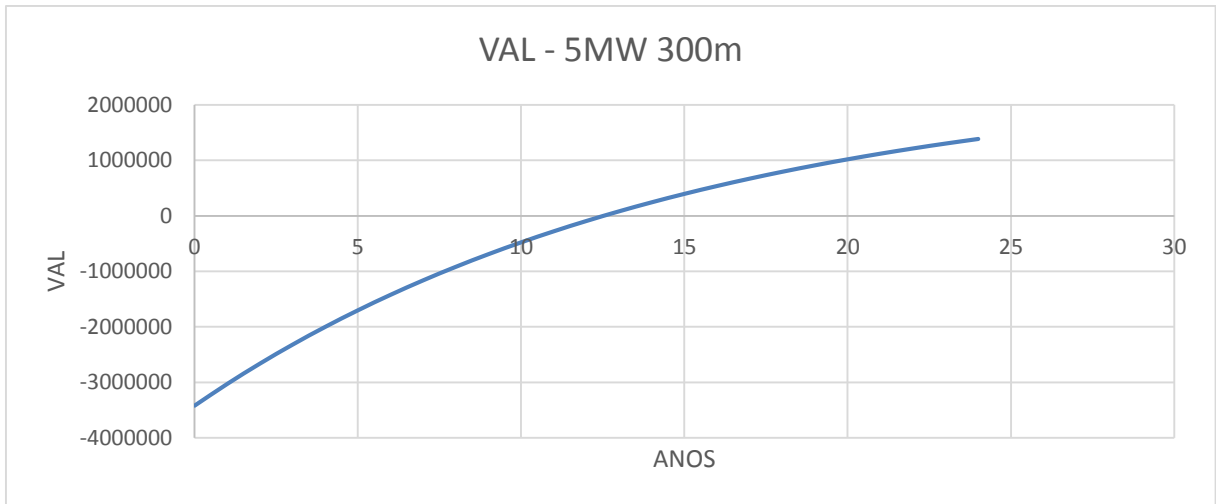


Gráfico 11 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 300 m

Tabela 35 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 250 m

5MW 250m	
TA	7%
TIR	10.94%
PRI	13
VAL	1331075.96

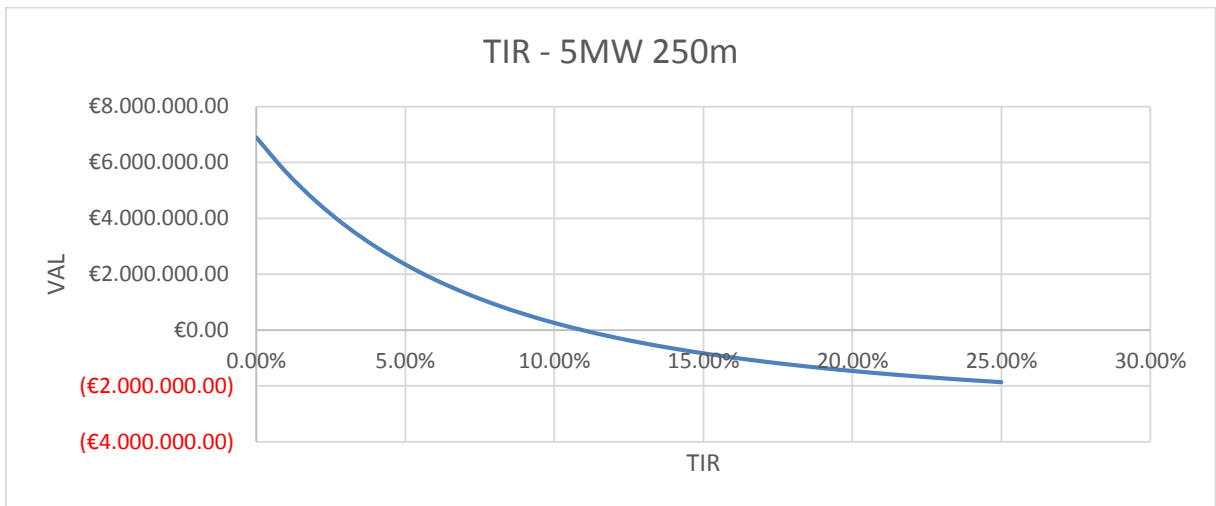


Gráfico 12 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m

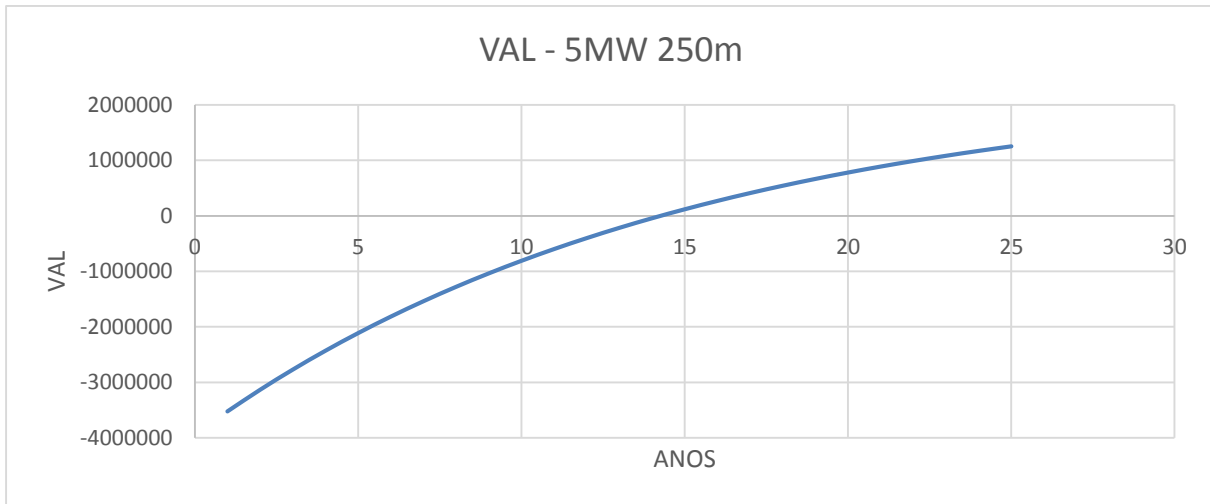


Gráfico 13 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m

Tabela 36 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 200 m

5MW 200m	
TA	7%
TIR	10.36%
PRI	14
VAL	1167797.16

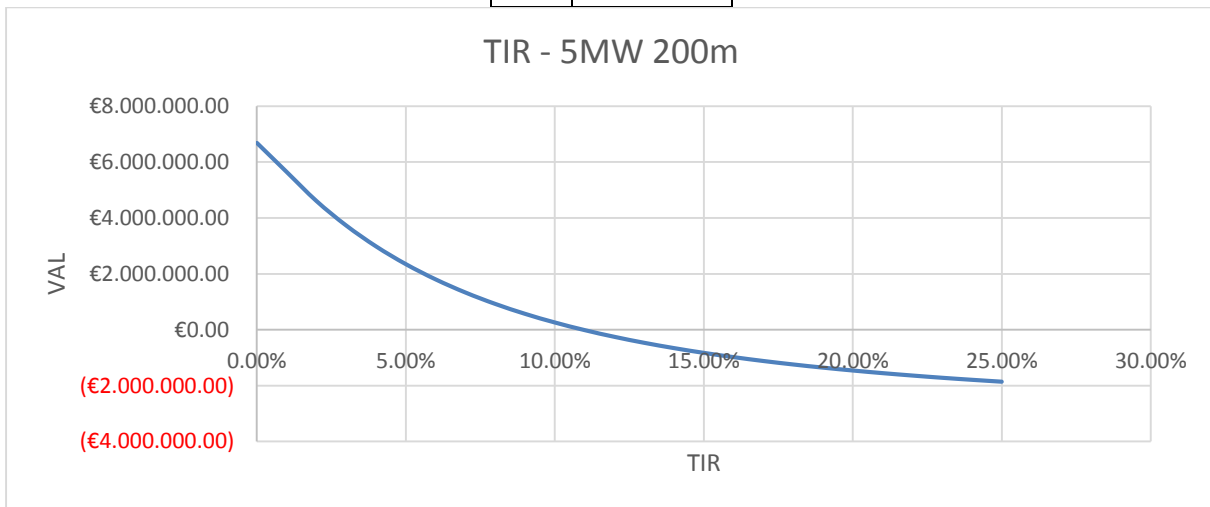


Gráfico 14 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 200 m

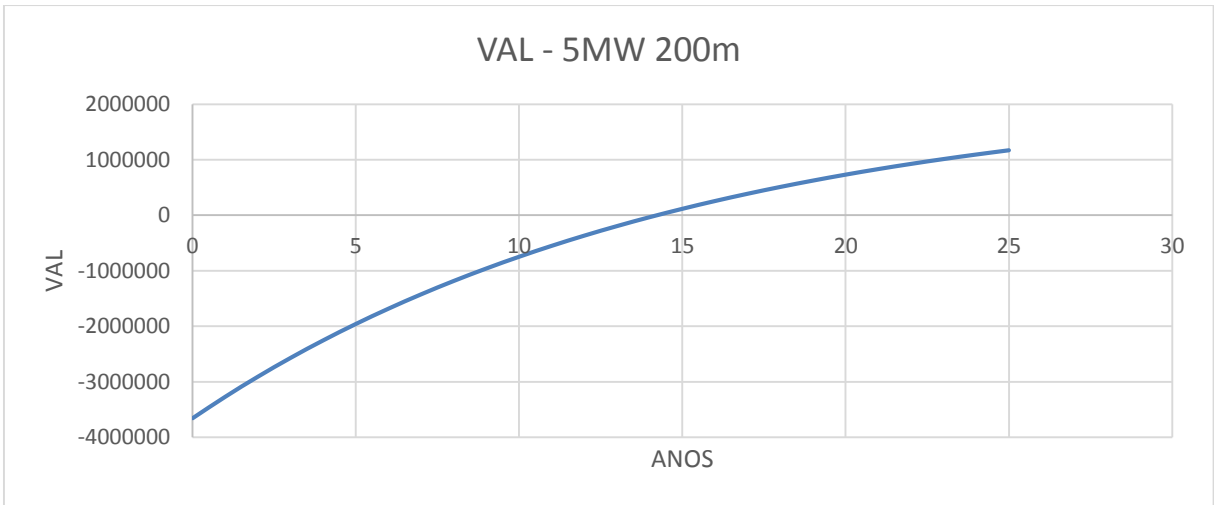


Gráfico 15 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 200 m

Tal como foi supracitado, todas os aproveitamentos com uma capacidade de 5MW para as alturas manométricas testadas, apresentam um bom investimento, verificando-se, com a redução da queda útil, um aumento Do número anos necessários para recuperar o investimento e uma TIR cada vez mais baixa. Isto deve-se ao facto de os custos de investimento aumentarem com a redução da queda útil (para o mesmo valor de potência) e à redução dos benefícios monetários provenientes da compra e venda de energia.

Tabela 37 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 10 MW em altura manométrica igual a 300 m

10MW 300m	
TA	7%
TIR	16.54%
PRI	8
VAL	4999150.98

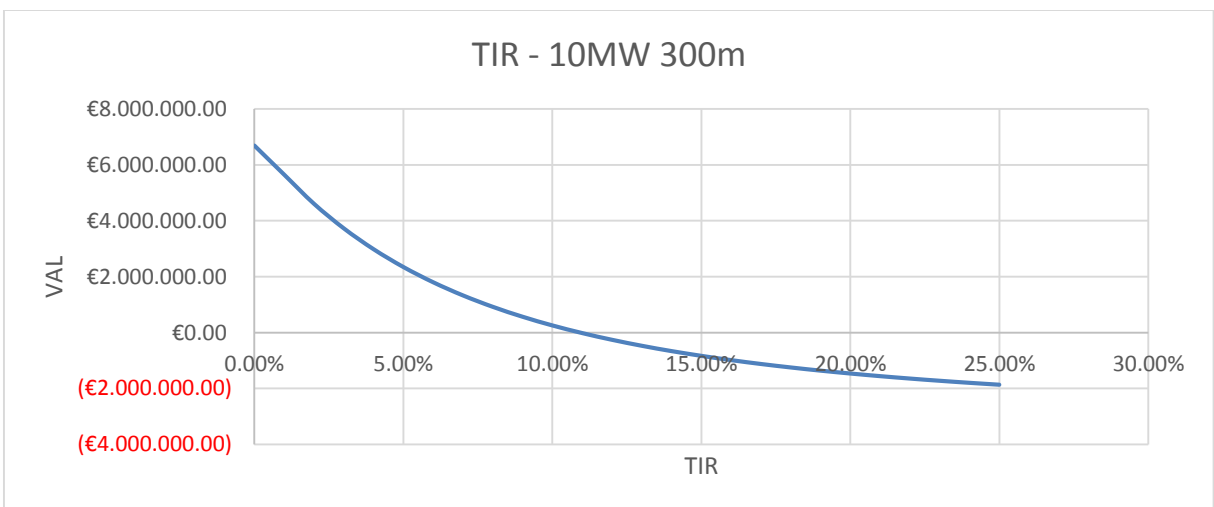


Gráfico 16 - TIR para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 300 m

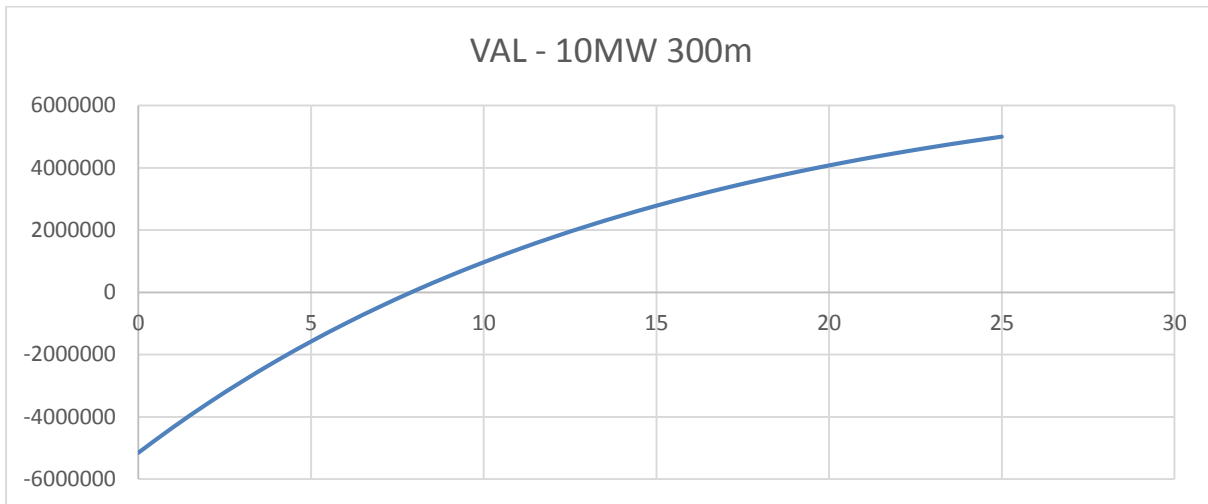


Gráfico 17 - VAL para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 300 m

Com o aumento da potência verificou-se um aumento do VAL e da TIR e uma redução do PRI, deste modo, pode concluir-se que com o aumento da potência, para as mesmas condições topográficas, para os mesmos rendimentos de turbomáquinas e para o mesmo número de horas de cada operação, os aproveitamentos com uma potência de 10MW constituem um melhor investimento.

7.2.3 HIPÓTESE 3

Na hipótese 3 mantiveram-se os mesmos rendimentos das turbomáquinas adotados na tentativa dois, 90% para as turbinas e 80% para as bombas.

Nesta hipótese, o objetivo era perceber como se reduziam os números de horas de operação (armazenamento e geração) com a redução das alturas manométricas, fixando o valor do volume de regularização em 470204 m³ para a potência de 10 MW e 235102m³ para a potência de 5 MW (volume associado à altura manométrica de 300m). Desta modo, é possível concluir se uma redução Do número de horas de operação, associada a um aumento de capital de investimento (maior diâmetro das condutas) permite manter a unidade de armazenamento por energia um projeto viável economicamente. Nesta hipótese, os cálculos para a potência de 1MW foram dispensados, visto na hipótese 2 se ter concluído que aproveitamentos com esta capacidade útil não se revelam um bom investimento.

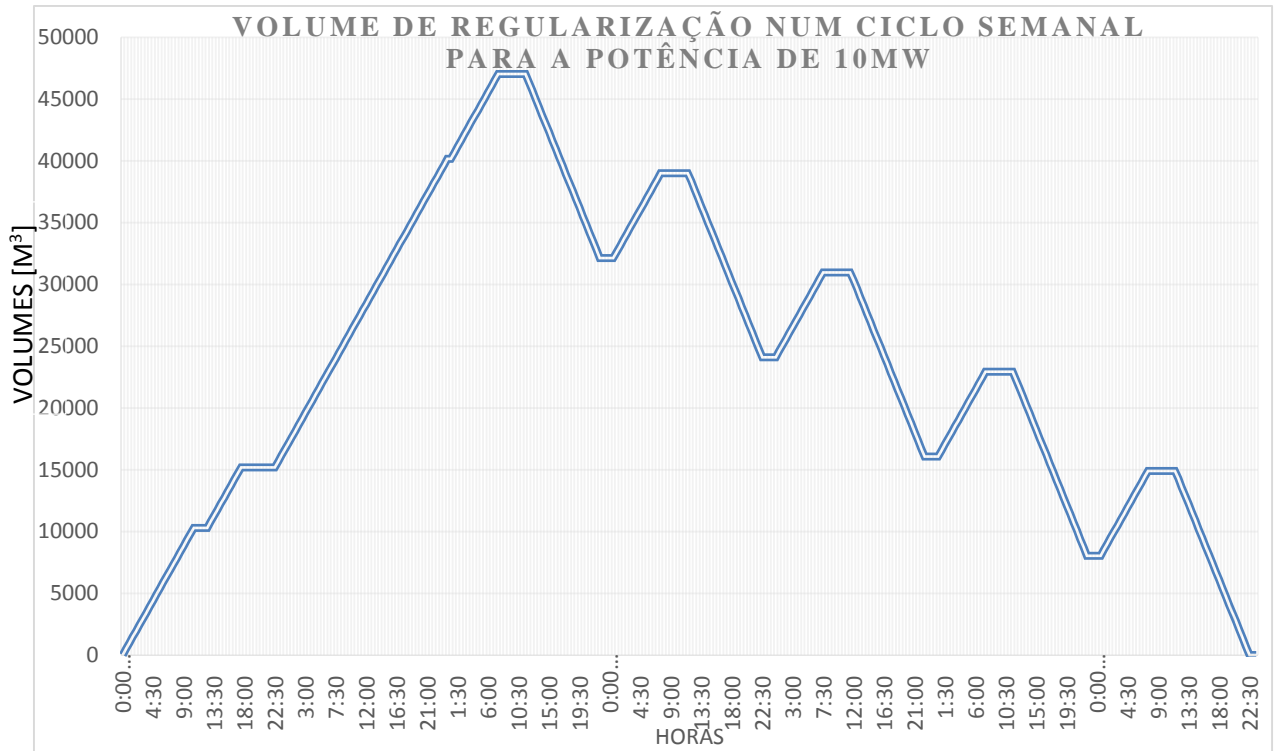


Gráfico 18 - Volume de regularização num ciclo semanal para potência de 10MW

As horas de bombagem vão diminuir e, conseqüentemente, as horas em que se turбина também. Por isso, a energia consumida será menor, assim como aquela que se produz. Os resultados estão representados nas tabelas abaixo.

Tabela 38 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 5 MW, rendimentos de bombas de 80% sem variação do volume de regularização

5 MW - η_t - 90% η_b - 80% -300m									
Bombado									
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	η	P [MM]	Dias úteis		Sábado		Domingo	
				E [Kw.h]v	E [Kw.h]sv	E [Kw.h]v	E [Kw.h]sv	E [Kw.h]v	E [Kw.h]sv
20.00	20.41	0.80	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40.00	10.20	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60.00	6.80	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80.00	5.10	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100.00	4.08	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
150.00	2.72	0.80		0.00	17500.00	22500.00	20000.00	40000.00	20000.00
200.00	2.04	0.80		3350.00	20000.00	36650.00	20000.00	60000.00	20000.00
250.00	1.63	0.80		9165.00	20000.00	50835.00	20000.00	80000.00	20000.00
300.00	1.36	0.80		15000.00	20000.00	65000.00	20000.00	100000.00	20000.00

Tabela 39 - Custos com a compra da energia, semanalmente e anualmente

5MW – 300							
	Preço unitário da energia [€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Supervazio	Vazio	Supervazio			
Período I	0.0739	0.0631	17736	8834	26570	13	345410
Período II	0.0765	0.0703	13770	9842	23612	13	306956
Período III	0.0765	0.0703	13770	9842	23612	13	306956
Período IV	0.0739	0.0631	13302	8834	22136	13	287768
							1247090

Tabela 40 - Custos com a compra da energia, semanalmente e anualmente

5MW -250							
	Preço unitário da energia[€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Supervazio	Vazio	Supervazio			
Período I	0.0739	0.0631	13055.174	8834	21889.17	13	284559.3
Período II	0.0765	0.0703	13514.49	9842	23356.49	13	303634.4
Período III	0.0765	0.0703	13514.49	9842	23356.49	13	303634.4
Período IV	0.0739	0.0631	13055.174	8834	21889.17	13	284559.3
							1176387

Tabela 41 – Custos com despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente

5MW - 200							
	Preço unitário da energia[€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual[€]
	Vazio	Supervazio	Vazio	Supervazio			
Período I	0.0739	0.0631	8380.26	8834	17214.26	13	223785.4
Período II	0.0765	0.0703	10205.1	9842	20047.1	13	260612.3
Período III	0.0765	0.0703	11735.1	9842	21577.1	13	280502.3
Período IV	0.0739	0.0631	3946.26	8834	12780.26	13	166143.4
							931043.4

Tabela 42 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 5MW e rendimento de turbina de 80%

Turbinado - 5MW - consideração da parcela ambiental									
Hu [m]	Qu [m ³ /s]	Qu [l/s]	η	P [MW]	ECR,pc [Kw.h]	ECR,v [Kw.h]	ECRm[Kw.h]	VRDm [€]	VRDa [€]
20	28.32	28315.77	0.9	5.00	0	0	0	0	0
40	14.16	14157.88	0.9		0	0	0	0	0
60	9.44	9438.59	0.9		0	0	0	0	0
80	7.08	7078.94	0.9		0	0	0	0	0
100	5.66	5663.15	0.9		0	0	0	0	0
150	3.78	3775.43	0.9		0	0	0	0	0
200	2.83	2831.57	0.9		182586.12	0.00	182586.12	95056.15	1140673.85
250	2.27	2265.26	0.9		228232.65	0.00	228232.65	119619.39	1435432.68
300	1.89	1887.71	0.9		273879.18	0.00	273879.18	144502.31	1734027.66

Tabela 43 - Energia consumida pela unidade de armazenamento para a potência de 10 MW, rendimentos de bombas de 80% sem variação do volume de regularização

10 MW - η_t - 90% η_b - 80%									
Bombado - Inverno - 21 de Dezembro									
Hu [m]	Qu[m ³ /s]	η	P [Mw]	Dias úteis		Sábado		Domingo	
				E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv	E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv	E[Kw.h]v	E[Kw.h]sv
20.00	40.82	0.80	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40.00	20.41	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60.00	13.61	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80.00	10.20	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100.00	8.16	0.80		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
150.00	5.44	0.80		0.00	35000.00	45000.00	40000.00	80000.00	40000.00
200.00	4.08	0.80		6700.00	40000.00	73300.00	40000.00	120000.00	40000.00
250.00	3.27	0.80		18330.00	40000.00	101670.00	40000.00	160000.00	40000.00
300.00	2.72	0.80		30000.00	40000.00	130000.00	40000.00	200000.00	40000.00

Tabela 44 - Custos com a compra da energia, semanalmente e anualmente

	10MW - 300						
	Preço unitário da energia[€]		Preço pela operação/semana[€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Supervazio	Vazio	Supervazio			
Período I	0.0739	0.0631	35472	17668	53140	13	690820
Período II	0.0765	0.0703	27540	19684	47224	13	613912
Período III	0.0765	0.0703	27540	19684	47224	13	613912
Período IV	0.0739	0.0631	26604	17668	44272	13	575536
							2494180

Tabela 45 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente

10MW - 250							
	Preço unitário da energia [€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Supervazio	Vazio	Supervazio			
Período I	0.0739	0.0631	26110	17668	43778	13	569118.5
Período II	0.0765	0.0703	27028	19684	46712	13	607268.7
Período III	0.0765	0.0703	27028	19684	46712	13	607268.7
Período IV	0.0739	0.0631	26110	17668	43778	13	569118.5
							2352775

Tabela 46 - Quantidade monetária despendida com a compra da energia, semanalmente e anualmente

10MW - 200							
	Preço unitário da energia [€]		Preço pela operação/semana [€]		Total/Semana [€]	nº Semanas	Total anual [€]
	Vazio	Supervazio	Vazio	Supervazio			
Período I	0.0739	0.0631	16761	17668	34429	13	447571
Período II	0.0765	0.0703	20410	19684	40094	13	521225
Período III	0.0765	0.0703	23470	19684	43154	13	561005
Período IV	0.0739	0.0631	7893	17668	25561	13	332287
							1862087

Tabela 47 - Quantidade de energia produzida e respetiva remuneração (considerando parcela ambiental) para potência de 10MW e rendimento de turbina de 80%

Turbinado - 10MW - consideração da parcela ambiental								
Hu [mca]	Qu[m3/s]	Qu[l/s]	η	P [Mw]	ECR,pc[Kw.h]	ECR,v[Kw.h]	VRDm	VRDa
20	5.663156	5663.15551	0.9	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	2.831578	2831.57776	0.9		0.00	0.00	0.00	0.00
60	1.887719	1887.7185	0.9		0.00	0.00	0.00	0.00
80	1.415789	1415.78888	0.9		0.00	0.00	0.00	0.00
100	1.132631	1132.6311	0.9		0.00	0.00	0.00	0.00
150	0.755087	755.087401	0.9		0.00	0.00	0.00	0.00
200	0.566316	566.315551	0.9		36517.22	0.00	18823.18	225878.21
250	0.453052	453.052441	0.9		45646.53	0.00	23776.97	285323.60
300	0.419493	419.493001	0.9		54775.84	0.00	28900.46	346805.53

Após obtidos os resultados relativos ao balanço energético afetado pela redução de horas de operação. Procedeu-se novamente à aplicação dos indicadores económicos. Os dados obtidos estão representados abaixo

Tabela 48 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 5 MW em altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação

5MW 250m	
TA	7%
TIR	2.69%
PRI	33
VAL	-1214795.50

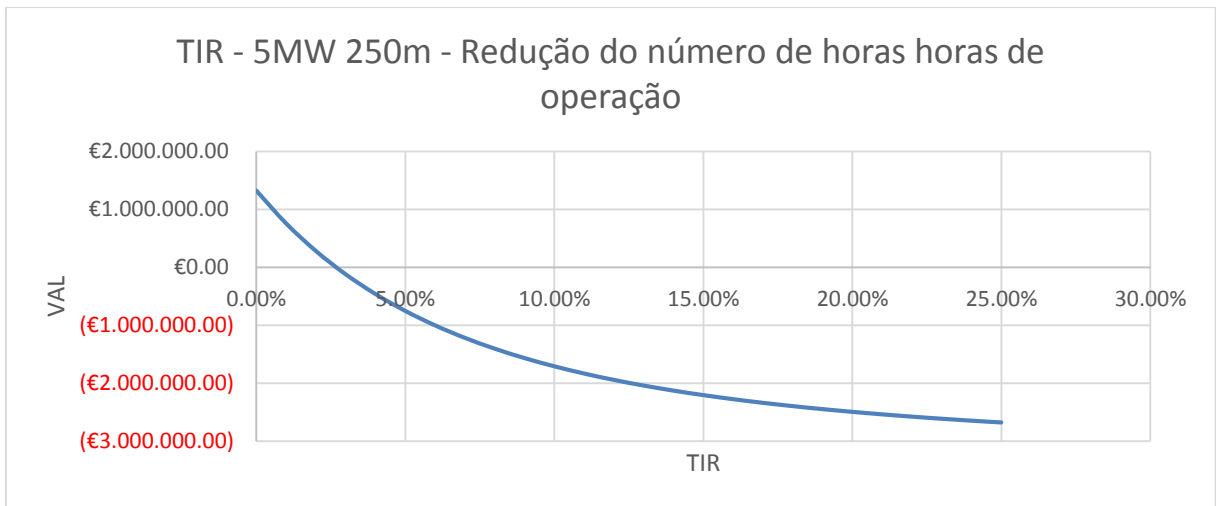


Gráfico 19 - TIR para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação

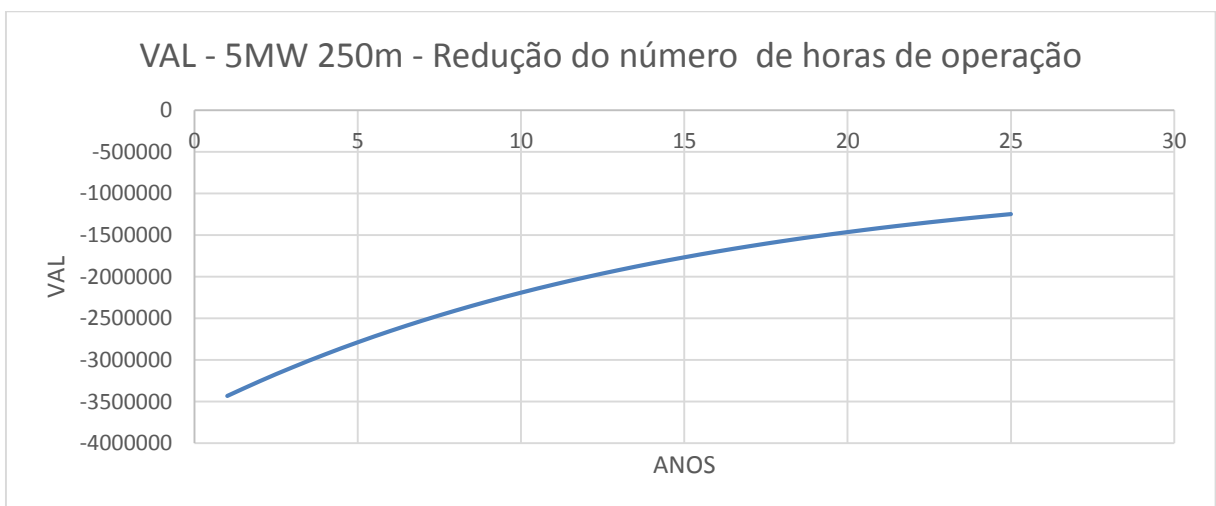


Gráfico 20 - VAL para potência de 5 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação

Tabela 49 - TA, TIR, PRI e VAL para a potência 10 MW em altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação

10MW 250m	
TA	7%
TIR	5.80%
PRI	23
VAL	-545821.35

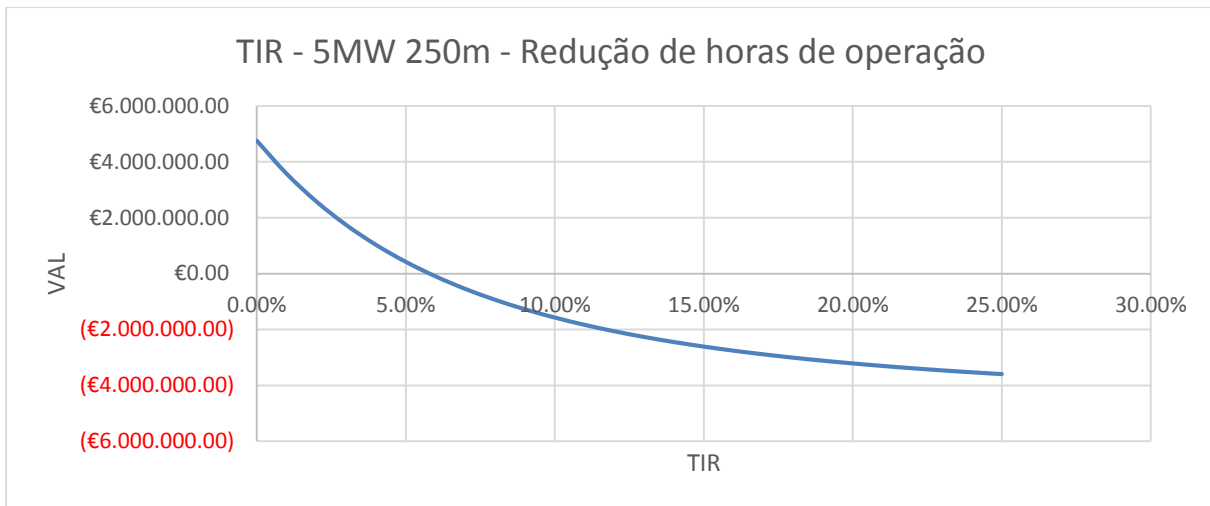


Gráfico 21 - TIR para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação

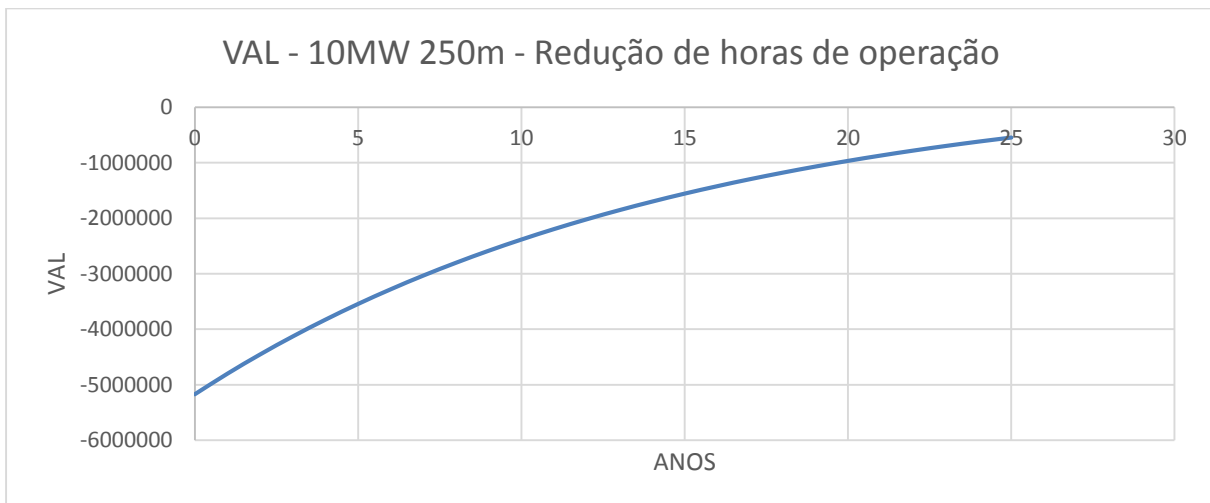


Gráfico 22 - VAL para potência de 10 MW e altura manométrica igual a 250 m, com redução de horas de operação

8

Conclusões

Dando-se por terminado o presente trabalho, resta então expor as conclusões inerentes a realização do mesmo.

Relativamente à gestão das operações, e sendo o objeto em estudo um sistema hidroelétrico autónomo, percebe-se que existe uma limitação relativamente ao número de horas em que se pode proceder às operações de bombagem é limitada. Esta limitação advém de apenas se proceder a estas operações nos períodos de vazio e supervazio. Como as operações de turbinamento estão diretamente relacionadas com as de bombagem (sem se bombar não se pode turbinar), estas também estão limitadas. Deste modo conclui-se que existe um intervalo de liberdade muito curto para se poder fazer a gestão de operações.

Em segundo lugar conclui-se que os rendimentos das turbomáquinas são um dos elementos mais importantes neste tipo de sistemas, visto que uma baixa eficiência, para um número de horas de operação tão limitadas pode levar a uma despesa com a energia consumida na fase de armazenamento superior aos proveitos possíveis de se gerar com a venda da energia na fase de geração. Tal como foi mostrado na simulação 1. Isto deve-se ao facto de que quando menor forem os rendimentos das turbomáquinas, mais díspares serão os valores dos caudais bombeados e turbinado, e isto influencia o número de horas de cada operação.

Mencionando agora os proveitos provenientes da venda da energia produzida, percebe-se que existe uma diferença muito grande no valor da remuneração das centrais de fontes renováveis, no caso de ser considerada parcela ambiental ou não. Esta questão é puramente legislativa, sendo que, no caso de um sistema hidroelétrico autónomo ser considerado uma instalação por bombagem não deverá ser considerada a parcela ambiental. No entanto também poderá ser considerado uma central hídrica com potência declarada até 10MW, e neste caso já deverá ser considerada a parcela ambiental. Esta questão, apesar de ser apenas legislativa, é uma questão de elevada relevância, visto que a não consideração da parcela ambiental leva a que não seja possível gerar um lucro das operações de compra e venda de energia.

Expondo agora os resultados relativos à análise económica, conclui-se que um aproveitamento com uma capacidade útil de 1MW não consegue gerar um VAL positivo no final de 25 anos. As principais causas do que foi exposto são, o custo total de investimento que é muito elevado e os benefícios anuais que são baixos para o valor de investimento. Como os custos de investimento não evoluem linearmente, percebe-se um PHES com uma capacidade útil de 5MW e 10MW constituem um investimento melhor, pois apresentam um custo por KW inferior aos PHES com 1MW.

Percebe-se também que quanto maior for a altura manométrica, melhor será o investimento, pois os custos de investimento, para a mesma potência baixam, e os benefícios inerentes à operação de

exploração são superiores. No entanto os resultados obtidos demonstram que para as mesmas condições de operação (mantendo o mesmo número de horas de operação independentes da altura manométrica), uma redução de 100 m face à altura máxima considerada (300 m) não torna o investimento inviável. Os valores do VAL, e da TIR, para as capacidades úteis de 5MW e 10MW, para uma altura manométrica igual a 200 m sofrem uma pequena redução, enquanto o período de retorno do capital aumenta cerca de 2 anos.

Por último resta expor as conclusões referentes à simulação 2. Com a análise dos valores expostos, percebe-se que uma redução de 50 m na altura manométrica, que por si só implica uma redução nos benefícios anuais inerentes à exploração do sistema hidroelétrico autónomo, agravada de uma redução do número de horas de operação, que implica também uma redução dos benefícios anuais, leva a que o aproveitamento deixe de ser um investimento favorável ao investidor, visto que apresenta um VAL negativo.

Foi feito no presente trabalho uma primeira abordagem à análise económica de um sistema do tipo PHES. Nesta abordagem foram imputados valores arbitrários de quedas úteis, rendimentos de turbomáquinas e potências úteis para perceber para que intervalos, um sistema deste tipo poderia ser considerado um bom investimento. Sugere-se, numa investigação futura, que se aplique esta abordagem a um caso real.

REFERÊNCIAS

- Aggidis, G. A., E. Luchinskaya, R. Rothschild, and D. C. Howard. 2010. "The costs of small-scale hydro power production: Impact on the development of existing potential." *Renewable Energy* 35 (12):2632-2638. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.008>.
- Almeida, H. Pires de. 1999. "Electrical Equipment." In *Guidelines for design of small hydropower plants*, edited by Helena Ramos.
- Ardizzon, G., G. Cavazzini, and G. Pavesi. 2014. "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges." *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 31:746-761. doi: 10.1016/j.rser.2013.12.043.
- Armando Carravetta, Giuseppe del giudice, Irete Fecarotta e Helerna M. Ramos. 2013. "PAT Design strategy for Energy Recovery in Water Distribution Networks by Electrical Regulation." *Energies*:14.
- caldeira, Jorge. 2015a. "Período de recuperação do investimento." <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=578>.
- Caldeira, Jorge. 2015b. "Taxa Interna de Rentabilidade ". <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=577>.
- Caldeira, Jorge. 2015c. "Valor Atual Líquido." <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=576>.
- Departamento de Estratégias e Análise Económica, Ana Cristina Fernandes, Ana Teixeira, Miguel Déjean Guerra, Rita Ribeiro; Sofia Rodrigues, and António Alvarenga. 2014. Relatório do Estado do Ambiente 2014.
- Derakhshan, Shahram, and Ahmad Nourbakhsh. 2008. "Experimental study of characteristic curves of centrifugal pumps working as turbines in different specific speeds." *Experimental Thermal and Fluid Science* 32 (3):800-807. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.exptthermflusci.2007.10.004>.
- Diretiva 2009/28/CE. 2009. *Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do conselho de 23 de Abril de 2009*.
- Energy Storage Association. 2015a. "Pumped Hydroelectric Storage." <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/pumped-hydroelectric-storage>.
- Energy Storage Association. 2015b. "Sub-surface Pumped Hydroelectric." <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/sub-surface-pumped-hydroelectric-storage>.
- Energy Storage Association. 2015c. "Surface Reservoir Pumped Hydroelectric." <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/surface-reservoir-pumped-hydroelectric-storage>.
- Energy Storage Association. 2015d. "Variable-Speed Pumped Hidroelectric Storage." <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/variable-speed-pumped-hydroelectric-storage>.
- Eurelectric WG hydro. 2012. Europe Needs hydro pumped storage: Five recommendations.
- Hosseini, S. M. H., F. Forouzbakhsh, M. Fotouhi, and M. Vakilian. 2008. "Determination of installation capacity in reservoir hydro-power plants considering technical, economical and reliability indices." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 30 (6-7):393-402. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2008.01.002>.
- Hosseini, S. M. H., F. Forouzbakhsh, and M. Rahimpoor. 2005. "Determination of the optimal installation capacity of small hydro-power plants through the use of technical, economic and reliability indices." *Energy Policy* 33 (15):1948-1956. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.03.007>.
- Jain, Sanjay V., and Rajesh N. Patel. 2014. "Investigations on pump running in turbine mode: A review of the state-of-the-art." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (0):841-868. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.030>.
- Lencastre, Armando. 1969. *Manual de Hidráulica Geral*. 2.º ed.

- Lettner, Karl Zach; Hans Auer; Gunther Korbler; Georg. 2012. The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Energy Expansion. Energy Economics Group (EGG); Vienna University of Technology, Austria.
- M.Ramos, Fábio V. Gonçalves e Helena.
- Ma, Tao, Hongxing Yang, and Lin Lu. 2014. "Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island." *Energy Conversion and Management* 79 (0):387-397. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.12.047>.
- Nalluri, C., and R.E. Featherstone. 2001. *Civil Engineering Hydraulics*. 5.º ed.
- Novak, P., A.I.B Moffat, C. Nalluri, and R. Narayanan. 1996. *Hydraulic Structures* 2.º ed.
- PNAER2020. 2010. Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
- Pordata - Base de Dados Portugal Contemporâneo. 2015. "Consumo de energia primária: total e por tipo de fonte de energia." Accessed 02/06/2015.
- Portela, M. Manuela. 1999. "Economic analysis." In *Guidelines for design of small hydropower plants*, edited by Helena Ramos.
- Quintela, António de Carvalho. 1981. *Hidráulica*. 11.ª ed. 1 vols. Vol. 1: Fundação Calouste Gulbenkian.
- Reidy, Monica Kane nee. 2013. Developmente of bulk energy storage & Natura 2000.
- Rocha, João Pedro do Couto Pinto da, and Adriano Filipe Monteiro Oliveira. 2008. "Recuperação de Energia Hidráulica em Sistemas de Distribuição de Água Conjugando Sistemas Descentralizados de Produção de Eletricidade baseados em Energia Hídrica." Departamento de Engenharia civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Silva, José Aútilio Moreira da. 2011. "Avaliação do Impacto da Integração de Produção Dispersa de Orgiem Renovável na Rede Eléctrica de Santiago - Cabo Verde." Departamento de Engenharia Eléctrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Sousa, José Alfeu Almeida de Sá Marques e Joaquim José de Oliveira. 2006. *Hidráulica Urbana - Sistemas de Abastecimento de água e de Drenagem de Águas Residuais*. 3.ª ed: Imprensa da Universidade de Coimbra.
- Suberu, Mohammed Yekini, Mohd Wazir Mustafa, and Nouruddeen Bashir. 2014. "Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency." *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 35:499-514. doi: 10.1016/j.rser.2014.04.009.
- Voith - Pump storage machines. 2011. Pump storage machines, reversible pump turbines, ternary sets and motor-generators. edited by VOITH.
- Voith - Francis turbines. 2011. Francis turbines. edited by Voith and Siemens company.
- Voith - Kaplan turbines. 2011. Kaplan turbines. edited by Voith and Siemens company.
- Voith - Pelton turbines. 2011. Pelton turbines. edited by Voith and Siemens company.
- Voith Pumps - tailormade solutions for water applications. 2011. Pumps - tailormade solutions for water applications. edited by Voith and Siemens company.

ANEXOS

ANEXO A - VOLUMES DE REGULARIZAÇÃO	108
ANEXO B – REDUÇÃO DO NÚMERO DE HORAS DE OPERAÇÃO DE ARMAZENAMENTO E GERAÇÃO DE ENERGIA PARA EFEITO DA HIPÓTESE 3.....	111
ANEXO C –REMUNERAÇÃO ENERGÉTICA	112
ANEXO D – ANÁLISE ECONÓMICA DAS SOLUÇÕES ADOTADAS	115

ANEXO A - Volumes de regularização

Hipótese 1

1 MW - 300 - η_t - 80% η_b - 60%																
Plano de bombagem e turbinamento semanal																
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00
12489.80	17632.65	764.53	5142.86	25993.88	764.53	5142.86	25993.88	764.53	5142.86	25993.88	764.53	5142.86	25993.88	764.53	5142.86	25993.88
12489.80	30122.45	29357.9 2	34500.78	8506.90	7742.37	12885.23	13108.66	13873.18	-8730.33	34724.21	35488.73	30345.88	-56339.76	57104.29	51961.43	77955.31
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00
12489.80	17632.65	0.00	5142.86	23105.67	0.00	5142.86	23105.67	0.00	5142.86	23105.67	0.00	5142.86	23105.67	0.00	5142.86	23105.67
12489.80	30122.45	30122.4 5	35265.31	12159.63	12159.63	17302.49	-5803.19	-5803.19	-660.33	23766.00	23766.00	18623.15	-41728.82	41728.82	36585.96	59691.64
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.00	7.00	7.30	0.00	7.00	7.30	0.00	7.00	7.30	0.00	7.00	7.30	0.00	7.00	7.30
12489.80	17632.65	0.00	5142.86	11167.35	0.00	5142.86	11167.35	0.00	5142.86	11167.35	0.00	5142.86	11167.35	0.00	5142.86	11167.35
12489.80	30122.45	30122.4 5	35265.31	24097.96	24097.96	29240.82	18073.47	18073.47	23216.33	12048.98	12048.98	17191.84	6024.49	6024.49	11167.35	0.00

Hipótese 2

1 MW - 300 - ηt - 90% ηb - 80%																
Plano de bombagem e turbinamento semanal																
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00	0.50	7.00	17.00
16653.06	23510.20	679.58	6857.14	23105.67	679.58	6857.14	23105.67	679.58	6857.14	23105.67	764.53	6857.14	23105.67	679.58	6857.14	25993.88
16653.06	40163.27	39483.69	46340.83	23235.16	22555.58	29412.72	6307.04	5627.47	12484.61	10621.07	11385.59	-4528.45	-27634.12	28313.70	21456.56	-47450.44
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00	0.00	7.00	17.00
16653.06	23510.20	0.00	6857.14	23105.67	0.00	6857.14	23105.67	0.00	6857.14	23105.67	0.00	6857.14	23105.67	0.00	6857.14	23105.67
16653.06	40163.27	40163.27	47020.41	23914.73	23914.73	30771.88	7666.20	7666.20	14523.34	-8582.33	-8582.33	-1725.19	-24830.86	24830.86	17973.72	-41079.39
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96
16653.06	23510.20	0.00	6857.14	14889.80	0.00	6857.14	14889.80	0.00	6857.14	14889.80	0.00	6857.14	14889.80	0.00	6857.14	14889.80
16653.06	40163.27	40163.27	47020.41	32130.61	32130.61	38987.76	24097.96	24097.96	30955.10	16065.31	16065.31	22922.45	8032.65	8032.65	14889.80	0.00

1 MW - 250 - ηt - 90% ηb - 80%																
Plano de bombagem e turbinamento semanal																
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96
19983.67	28212.24	0.00	8228.57	17867.76	0.00	8228.57	17867.76	0.00	8228.57	17867.76	0.00	8228.57	17867.76	0.00	8228.57	17867.76
19983.67	48195.92	48195.92	56424.49	38556.73	38556.73	46785.31	28917.55	28917.55	37146.12	19278.37	19278.37	27506.94	9639.18	9639.18	17867.76	0.00

Sistemas hidroelétricos autónomos tipo pumped hydroelectric storage

1 MW - 200 - η_t - 90% η_b - 80%																	
Plano de bombagem e turbinamento semanal																	
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta			
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	
17.00	24.00	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	
24979.59	35265.31	0.00	10285.71	22334.69	0.00	10285.71	22334.69	0.00	10285.71	22334.69	0.00	10285.71	22334.69	0.00	10285.71	22334.69	
24979.59	60244.90	60244.90	70530.61	48195.92	48195.92	58481.63	36146.94	36146.94	46432.65	24097.96	24097.96	34383.67	12048.98	12048.98	22334.69	0.00	70530.61

1 MW - 150 - η_t - 90% η_b - 80%																	
Plano de bombagem e turbinamento semanal																	
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta			
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	
17.00	24.00	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	
33306.12	47020.41	0.00	13714.29	29779.59	0.00	13714.29	29779.59	0.00	13714.29	29779.59	0.00	13714.29	29779.59	0.00	13714.29	29779.59	
33306.12	80326.53	80326.53	94040.82	64261.22	64261.22	77975.51	48195.92	48195.92	61910.20	32130.61	32130.61	45844.90	16065.31	16065.31	29779.59	0.00	94040.82

ANEXO B – Redução do número de horas de operação de armazenamento e geração de energia para efeito da hipótese 3

300 - η_t - 90% η_b - 80%																
Plano de bombagem e turbinamento semanal																
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
17.00	24.00	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96	0.00	7.00	10.96
250 - η_t - 90% η_b - 80%																
Plano de bombagem e turbinamento semanal																
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
14.167	20.000	0.00	5.833	9.13	0.00	5.833	9.13	0.00	5.833	9.129	0.00	5.833	9.13	0.00	5.833	9.13
200 - η_t - 90% η_b - 80%																
Plano de bombagem e turbinamento semanal																
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
11.333	16.000	0.00	4.667	7.30	0.00	4.667	7.30	0.00	4.667	7.30	0.00	4.667	7.30	0.00	4.667	7.30
150 - η_t - 90% η_b - 80%																
Plano de bombagem e turbinamento semanal																
Sábado	Domingo	Segunda			Terça			Quarta			Quinta			Sexta		
B	B	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T	T	B	T
8.500	12.000	0.00	3.500	5.48	0.00	3.500	5.48	0.00	3.500	5.48	0.00	3.500	5.48	0.00	3.500	5.48

ANEXO C – REMUNERAÇÃO ENERGÉTICA

Turbinado				Energia produzida [Kwh]				Remuneração energética																		
Hu [mca]	Qu[m3/s]	Qu[l/s]	η(Jain and Patel)	P [Mw]	ECR _{pc} [Kw.h]	ECR _v [Kw.h]	KMH _{Om}	POTÊNCIA med	PF(U) _{ref}	COEF _{pot,m}	PF(VRD)	PV(U) _{ref}	ECR _m	PV(VRD)	ECE(U)	C _{ref}	ECR _m	PA(VRD)	CEOF Z	PA*COEFZ	IPC	IPC _{ref}	IPC/IPC _{ref}	1/(1-LEV)	VRD _m	VRD _a
20	6.37	6371.05	0.8		1																					
40	3.19	3185.52	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8
60	2.12	2123.68	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8
80	1.59	1592.76	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8
100	1.27	1274.21	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8
150	0.85	849.47	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8
200	0.64	637.10	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8
250	0.51	509.68	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8
300	0.53	530.92	0.8	36517.224		0	1.25	202.87	5.44	0.25	279.87	0.036	146068.90	5258.48	0.00002	370	146068.90	1080.91	4.5	4864.0943	100.726	71.392	1.411	1.04	19011.23	228134.8

Com parcela Ambiental																										
Turbinado				Energia produzida [kWh]				Remuneração energética																		
Hu [mca]	Qu[m3/s]	Qu[l/s]	η(Jain and Patel)	P [Mw]	ECR _{pc} [Kw.h]	ECR _v [Kw.h]	KMH _{Om}	POTÊNCIA med	PF(U) _{ref}	COEF _{pot,m}	PF(VRD)	PV(U) _{ref}	ECR _m	PV(VRD)	ECE(U)	C _{ref}	ECR _m	PA(VRD)	CEOF Z	PA*COEFZ	IPC	IPC _{ref}	IPC/IPC _{ref}	1/(1-LEV)	VRD _m	VRD _a
20	5.66	5663.16	0.9		1		0																		1.04	#DIV/0!
40	2.83	2831.58	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5
60	1.89	1887.72	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5
80	1.42	1415.79	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5
100	1.13	1132.63	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5
150	0.76	755.09	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5
200	0.57	566.32	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5
250	0.45	453.05	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5
300	0.42	419.49	0.9	54775.837		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.036	219103.35	7887.72	0.00002	370	219103.35	1621.365	4.5	7296.1415	100.726	71.392	1.411	1.04	28900.46	346805.5

Sem parcela Ambiental																						
Turbinado				Remuneração energética																		
Hu [mca]	Qu[m3/s]	Qu[l/s]	η(Jain and Patel)	P [Mw]	ECR _{pc} [Kw.h]	ECR _v [Kw.h]	KMH _{Om}	POTÊNCIA med	PF(U) _{ref}	COEF _{pot,m}	PF(VRD)	PV(U) _{ref}	ECR _m	PV(VRD)	IPC	IPC _{ref}	IPC/IPC _{ref}	1/(1-LEV)	VRD _m	VRD _a		
20	6.37	6371.05	0.8		1																	
40	3.19	3185.52	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		
60	2.12	2123.68	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		
80	1.59	1592.76	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		
100	1.27	1274.21	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		
150	0.85	849.47	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		
200	0.64	637.10	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		
250	0.51	509.68	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		
300	0.53	530.92	0.8	54775.84		0	1.25	304.31	5.44	0.38	629.71	0.04	219103.35	7887.72	100.726	71.392	1.411	1.04	15566.23	186794.76		

NOTA: As tabelas de remuneração energética referentes às restantes potências são demasiado grandes. As versões reduzidas encontram-se nos capítulo 7, no subcapítulo, resultados obtidos 7.2.

ANEXO D – ANÁLISE ECONÓMICA DAS SOLUÇÕES ADOTADAS

Hipótese 2

Custos e benefícios - Potencia 1MW - η - 90% η -80% 300m													
Ano	0	1	2	3	4	5	...	20	21	22	23	24	25
1 Custos de projeto	1017022.797												
2. Equipamento	303210.1013												
2.1 Bomba													
2.2 Motor													
2.3 Caixa de velocidades													
2,4 Conduta													
Total custo de investimento	1320232.898												
Custos anuais de exploração		275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658	275822.658
1. Exploração		249418	249418	249418	249418	249418	249418	249418	249418	249418	249418	249418	249418
2. Operação e Manutenção		26404.65797	26404.658	26404.65797	26404.65797	26404.65797	26404.65797	26404.65797	26404.65797	26404.65797	26404.65797	26404.65797	26404.65797
Benefícios anuais		346805.5328	346805.533	346805.5328	346805.5328	346805.5328	346805.5328	346805.5328	346805.5328	346805.5328	346805.5328	346805.5328	346805.5328
		70982.87484	70982.8748	70982.87484	70982.87484	70982.87484	70982.87484	70982.87484	70982.87484	70982.87484	70982.87484	70982.87484	70982.87484

Custos e benefícios - Potencia 5MW - η - 90% η -80% 300m													
Ano	0	1	2	3	4	5	...	20	21	22	23	24	25
1 Custos de projeto	2671238.654												
2. Equipamento	746735.6198												
2.1 Bomba													
2.2 Motor													
2.3 Caixa de velocidades													
2,4 Conduta													
Total custo de investimento	3417974.274												
Custos anuais de exploração		1315449.485	1315449.49	1315449.485	1315449.485	1315449.485	1315449.485	1315449.485	1315449.485	1315449.485	1315449.485	1315449.485	1315449.485
1. Exploração		1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090
2. Operação e Manutenção		68359.48548	68359.4855	68359.48548	68359.48548	68359.48548	68359.48548	68359.48548	68359.48548	68359.48548	68359.48548	68359.48548	68359.48548
Benefícios anuais		1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7
		418578.1786	418578.179	418578.1786	418578.1786	418578.1786	418578.1786	418578.1786	418578.1786	418578.1786	418578.1786	418578.1786	418578.1786

Custos e benefícios - Potencia 5MW - η t- 90% η -80% 250m													
Ano	0	1	2	3	4	5	...	20	21	22	23	24	25
1 Custos de projeto	2760357.39												
2. Equipamento	762140.7228												
2.1 Bomba													
2.2 Motor													
2.3 Caixa de velocidades													
2.4 Conduta													
Total custo de investimento	3522498.113												
Custos anuais de exploração		1317539.962	1317539.96	1317539.962	1317539.962	1317539.962	1317539.962	1317539.962	1317539.962	1317539.962	1317539.962	1317539.962	1317539.962
1. Exploração		1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090
2. Operação e Manutenção		70449.96225	70449.9623	70449.96225	70449.96225	70449.96225	70449.96225	70449.96225	70449.96225	70449.96225	70449.96225	70449.96225	70449.96225
Benefícios anuais		1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7
		416487.7	416487.702	416487.7018	416487.7018	416487.7018	416487.7018	416487.7018	416487.7018	416487.7018	416487.7018	416487.7018	416487.7018

Custos e benefícios - Potencia 5MW - η t- 90% η -80% 200m													
Ano	0	1	2	3	4	5	...	20	21	22	23	24	25
1 Custos de projeto	2873486.209												
2. Equipamento	781428.2163												
2.1 Bomba													
2.2 Motor													
2.3 Caixa de velocidades													
2.4 Conduta													
Total custo de investimento	3654914.426												
Custos anuais de exploração		1320188.289	1320188.29	1320188.289	1320188.289	1320188.289	1320188.289	1320188.289	1320188.289	1320188.289	1320188.289	1320188.289	1320188.289
1. Exploração		1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090	1247090
2. Operação e Manutenção		73098.28851	73098.2885	73098.28851	73098.28851	73098.28851	73098.28851	73098.28851	73098.28851	73098.28851	73098.28851	73098.28851	73098.28851
Benefícios anuais		1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7	1734027.7
		413839.4	413839.376	413839.3755	413839.3755	413839.3755	413839.3755	413839.3755	413839.3755	413839.3755	413839.3755	413839.3755	413839.3755

Custos e benefícios - Potencia 10MW - η - 90% η -80% 300m													
Ano	0	1	2	3	4	5	...	20	21	22	23	24	25
1 Custos de projeto	4048840.681												
2. Equipamento	1100889.338												
2.1 Bomba													
2.2 Motor													
2.3 Caixa de velocidades													
2.4 Condução													
Total custo de investimento	5149730.019												
Custos anuais de exploração		2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6	2597174.6
1. Exploração		2494180	2494180	2494180	2494180	2494180	2494180	2494180	2494180	2494180	2494180	2494180	2494180
2. Operação e Manutenção		102994.6	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004	102994.6004
Benefícios anuais		3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0	3397638.0
		800463.4	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606	800463.3606

Hipótese 3

Custos e benefícios - Potencia 5MW - η - 90% η -80% 250m													
	0	1	2	3	4	5	19	20	21	22	23	24	25
1 Custos de projeto	2671238.654												
2. Equipamento	762140.7228												
2.1 Turbina													
2.2 Gerador													
2.3 Caixa de velocidades													
Total custo de investimento	3433379.377												
Custos anuais de exploração		1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852	1245054.852
1. Exploração		1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264	1176387.264
2. Operação e Manutenção		68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754	68667.58754
Benefícios anuais		1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7	1435432.7
		190377.8	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302	190377.8302

Custos e benefícios - Potencia 10MW - η - 90% η -80% 300m													
	0	1	2	3	4	5	...	20	21	22	23	24	25
1 Custos de projeto	4048840.681												
2. Equipamento	1123600.607												
2.1 Turbina													
2.2 Gerador													
2.3 Caixa de velocidades													
Total custo de investimento	5172441.288												
Custos anuais de exploração		2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354	2456223.354
1. Exploração		2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528	2352774.528
2. Operação e Manutenção		103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8	103448.8
Benefícios anuais		2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0	2853236.0
		397012.7	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501	397012.6501