



Orlando Jesus Silva Nascimento

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores

**Avaliação económica e técnica do aumento da
capacidade de armazenamento em estações
elevatórias**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Doutor Rui Miguel Amaral Lopes,
Professor Auxiliar Convidado, FCT/UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira, FCT/UNL

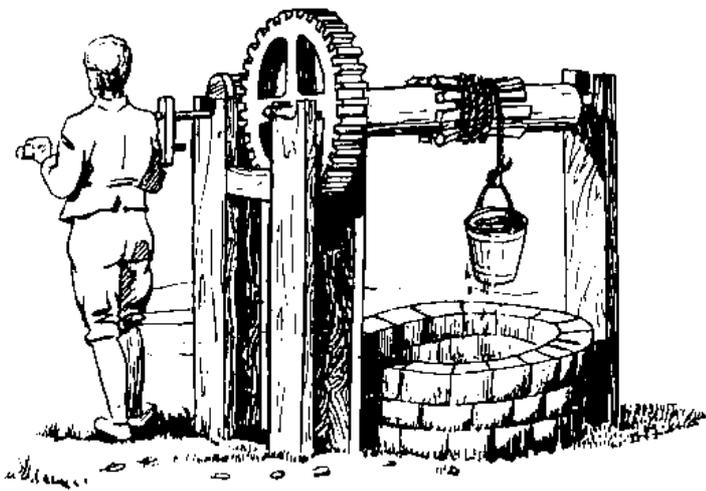
Arguente: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins, FCT/UNL

Vogal: Prof. Doutor Rui Miguel Amaral Lopes, FCT/UNL

Novembro, 2020



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA



Máquina Primitiva - Fonte: MPAT - Sec. Estado do Ambiente e dos Recursos Hídricos

Avaliação económica e técnica do aumento da capacidade de armazenamento em estações elevatórias.

Copyright © Orlando Jesus Silva Nascimento, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Para todos os que não desistem

Agradecimentos

Agradecer eternamente ao meu orientador, Professor Rui Amaral Lopes, por todo o apoio que prestou de forma brilhante no desenvolvimento do trabalho, especialmente pelo encorajamento, motivação e pela paciência que teve comigo. Ao Professor João Murta Pina um particular agradecimento, pela promoção e confiança que depositou logo na primeira reunião na empresa EPAL. Um muito obrigado a ambos.

Agradecer também à empresa EPAL - Empresa Portuguesa das Águas Livres, S.A. pela oportunidade que me deu para realizar este curso. Ao diretor de Engenharia, José Fialho, aos responsáveis de Área da Direção de Operações de Abastecimento Água, Luís Filipe Ramos e Pedro Vieira Esteves, pelo apoio que concederam na recolha dos dados, à colega Preciosa Hilário Matos por toda a informação que prestou, e a todos os colegas de trabalho que de alguma forma contribuíram para que eu pudesse realizar o trabalho.

Um obrigado a todos os colegas de turma pelo excelente ambiente de camaradagem. Aos meus amigos um abraço fraterno por nunca me terem deixado ficar para trás.

Agradecer por fim, à minha família, em especial ao meu filho Dário por lhe ter tirado tanta atenção sem que nunca tivesse reclamado, bem pelo contrário, foi em ti que fui buscar todas as forças para fazer o caminho das pedras.

Resumo

As perdas de água e a energia elétrica despendida para elevar a água são os fatores que mais contribuem para os custos das empresas que operam os sistemas de abastecimento. Neste trabalho é proposta uma metodologia para avaliar técnica e economicamente o aumento da capacidade de armazenamento de água em reservatórios associados as estações elevatórias, onde a flexibilidade energética disponibilizada pelos grupos de bombagem é explorada com o objetivo de reduzir custos com a energia elétrica, desviando as bombagens nos períodos em que as tarifas são mais caras para períodos mais baratos.

Como estudo de caso, a metodologia foi aplicada a uma estação elevatória da empresa EPAL, considerando vários cenários para o aumento da capacidade de armazenamento. Os resultados obtidos mostram uma redução de 74% das bombagens em hora de ponta, quando se aumenta a capacidade de armazenamento utilizando um reservatório auxiliar de 10.000 m³. A avaliação dos indicadores económicos revelaram prazos de retorno do investimento na sua construção de 14, 13, 12 anos, para uma previsão de aumento do preço da tarifa energética de -1%, 0%, 1%, respetivamente, e valores atuais líquidos de aproximadamente € 150.000, € 290.000 e € 425.000.

Palavras-chave: Flexibilidade Energética, Estação Elevatória, Reservatórios, Grupos Eletrobombas.

Abstract

Water losses and the electricity used to pump water are the factors that most contribute to the costs of water supply companies. In this work, a methodology is proposed to assess the benefits introduced by the increase of the water storage capacity in reservoirs associated with pumping stations, where the flexibility provided by the pumping groups is explored with the objective of reducing costs with the electric energy by transferring the water pumping in expensive periods to cheaper ones.

As a case study, the methodology is applied to an EPAL pumping station, considering several scenarios for increasing the storage capacity. The results obtained show a 74% reduction in pumping at peak hours, when the storage capacity is increased using an auxiliary reservoir with 10.000 m³ capacity. Economic indicators revealed 14, 13 and 12-year terms for return on investment associated with the construction of the reservoir for electricity price increases of -1%, 0%, 1% over the period of analysis, respectively, and net present values of approximately € 150,000, € 290,000 and € 425,000.

Keywords: Energy Flexibility, Pumping Station, Reservoirs, Electric Pumps.

Índice

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 ENQUADRAMENTO..... | 2 |
| 1.2 OBJETIVOS..... | 6 |
| 1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO..... | 7 |
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 9 |
| 2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA | 9 |
| 2.2 REDUÇÃO DE CUSTOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA | 15 |
| 2.2.1 PERDAS DE ÁGUA..... | 15 |
| 2.2.2 MELHORIA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA..... | 21 |
| 2.2.3 ALTERAÇÃO DOS PERFIS DE CONSUMO DE ENERGIA..... | 26 |
| 2.3 DISCUSSÃO | 30 |
| 3. METODOLOGIA | 33 |
| 3.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA | 33 |
| 3.2 SOLUÇÃO PROPOSTA | 34 |
| 3.3 DADOS DE ENTRADA | 43 |
| 3.3.1 DADOS PROVENIENTES DA EPAL - SCADA..... | 43 |
| 3.3.2 CICLO HORÁRIO DAS TARIFAS DE ENERGIA - ERSE..... | 51 |
| 3.3.3 PREÇO DAS TARIFAS DE ENERGIA..... | 52 |
| 3.3.4 CUSTOS DE CONSTRUÇÃO DE INFRAESTRUTURAS ASSOCIADAS AO CICLO URBANO DA ÁGUA..... | 55 |
| 3.3.5 INFRAESTRUTURAS UTILIZADAS NA MODELAÇÃO..... | 58 |
| 3.4 INDICADORES PARA ANÁLISE ECONÓMICA | 59 |
| 3.4.1 VAL (VALOR ATUAL LÍQUIDO)..... | 59 |
| 3.4.2 TIR (TAXA INTERNA DE RENDIBILIDADE)..... | 60 |
| 3.4.3 PRI (PERÍODO DE RETORNO DE INVESTIMENTO) (PAYBACK)..... | 60 |
| 3.4.4 AUMENTO DA TARIFA ENERGÉTICA..... | 61 |
| 3.4.5 AUMENTO DOS VOLUMES DE ÁGUA..... | 61 |
| 4. RESULTADOS E ANÁLISE | 63 |
| 4.1 RESULTADOS COM CENÁRIO 1..... | 63 |
| 4.2 RESULTADOS COM CENÁRIO 2..... | 75 |
| 5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS | 89 |
| 5.1. CONTRIBUIÇÕES..... | 90 |
| 5.2 TRABALHO FUTURO..... | 91 |

| | |
|---|-----------|
| REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA..... | 93 |
| ANEXO A - GRÁFICOS COM A REDUÇÃO DE ENERGIA EM PONTA E EM CHEIA, ASSOCIADO AO CASO DE ESTUDO. | 97 |

Lista de Ilustrações

| | |
|--|----|
| FIGURA 1. 1 - LAYOUT DO RECINTO DE VILA FRANCA DE XIRA, FONTE: EPAL | 4 |
| FIGURA 2. 1 - REPRESENTAÇÃO ILUSTRATIVA DOS PROCESSOS TÍPICOS DOS SAA | 10 |
| FIGURA 2. 2 - EXEMPLOS DE CONFIGURAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE ÁGUA PARA ABASTECIMENTO. | 13 |
| FIGURA 2. 3 - ESTAÇÃO ELEVATÓRIA EM VILA FRANCA. | 14 |
| FIGURA 2. 4 - EVOLUÇÃO CRONOLÓGICA DAS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE FUGAS (FONTE: [15]) | 19 |
| FIGURA 2. 5 - EVOLUÇÃO DAS PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE LISBOA (ADAPTADO: [15]) | 20 |
| FIGURA 2. 6 - INTERLIGAÇÃO MÓDULOS DO ICEWATER DSS (FONTE: [24])..... | 23 |
| FIGURA 2. 7 - CONSUMO DE ENERGIA PARA AS DIFERENTES APLICAÇÕES (FONTE: [39])..... | 28 |
| FIGURA 2. 8 - DISTRIBUIÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO A FLEXIBILIDADE. (FONTE: [37]) | 30 |
| FIGURA 3. 1 - MEDIA ANUAL DA ENERGIA DESPENDIDA NOS ÚLTIMOS TRÊS ANOS (CHEIA E PONTA) | 34 |
| FIGURA 3. 2 - DIAGRAMA CONCEPTUAL DAS BOMBAGENS NOS USANDO A FLEXIBILIDADE..... | 37 |
| FIGURA 3. 3 - DIAGRAMA CONCEITUAL DAS BOMBAGENS USANDO A FLEXIBILIDADE NOS SÁBADOS. | 37 |
| FIGURA 3. 4 - FLUXOGRAMA CONCEPTUAL DAS TRANSFERÊNCIAS DE BOMBAGENS. | 39 |
| FIGURA 3. 5 - FUNÇÃO "MOVE_PERIODOS" DO FLUXOGRAMA CONCEPTUAL DAS TRANSFERÊNCIAS DE BOMBAGENS. | 41 |
| FIGURA 3. 6 - DADOS APRESENTADOS PELO SCADA, REFERENTE A EE2 VFX..... | 44 |
| FIGURA 3. 7 - DADOS APRESENTADOS PELO SCADA, REFERENTE AO RESERVATÓRIO EE2 VFX..... | 45 |
| FIGURA 3. 8 - VOLUME HORÁRIO ELEVADO (2.ª SEMANA DE JAN. 2019)..... | 46 |
| FIGURA 3. 9 - VOLUME HORÁRIO ELEVADO (2.ª SEMANA DE JUN. 2019)..... | 46 |
| FIGURA 3. 10 - MÉDIA DE FALHAS NOS REGISTOS EM 2019..... | 50 |
| FIGURA 3. 11 - NÚMERO DE DIAS QUE OCORRERAM FALHAS EM 2019..... | 50 |
| FIGURA 3. 12 - % DIAS COM FALHAS FACE AO MÊS E OS MINUTOS QUE CORRESPONDERAM AS FALHAS..... | 51 |
| FIGURA 3. 13 - GRÁFICO DE EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS TARIFAS PARA FORNECIMENTO EM AT [2009;2020]..... | 54 |
| FIGURA 3. 14 - EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS TARIFAS [2016;2020]..... | 55 |
| FIGURA 3. 15 - CUSTO UNITÁRIO DE CONSTRUÇÃO DE RESERVATÓRIOS APOIADOS SEM ESTACÃO ELEVATÓRIA..... | 56 |
| FIGURA 3. 16 - CUSTO UNITÁRIO DE CONSTRUÇÃO DE RESERVATÓRIOS APOIADOS SEM ESTACÃO ELEVATÓRIA..... | 56 |
| FIGURA 3. 17 - CUSTO UNITÁRIO DE CONSTRUÇÃO DE RESERVATÓRIOS APOIADOS SEM ESTACÃO ELEVATÓRIA. (FONTE: ERSAR GUIA TÉCNICO 23) | 57 |
| FIGURA 3. 18 - VISÃO GERAL DAS INFRAESTRUTURAS A USAR NA MODELAÇÃO | 58 |
| FIGURA 3. 19 - VOLUME DE ÁGUA ELEVADO NA EE2 EM VFX..... | 62 |
| FIGURA 4. 1 - POUPANÇA ANUAL EM 2019 EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DO RESERVATÓRIO_CENÁRIO1 | 65 |
| FIGURA 4. 2 - VOLUME DE ÁGUA TRANSFERIDO EM 2019 EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DO RESERVATÓRIO_CENÁRIO1 | 65 |
| FIGURA 4. 3 - VOLUME DE ÁGUA TRANSFERIDO NO MÊS DE JANEIRO DE 2019 PARA OS RESERVATÓRIOS AUXILIARES DE 5.000 M ³ A 25.000 M ³ | 66 |
| FIGURA 4. 4 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 5.000 M ³ | 67 |

| | |
|--|----|
| FIGURA 4. 5 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 12.500 M ³ | 67 |
| FIGURA 4. 6 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 17.500 M ³ | 68 |
| FIGURA 4. 7 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 25.000 M ³ | 68 |
| FIGURA 4. 8 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 7.500 M ³ | 69 |
| FIGURA 4. 9 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 15.000 M ³ | 69 |
| FIGURA 4. 10 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 25.000 M ³ | 70 |
| FIGURA 4. 11 - GRÁFICO DO VAL PARA OS RESERVATÓRIOS AUXILIARES_CENÁRIO1 | 72 |
| FIGURA 4. 12 - GRÁFICO DO TIR PARA OS RESERVATÓRIOS AUXILIARES_CENÁRIO1 | 73 |
| FIGURA 4. 13 - GRÁFICO COM O "PAYBACK" PARA OS RESERVATÓRIOS AUXILIARES_CENÁRIO1 | 73 |
| FIGURA 4. 14 - POUPANÇA ANUAL EM 2019 EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DO RESERVATÓRIO_CENÁRIO2 | 77 |
| FIGURA 4. 15 - VOLUME DE ÁGUA TRANSFERIDO EM 2019 EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DO RESERVATÓRIO_CENÁRIO2 | 77 |
| FIGURA 4. 16 - VOLUME DE ÁGUA TRANSFERIDO NO MÊS DE JANEIRO DE 2019_Rsv 5 000 M ³ A 25 000 M ³ _CENÁRIO2..... | 78 |
| FIGURA 4. 17 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 5.000 M ³ | 79 |
| FIGURA 4. 18 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 12.500 M ³ | 79 |
| FIGURA 4. 19 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 17.500 M ³ | 80 |
| FIGURA 4. 20 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 20.000 M ³ | 80 |
| FIGURA 4. 21 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 25.000 M ³ | 80 |
| FIGURA 4. 22 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 7.500 M ³ | 81 |
| FIGURA 4.23 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 20.000 M ³ | 82 |
| FIGURA 4. 24 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 30.000 M ³ | 82 |
| FIGURA 4. 25 - GRÁFICO DO VAL PARA OS RESERVATÓRIOS AUXILIARES_CENÁRIO2 | 84 |
| FIGURA 4. 26 - GRÁFICO DO TIR PARA OS RESERVATÓRIOS AUXILIARES_CENÁRIO2 | 85 |
| FIGURA 4. 27 - GRÁFICO COM O "PAYBACK" PARA OS RSV AUXILIARES_CENÁRIO2 | 85 |
| FIGURA A. 1 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 5.000 M ³ | 97 |
| FIGURA A. 2 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 5.000 M ³ | 98 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA A. 3 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 7.500 M ³ . | 98 |
| FIGURA A. 4 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 7.500 M ³ . | 98 |
| FIGURA A. 5 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 10.000 M ³ . | 99 |
| FIGURA A. 6 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 10.000M ³ . | 99 |
| FIGURA A. 7 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 12.500 M ³ . | 99 |
| FIGURA A. 8 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 12.500 M ³ . | 100 |
| FIGURA A. 9 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 15.000 M ³ . | 100 |
| FIGURA A. 10 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 15.000 M ³ . | 100 |
| FIGURA A. 11 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 17.500 M ³ . | 101 |
| FIGURA A. 12 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 17.500 M ³ . | 101 |
| FIGURA A. 13 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 20.000 M ³ . | 101 |
| FIGURA A. 14 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 20.000 M ³ . | 102 |
| FIGURA A. 15 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 22.500 M ³ . | 102 |
| FIGURA A. 16 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 22.500 M ³ . | 102 |
| FIGURA A. 17 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 25.000 M ³ . | 103 |
| FIGURA A. 18 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 25.000 M ³ . | 103 |
| FIGURA A. 19 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 27.500 M ³ . | 103 |
| FIGURA A. 20 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 27.500 M ³ . | 104 |
| FIGURA A. 21 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 30.000 M ³ . | 104 |
| FIGURA A. 22 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 30.000 M ³ . | 104 |
| FIGURA A. 23 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 32.500 M ³ . | 105 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA A. 24 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 32.500 M ³ | 105 |
| FIGURA A. 25 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 35.000 M ³ | 105 |
| FIGURA A. 26 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 35.000 M ³ | 106 |
| FIGURA A. 27 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 37.500 M ³ | 106 |
| FIGURA A. 28 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 37.500 M ³ | 106 |
| FIGURA A. 29 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 40.000 M ³ | 107 |
| FIGURA A. 30 - CENÁRIO1_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 40.000 M ³ | 107 |
| FIGURA A. 31 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 5.000 M ³ | 108 |
| FIGURA A. 32 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 5.000 M ³ | 108 |
| FIGURA A. 33 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 7.500 M ³ | 108 |
| FIGURA A. 34 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 7.500 M ³ | 109 |
| FIGURA A. 35 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 10.000 M ³ | 109 |
| FIGURA A. 36 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 10.000 M ³ | 109 |
| FIGURA A. 37 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 12.500 M ³ | 110 |
| FIGURA A. 38 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 12.500 M ³ | 110 |
| FIGURA A. 39 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 15.000 M ³ | 110 |
| FIGURA A. 40 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 15.000 M ³ | 111 |
| FIGURA A. 41 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 17.500 M ³ | 111 |
| FIGURA A. 42 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 17.500 M ³ | 111 |
| FIGURA A. 43 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 20.000 M ³ | 112 |
| FIGURA A. 44 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 20.000 M ³ | 112 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA A. 45 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 22.500 M ³ | 112 |
| FIGURA A. 46 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 22.500 M ³ | 113 |
| FIGURA A. 47 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 25.000 M ³ | 113 |
| FIGURA A. 48 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 25.000 M ³ | 113 |
| FIGURA A. 49 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 27.500 M ³ | 114 |
| FIGURA A. 50 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 27.500 M ³ | 114 |
| FIGURA A. 51 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 30.000 M ³ | 114 |
| FIGURA A. 52 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 30.000 M ³ | 115 |
| FIGURA A. 53 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 32.500 M ³ | 115 |
| FIGURA A. 54 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 32.500 M ³ | 115 |
| FIGURA A. 55 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 35.000 M ³ | 116 |
| FIGURA A. 56 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 35.000 M ³ | 116 |
| FIGURA A. 57 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 37.500 M ³ | 116 |
| FIGURA A. 58 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 37.500 M ³ | 117 |
| FIGURA A. 59 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE PONTA PARA SV E PONTA PARA CHEIA UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 40.000 M ³ | 117 |
| FIGURA A. 60 - CENÁRIO2_REDUÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA EM CHEIA, DESVIANDO BOMBAGENS DE CHEIA PARA SV E CHEIA PARA VAZIO UTILIZANDO RESERVATÓRIO AUXILIAR DE 40.000 M ³ | 117 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| TABELA 3. 1 - RESUMO DAS TRANSFERÊNCIAS DE BOMBAGENS | 35 |
| TABELA 3. 2 - RESUMO DA PROVENIÊNCIA DOS DADOS DE ENTRADA..... | 43 |
| TABELA 3. 3 - DESCRIÇÃO DAS FALHAS NOS REGISTOS EM 2019..... | 48 |
| TABELA 3. 4 - CICLO HORÁRIO SEMANAL DE TARIFAS APLICADAS EM PORTUGAL CONTINENTAL..... | 52 |
| TABELA 3. 5 - TARIFAS E PREÇOS DA ENERGIA ESTABELECIDOS PELA ERSE, FORNECIMENTO EM AT [2016;2020] | 53 |
| TABELA 3. 6 - CUSTOS UNITÁRIOS E DE CONSTRUÇÃO PARA OS VOLUMES DOS RSV USADOS NA SIMULAÇÃO..... | 58 |
| TABELA 4. 1 - RESULTADOS DAS POUPANÇAS OBTIDAS EM 2019 (PRIMEIRO ANO), EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO. | 64 |
| TABELA 4. 2 - MÉDIA ANUAL DA POTÊNCIA TRANSFERIDA EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DO RESERVATÓRIO_CENÁRIO1. | 71 |
| TABELA 4. 3 - CONTRIBUIÇÃO DAS TRANSFERÊNCIAS DAS BOMBAGENS NOS SÁBADOS PARA OS GANHOS ECONÓMICOS_CENÁRIO1. | 72 |
| TABELA 4. 4 - RESUMO DOS RESULTADOS DOS INDICADORES ECONÓMICOS _CENÁRIO 1..... | 74 |
| TABELA 4. 5 - RESULTADOS DA POUPANÇA OBTIDA EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO..... | 76 |
| TABELA 4. 6 - MÉDIA ANUAL DA POTÊNCIA TRANSFERIDA EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DO RESERVATÓRIO_CENÁRIO2. | 83 |
| TABELA 4. 7 - CONTRIBUIÇÃO DAS TRANSFERÊNCIAS DAS BOMBAGENS NOS SÁBADOS PARA OS GANHOS ECONÓMICOS_CENÁRIO2 | 84 |
| TABELA 4. 8 - RESUMO DOS RESULTADOS DOS INDICADORES ECONÓMICOS _CENÁRIO2..... | 86 |

Lista de Acrónimos e Siglas

| | |
|-------|--|
| AA | Abastecimento de Água |
| ADENE | Agência para a Energia |
| AdP | Águas de Portugal |
| AT | Alta Tensão |
| DN | Diâmetro Nominal |
| EE | Estação Elevatória |
| EG | Entidade Gestora |
| EPAL | Empresa Pública das Águas Livres |
| ERSAR | Entidade Reguladora dos Serviços de Água e Resíduos |
| ETA | Estação de Tratamento de Água |
| IEA | Agência Internacional da Energia |
| IWA | <i>International Water Association</i> |
| PNUEA | Programa Nacional para o Uso Eficiente da Água |
| PPEC | Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica |
| RSV | Reservatório |
| SAA | Sistema de Abastecimento de Água |
| SCADA | <i>Supervisory control and data acquisition</i> |
| VEV | Variadores Eletrónicos de Velocidade |
| WONE | <i>Water Optimization for Network Efficiency</i> |
| ZMC | Zonas de Monitorização e Controlo |

1. Introdução

Vasta investigação tem sido realizada acerca de soluções que reduzam a ineficiência nos serviços de abastecimento de água, em particular devido às perdas de água nas redes de distribuição e aos elevados custos energéticos relacionados com as bombagens [1] [2]. O Plano Nacional para o Uso Eficiente da Água (PNUEA), centrado na redução das perdas de água e na otimização do uso da água, é um instrumento promovido pelo Instituto da Água do Ministério do Ambiente e do Ordenamento do Território, com objetivo também de avaliar a eficiência com que a água é utilizada em Portugal, mostrou que a ineficiência (desperdício) nacional no uso da água no setor urbano é cerca de 40% [3]. O uso eficiente da água tem menor impacto sobre o ambiente e liberta utilizações de custos desnecessários, que podem ser reinvestidos nos próprios sistemas de modo a serem mais sustentáveis. A eficiência hídrica associada à eficiência energética pode contribuir fortemente para uma gestão melhorada dos recursos hídricos. As bombagens nas Estações Elevatórias (EE) contribuem para a ineficiência dos serviços prestados pelas entidades gestoras, sendo que cerca de 10GWh/ano de energia é consumida em Portugal em sistemas de bombagem água [4].

As perdas de água associadas ao consumo de energia necessário para captar, tratar, transportar e distribuir a água são dos fatores que maiores custos introduzem nas empresas gestoras dos sistemas de abastecimento de água. Acresce que o aumento das populações leva a que a procura de água seja maior, o que implica aumento de bombagem (custos energéticos) para uma maior produção e distribuição de água para os sistemas de abastecimento. Por outro lado, a água é um bem capital cuja disponibilidade tem vindo a escassear, prevendo-se que os problemas associados a escassez venham a afetar em 2030 cerca de 45% do território europeu, incluindo Portugal [5]. Uma elevada eficiência no controlo das perdas de água e uma redução no consumo energético

devem ser fortemente considerados para equilibrar custos e evitar consequências gravosas ao nível da escassez de água. A atualização de bombas e motores para soluções mais eficientes, seja por serem tecnologicamente mais avançadas ou por serem mais bem ajustadas ao sistema, muitas vezes permitem economias de energia significativas. Porém, a sua concretização pode implicar maiores ou menores investimentos em função do sistema.

A utilização da flexibilidade energética, que pode ser caracterizada pela capacidade de um sistema adaptar a sua produção ou consumo de energia, sem comprometer o conforto e todas as necessidades, tanto da rede como do consumidor, em resposta a sinais externos [6], assume-se como parte integrante para a resolução do desequilíbrio entre geração e consumo, de modo ter uma rede elétrica estável e confiável [7]. No caso da flexibilidade do lado da procura, esta traduz a capacidade de um equipamento alterar o seu consumo de energia beneficiando o consumidor e outras entidades. Por exemplo, a flexibilidade energética existente poderá ser utilizada para aumentar o consumo de energia elétrica de um equipamento em períodos associados a tarifas mais reduzidas e com o objetivo de diminuir o consumo durante períodos mais caros. Neste contexto, o conceito de flexibilidade energética, utilizado no presente trabalho, pode contribuir para a redução dos custos energéticos associados ao consumo energético que habitualmente ocorrem devido às referidas bombagens [8].

1.1 Enquadramento

A utilização da flexibilidade energética com vista à redução de custos energéticos é um tema de grande interesse e que tem despertado a atenção das empresas responsáveis pelos abastecimentos de água, sobretudo porque a redução de custos com as bombagens pode representar ganhos económicos imediatos [9]. Neste contexto, o desenvolvimento deste trabalho insere-se numa perspetiva de redução de custos monetários associados aos consumos energéticos, tendo por base a metodologia que se apresenta no capítulo 3, para

avaliar técnica e economicamente o aumento da capacidade de armazenamento de água em reservatórios associados a estações elevatórias, onde a flexibilidade energética disponibilizada pelos grupos de bombagem é explorada com o objetivo de reduzir custos com a energia elétrica, desviando as bombagens nos períodos em que as tarifas são mais caras para períodos em que as tarifas são mais baixas. A metodologia é aplicada a um estudo de caso associado à empresa EPAL - Empresa Pública das Águas Livres.

A EPAL - Empresa Pública das Águas Livres é responsável pelo abastecimento de água à cidade de Lisboa. O seu mercado na prestação dos serviços de abastecimento de água compreende uma área de 7.095 km², com 354.281 clientes diretos no município de Lisboa, 17 clientes municipais e 2 clientes multimunicipais, que representam, no seu todo, 35 municípios, envolvendo aproximadamente 2,8 milhões de consumidores. A redução de custos energéticos num dos seus principais recintos e que maior consumo de energia elétrica apresenta é uma forte motivação para o presente trabalho.

O sistema de produção e transporte da EPAL é constituído pelos subsistemas de Castelo de Bode, Tejo e Alviela, com uma capacidade nominal de produção que pode atingir mais de um milhão de m³/dia e uma capacidade de reserva de cerca de 370.000 m³, acrescida de cerca de 41.000 m³ associada ao sistema de Abastecimento Oeste. A fiabilidade dos sistemas é de extrema importância para se garantir o serviço contínuo no abastecimento. Deste modo, grande parte da rede de adução e de distribuição da EPAL possuem duplicações ou possibilitam efetuar transferências de caudal entre si, o que confere uma boa versatilidade e maior garantia dos serviços.

A água produzida é aduzida ao sistema por meio dos adutores de Castelo do Bode e do Tejo. No percurso até Lisboa e para entrega aos municípios clientes são ainda utilizadas outras importantes infraestruturas de transporte como o

aqueduto Alviela, o adutor Vila Franca de Xira-Telheiras, o adutor de Circunvalação e o adutor da Costa do Sol.

No recinto de Vila Franca é elevada a água para abastecimento à cidade de Lisboa e outros concelhos limítrofes. A água tem a sua origem na Barragem do Castelo de Bode e é tratada na maior e principal ETA gerida pela EPAL, a Estação de Tratamento de Água da Asseiceira. O recinto de Vila Franca de Xira é atravessado pelos principais sistemas de adução, estando dotado de três reservatórios de água, nomeadamente, RSV#1, RSV#2 e RSV#3, com as capacidades de armazenamento de 7.540 m³, 7.540 m³ e 28.575 m³, respetivamente, e duas Estações Elevatórias, (EE1 e a EE2). O recinto está ainda dotado de outras infraestruturas de apoio ao sistema de abastecimento e transporte, descritos na Figura 1.1.



Figura 1. 1 - Layout do Recinto de Vila Franca de Xira, Fonte: EPAL

A EPAL, no Recinto de Vila Franca de Xira, especificamente na morada, EE de Vila Franca Xira - Aceiro Bispos, Vila Franca De Xira, 2600-000 Vila Franca de Xira, tem atualmente contratado com a EDP Comercial, no ponto de entrega indicado, em AT (60kV), a potência de 8440 kVA. Esta potência serve essencialmente para alimentar as duas referidas estações elevatórias.

A Estação Elevatória n.º 1 tem a função de elevar a água até ao recinto de Telheiras, através do adutor de Vila Franca-Telheiras, construído em Betão Armado e com DN 1500 mm, numa extensão de aproximadamente 26 quilómetros. A estação está equipada com 6 grupos eletrobombas do tipo eixo vertical, cujos motores elétricos apresentam potência nominal unitária de 2MW, sendo que cada bomba tem a capacidade de elevar 3.474 m³/h a 148 m.c.a..

A Estação Elevatória n.º 2, que será objeto do estudo, tem a função de elevar água através do adutor de circunvalação, construído em ferro fundido dúctil, com diâmetros que variam entre DN 1800 mm e DN 1200 mm. A EE2 está equipada com 6 grupos eletrobombas do tipo bipartidas de eixo horizontal, cujos motores elétricos apresentam potência nominal unitária de 1750kW, cada bomba eleva 3.420 m³/h a 145 m.c.a..

A extensão deste adutor que se inicia na EE2 é de aproximadamente 47 quilómetros e termina no reservatório de Vila Fria que se situa em Oeiras/Porto Salvo. O adutor de Vila Franca-Telheiras e o adutor de Circunvalação podem ser interligados, o que permite maior flexibilidade na operação dos sistemas em caso de avaria ou necessidade de manutenção. Ao longo do sistema de adução existem diversos reservatórios, estações elevatórias e pontos de reforço de cloragem. Contudo, é no recinto de Vila Franca, onde se regista os maiores consumos de energia elétrica, necessários para aduzir a água para os restantes sistemas da cidade de Lisboa.

1.2 Objetivos

O trabalho que se pretende desenvolver é caracterizado pelos seguintes objetivos principais:

1. Definir as infraestruturas de um sistema de abastecimento de água típico, para melhor se compreender as várias etapas do processo de abastecimento, desde a captação até ao consumidor final e as implicações que existem em termos energéticos.
2. Compreender algumas das abordagens e metodologias que têm sido usadas para se reduzir os custos associados aos serviços de abastecimento de água, em particular os custos energéticos.
3. Desenvolver uma metodologia que por via da flexibilidade energética, associando um reservatório auxiliar para aumentar a capacidade de armazenamento, permita auxiliar o desenvolvimento de uma solução técnica e economicamente viável que reduza os custos energéticos associados às bombagens.
4. Aplicar a metodologia desenvolvida a uma estação elevatória, no caso concreto a Estação Elevatória n.2 que se localiza no recinto de Vila Franca de Xira, propriedade da empresa EPAL - Empresa Portuguesa das Águas Livres, S.A. sem que sejam alterados equipamentos e infraestruturas existentes ou a operação da estação, mantendo as regras de controlo sem comprometer a exploração.
5. Avaliar o melhor aumento da capacidade de armazenamento, através de uma análise técnica e económica sobre os volumes dos reservatórios auxiliares suportada pela referida metodologia.

Para a elaboração do estudo são utilizados dados reais de exploração do ano de 2019 e as restrições espaciais existentes. Numa perspetiva de aproveitamento das infraestruturas em exploração, nomeadamente a conduta adutora e as caixas de manobra existentes, a localização do reservatório auxiliar a considerar para o aumento da capacidade de armazenamento é contíguo ao reservatório existente

na localidade de A-dos-Bispos, na coordenada geográfica 38°56'46.1"N 9°01'11.7"W, constituído por duas células de 17.500 m³ cada, perfazendo atualmente uma capacidade total de armazenamento de 35.000 m³.

1.3 Organização da dissertação

A dissertação está dividida em cinco capítulos, sendo o primeiro a introdução do documento, onde são apresentadas as motivações para a realização do trabalho com o tema indicado e também é dado um enquadramento sumário da empresa EPAL, a entidade gestora do sistema de abastecimento da cidade Lisboa.

No segundo capítulo apresenta-se a revisão bibliográfica de literatura existente e as metodologias que foram usadas por autores que trataram temas relacionados com a presente dissertação e que envolve redução de custos em sistemas de abastecimento.

No terceiro capítulo define-se o problema sobre o consumo energético existente em sistemas de bombagens, propõe-se uma solução para a redução dos custos energéticos associado às bombagens e apresenta-se a metodologia desenvolvida, que usa a flexibilidade energética disponibilizada pelos sistemas de bombagens e explora o aumento da capacidade de armazenamento dos reservatórios.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos com a simulação realizada e respetivas análises associadas ao estudo de caso supracitado, fazendo-se a comparação entre vários cenários que foram considerados.

No capítulo 5 apresentam-se as conclusões, referindo as contribuições que resultaram da investigação reportada e o trabalho futuro.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Sistemas de distribuição de água

Os sistemas de distribuição de água potável são constituídos por um conjunto de infraestruturas para captar, tratar, armazenar e distribuir a água através de uma rede de condutas. Associado a essas infraestruturas estão reservatórios, grupos eletrobombas e outros equipamentos específicos destinados a produzir água com características adequadas ao consumo humano. Dependendo da dimensão do Sistema de Abastecimento, maiores ou menores serão o conjunto das infraestruturas usadas na produção e transporte dos volumes de água a distribuir, sendo que a qualidade dessa água está intimamente ligada às origens na sua captação e ao tipo de tratamento aplicado nas estações de tratamento de água. Contudo, a qualidade mínima para consumo humano é estabelecida com as legislações existentes para o setor, em particular o Decreto-Lei n.º 306/2007, de 27 de agosto, e o Decreto-Lei n.º 152/2017, de 7 de dezembro.

Apesar dos avanços tecnológicos no setor, a produção de água para abastecer grandes aglomerados populacionais continua a depender essencialmente das Estações de Tratamento de Água (ETAs), sejam elas convencionais ou modernizadas com outras tecnologias no processo de tratamento. Não sendo objetivo do trabalho abordar essas tecnologias, considerou-se nesta dissertação os sistemas de abastecimento típicos e que são a maioria dos sistemas existentes em Portugal.

Assim, de um modo geral, os equipamentos que constituem os sistemas de abastecimento estarão associados a uma captação de água, seja ela subterrânea ou superficial, transporte da água através de conduta adutora, tratamento em ETA, transporte de água tratada, armazenamento em reservatórios e distribuição às populações. Por trás destes processos está sempre de forma intrínseca o uso de energia elétrica, seja para elevar água para pontos mais altos ou para distribuir o que só por si introduz custos no preço final da água ao consumidor, sendo que os custos com energia chegam a representar 50 % dos custos operacionais das entidades gestoras [5].

Os sistemas de abastecimento de água geralmente podem ser divididos em grandes grupos [10], tal como ilustrado na Figura 2.1:

- Origem → Captação
- Estação de tratamento
- Aduadoras
- Estações Elevatórias (EE)
- Reservatórios
- Redes de distribuição



Figura 2. 1 - Representação ilustrativa dos processos típicos dos SAA

□ Origem → Captação

A origem da água é o local onde se pretende captar água para abastecimento. As principais fontes de captação são superficiais ou subterrâneas, embora também se possa coletar a água da chuva com determinada finalidade. A origem da água pode ter várias proveniências, pelo que, deve-se ter em conta sempre a qualidade dessa água sob o ponto de vista sanitário [10].

A captação é uma das infraestruturas mais importantes nos Sistemas de Abastecimento de Água (SAA), pelo facto de ser o local onde será retirada a água em quantidade necessária e suficiente para ser tratada e distribuída. A sua qualidade para consumo humano estará sempre dependente da origem e da infraestrutura projetada para o efeito. Exemplos de tais origens incluem:

- *Água Pluvial* - Água captada pelos telhados e encaminhada para cisternas, com o intuito de consumo individual. Também pode ser coletada em superfícies especialmente concebidas para o efeito, depois encaminhadas para reservatórios com o objetivo de abastecer uma pequena comunidade.
- *Água Superficial* - Cursos de água de rios, ribeiras, lagos em condições de ser captada e tratada com custos económicos aceitáveis. Outra origem superficial é a

água do mar que obriga a custos elevados para remoção parcial ou total dos sais dissolvidos, quando é a única origem de água existente.

- *Água Subterrânea* - Água captada em aquíferos com capacidade de armazenamento e recarga. A captação pode ser feita a diferentes profundidades, podendo inclusivamente ser recolhida à superfície (este é o caso de nascentes ou de furos artesianos).

A captação é o conjunto de infraestruturas e equipamentos instalados junto as origens de água, com o objetivo de retirar água e enviar para um sistema de abastecimento. [10]. O transporte de água desde da captação até ao sistema de abastecimento pode ser feita de forma gravítica ou com recurso a bomba de água para elevar a água.

Estação de Tratamento

As instalações de tratamento têm por finalidade proceder às correções necessárias para que as características físicas, químicas e bacteriológicas da água tratada sejam as de uma água própria para consumo humano. Em [10], a ETA - Estação de Tratamento de Água é o conjunto de infraestruturas e equipamentos destinados a eliminar todas as substâncias indesejáveis ou tóxicas da água para que tenha as características adequadas ao consumo humano. Em [11], define-se no seu artigo 64º que os processos de tratamento de maior importância numa ETA são a sedimentação, coagulação, filtração, desinfecção, correção da dureza ou acidez e arejamento. As instalações podem ser de diferentes tipos tratamento, nomeadamente:

- a) Físico e desinfecção;
- b) Físico-químico com desinfecção;
- c) Físico-químico com afinação e desinfecção.

□ Adutoras

Segundo [12], a origem da palavra adução (latim *adductio*, acção de conduzir), determinou a sua escolha como termo técnico que designa o conjunto de obras destinadas a transportar a água desde a origem até à distribuição. O ato de aduzir a água desde a origem até ao destino pode ser feito por canais e galerias em superfície livre, ou em condutas. Quando o transporte da água é feito por condutas, o escoamento pode processar-se por ação da gravidade ou por bombagem.

□ Reservatórios

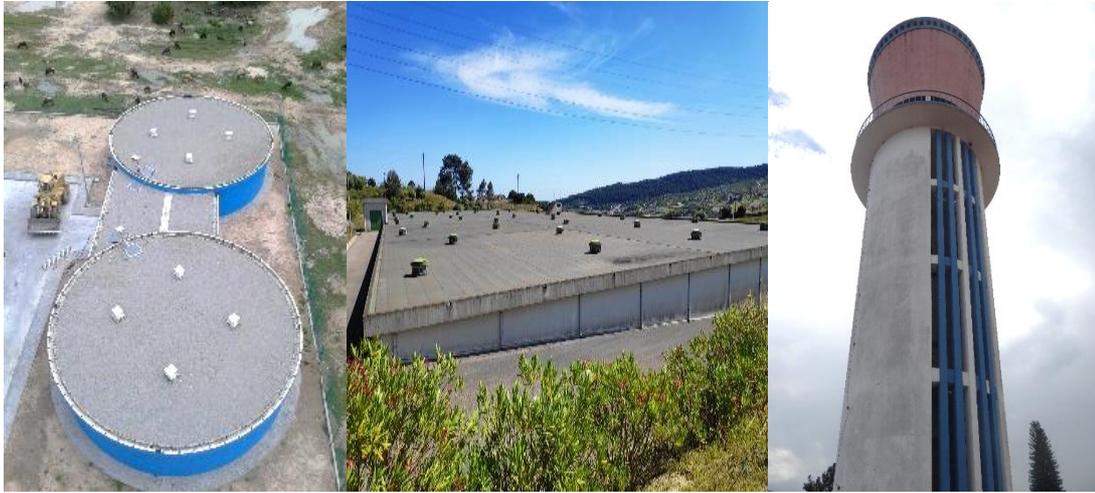
Os reservatórios são considerados órgãos de extrema importância nos SAA pois permitem armazenar a água para diversos fins, bem como, permitem uma distribuição de água de forma controlada. Em [11] define-se, no seu artigo 67.º, que os reservatórios têm as seguintes finalidades:

- a) Servir de volante de regularização, compensando as flutuações de consumo face à adução;
- b) Constituir reservas de emergência para combate a incêndios ou para assegurar a distribuição em casos de interrupção voluntária ou acidental do sistema de montante;
- c) Equilibrar as pressões na rede de distribuição;
- d) Regularizar o funcionamento das bombagens.

Dependendo da sua configuração, os reservatórios podem ser classificados em quatro tipos principais:

- Enterrado (quando completamente embutido no terreno);
- Semienterrado ou semiapoiado (nível do líquido com uma parte abaixo do nível do terreno);
- Apoiado (laje de fundo apoiada no terreno);
- Elevado (reservatório apoiado em estruturas de elevação);

A figura 2.2 ilustra exemplos de configuração de reservatórios para abastecimento de água (imagens recolhidas pelo autor).



1. Reservatório apoiado, província do Cunene, Angola.

2. Reservatório semienterrado em Á-dos-Bispos, Vila Franca de Xira.

3. Reservatório elevado, província de Uíge, Angola.

Figura 2. 2 - Exemplos de configuração de reservatórios de água para abastecimento.

Em [12], a maior parte das vezes os reservatórios têm funções de volantes de regularização, ligados diretamente às redes de distribuição de água, o que permite compensar as flutuações do consumo face a um regime constante ou intermitente do sistema de adução. Por vezes, a alimentação de uma rede é feita, nos períodos de ponta de consumo, a partir de dois reservatórios (i.e., o principal no final da adução, e o outro de extremidade, a cota inferior à do primeiro e alimentado através da rede nos períodos de fraco ou nulo consumo).

□ Estações Elevatórias

As estações elevatórias (EE) são dos componentes mais importantes num sistema de abastecimento de água. Dependendo da complexidade do sistema uma EE pode ser utilizada em qualquer das fases do processo, desde da captação, adução e tratamento à distribuição de água. [10].

A principal função das EE é elevar a água bruta ou tratada, recorrendo a um conjunto de bombas das mais variadas tipologias (em função dos caudais e desníveis geográficos), para pontos mais altos. As EEs consistem num grupo de

bombas (centrífugas ou de outro tipo) cuja função é a de bombear água, seja esta bruta ou tratada, entre dois pontos onde o segundo se encontra a uma maior altitude que o primeiro (normalmente) para que possa ser armazenada em reservatórios ou em caso de água bruta para uma estação de tratamento de água (ETA). A figura 2.3 ilustra a Estação Elevatória n.º2 em Vila Franca de Xira, vista do exterior e interior, constituída essencialmente pelos circuitos hidráulicos (aspiração e compressão) e grupos de elevação.



1. Vista exterior da estação elevatória n.2, Vila Franca de Xira.

2. Vista interior da estação elevatória n.2, Vila Franca de Xira.

3. Grupo de elevação n.º 5 (motor + bomba) da EE n.2, Vila Franca de Xira.

Figura 2. 3 - Estação Elevatória em Vila Franca.

□ Redes de distribuição

Uma rede geral de distribuição de água pode ser definida como um sistema de tubagens e elementos acessórios instalados na via pública, em terrenos da entidade distribuidora ou em outros sob concessão especial, cuja utilização interessa ao serviço público de abastecimento de água potável. A partir desta rede geral são alimentados, por meio de ramais de ligação¹, os diversos edifícios ou instalações a servir. São igualmente servidos, a partir das redes gerais de distribuição de água, os seguintes equipamentos/sistemas:

- As mangueiras ou motobombas dos serviços de bombeiros, através de hidrantes (bocas de incêndio e marcos de água);

¹ Define-se ramal de ligação como a tubagem que assegura o abastecimento predial de água, desde a rede pública até ao limite da propriedade a servir, em boas condições de caudal e pressão

- As mangueiras para alimentação de caminhões-tanque para utilização pública e para a lavagem de ruas e rega de espaços verdes, através de bocas de rega e de lavagem;
- Os sistemas de rega dos espaços verdes;
- Os fontanários, bebedouros e outros pontos de utilização de água.

2.2 Redução de custos em sistemas de distribuição de água

A redução dos custos nos sistemas de abastecimento de água é um desafio constante para qualquer empresa do setor, uma vez que o preço do serviço prestado depende fortemente dos custos de produção, em particular da energia que é necessário despende para captar, tratar, elevar e distribuir a água. As perdas de água e a ausência de otimização dos SAA em especial nas bombagens são fatores que muito contribuem para o aumento dos custos de captação, tratamento e distribuição. Neste contexto, a revisão da literatura apresentada nesta secção encontra-se dividida em três categorias, que correspondem aos fatores que mais contribuem para a alteração dos referidos custos, nomeadamente: perdas de água, melhoria da eficiência energética e a alteração dos perfis de consumo de energia.

2.2.1 Perdas de Água

As perdas de água nas redes de abastecimento representam um dos grandes problemas económicos com que as entidades gestoras se deparam devido aos elevados custos imediatos para as empresas, principalmente pela energia despendida para elevar a água, pelos reagentes aplicados nos diversos processos de tratamento, pelo desperdício em si e por questões ambientais. Além disso, as perdas físicas de água podem provocar estragos ou danos dependendo onde ocorram as fugas e a quantidade de água perdida.

Para o senso comum as perdas nos sistemas de abastecimento resultam da deficiente qualidade ou degradação das infraestruturas, dando origem a perdas físicas de água. Em [10], Tsutiya (2006), reforça que o conceito de perda deve ser mais abrangente e não se deve limitar apenas a água produzida e que no seu percurso de transporte até ao cliente final foi perdida, uma vez que a água pode

ser entregue ao consumidor final e contudo não ser faturada por alguma ineficiência, o que se traduz em perda comercial para a empresa. Desta forma, no conceito perdas de água há que identificar dois tipos de perdas:

- Perdas Reais
- Perdas aparentes

Segundo a IWA - International Water Association [13], a definição das perdas reais corresponde às perdas físicas de água produzida que não chega ao consumidor final, devido a ocorrência de fugas nas adutoras, redes de distribuição e reservatórios. A mesma associação define as perdas não-físicas como perdas aparentes, correspondendo aos volumes de água entregues ao consumidor mas que são incapazes de gerar receita para as entidades gestoras dos sistemas de abastecimento de água, onde se inclui todos os tipos de imprecisões associadas às medições da água produzida, da água consumida e o consumo não autorizado (por furto ou uso ilícito). As perdas reais por defeito são sempre muito superiores às perdas aparentes, uma vez que estas últimas resultam principalmente de erros de medição dos medidores de caudal [10] [14]. No caso das perdas reais os fatores que mais contribuem são as roturas nas condutas de transporte e na rede de distribuição, devido a deterioração de material, deficiente operação dos sistemas, que resulta em aumento de pressões que podem originar danos em infraestruturas de tratamento, e fugas de água não controladas em condutas.

De modo geral todas as perdas (reais ou aparentes) são perdas económicas para as empresas, o que pode resultar em maiores ou menores custos de produção em função dessas mesmas perdas, o que permite também avaliar a ineficiência do sistema de distribuição de água, sendo que o relatório da ERSAR em parceria com a Agência para a Energia [5], indica que os serviços de abastecimento de água às populações registam perdas reais de água e volumes de água não faturada superiores a 20 % e 30 % do total de água captada, respetivamente.

Pelas razões indicadas, o combate às fugas de água é sem dúvida uma preocupação permanente das entidades gestoras dos SAA. A constante

necessidade de racionalização dos custos afetos ao processo de produção e transporte, a imposição de sistemas de gestão mais eficientes, os diversos requisitos ambientais e a existência de um sector regulado, obrigam as organizações a adotar medidas de combate às perdas de água nos seus sistemas de abastecimento.

Numa perspetiva de otimização do uso da água e da avaliação da eficiência no uso da água, foi criado o Programa Nacional para o Uso Eficiente da Água (PNUEA) em 2012, com o objetivo de ser implementado até 2020. O programa pretende contribuir para uma nova abordagem aos temas da água em Portugal, no quadro do conceito de desenvolvimento sustentável. Com efeito, foi orientado segundo políticas que visam o uso eficiente, racional e parcimonioso do recurso água e a preservação da sua boa qualidade ecológica, para que Portugal possa dispor dos recursos hídricos de que necessita num horizonte transgeracional [15].

A média nacional registada para perdas económicas nos sistemas de abastecimento em baixa em 2017 e 2018 era de 30,2% e 29,4% respetivamente [16] devido à água que, apesar de ser captada, tratada, transportada, armazenada e distribuída, não chega a ser faturada aos utilizadores. A ERSAR, indica no seu relatório anual de 2018 [17] que uma empresa de distribuição de água em baixa presta uma qualidade de serviço boa quando a percentagem de água não faturada situa-se entre 0 e 20%, quando as perdas económicas situam-se entre 20% e 30%, considera que a empresa presta qualidade de serviço mediano e acima dos 30% de perdas, classifica o serviço como insatisfatório.

No mesmo relatório de 2018, a ERSAR conclui que a percentagem da média nacional de água não faturada no serviço prestado em alta, no valor de 4,9% é boa, uma vez que os valores de referência para a qualidade do serviço no que toca a perdas de água em alta apresenta a seguinte escala: entre [0 - 5%] considerada boa, entre [5 a 7.5%] mediana e acima de 7.5% insatisfatória.

A deteção das fugas é fundamental para a gestão adequada e eficiente dos sistemas de distribuição de água, sendo que muitas abordagens e muitos estudos têm sido apresentados sobre a problemática das fugas nas redes de abastecimento. Também ao nível dos materiais que constituem as redes há cada vez mais investigação no desenvolvimento de tecnologias na fabricação de tubos

e condutas que influenciam a probabilidade de ocorrências de ruturas. Em Morosini et al. apresentaram em [18] metodologia para identificação de zonas onde poderão ocorrer roturas através de calibração de modelo de simulação hidráulica usando os dados de pressão e a variação dos valores de rugosidade nas tubagens.

Contudo, o desempenho das metodologias sustentadas na modelação da rede para prever roturas é, em alguns casos, considerado insuficiente, tendo em conta os elevados custos de energia que estão associados aos sistemas nos seus vários processos, pelo que, para tornar o serviço mais eficiente, a abordagem não deve ficar apenas no conhecimento e gestão da rede. Diversas tecnologias têm sido aplicadas pelas Entidades Gestoras dos SAA para detetar e diminuir as perdas nas redes de distribuição.

Helmbrecht et al. em [19] apresentaram um estudo para melhorar a eficiência das redes de abastecimento sobretudo no que toca as perdas de água e dispêndio de energia. A metodologia aplica inteligência artificial para prever os consumos de água e deteção de eventos na rede de distribuição através de simulação hidráulica, o que permite a parametrização dos grupos de elevação para um funcionamento baseado nas necessidades reais de consumo.

A integração da informação e a respetiva análise dos dados provenientes do SCADA, recorrendo a técnicas de inteligência artificial demonstrou ser vantajosa face as abordagens clássicas assentes em modelos matemáticos, por outro lado a solução “Smart” apresentada oferece uma forma flexível de se realizar análises necessárias para realizar uma gestão holística da rede, o que permite a EG - Entidade Gestora tomar decisões operacionais sobre eventos que sucedem diariamente na rede.

O Grupo AdP - Águas de Portugal, através das suas empresas, tem vindo a promover medidas de controlo de perdas, que passam por uniformizar a forma de proceder no que toca à avaliação das perdas de água e da água não faturada, bem como criar estratégias que promovam maior eficiência, aplicando metodologia de controlo ativo sobre as perdas.

A nível nacional a EPAL, tem vindo a ser o timoneiro na busca de soluções e técnicas que possam detetar e reduzir as perdas nos sistemas de abastecimento de água. Datam de 1850 as primeiras atividades de sondagens acústicas, vulgarmente apelidadas de “escutas”, para procurar evidências de fugas em ramais ou condutas enterradas. Ao longo dos 150 anos que passaram diversas outras tecnologias foram introduzidas conforme elucida a figura 2.4, para maior eficiência no controlo ativo das perdas. O primeiro método desenvolvido, neste âmbito, baseava-se nos mesmos princípios que são aplicados hoje em dia. Com efeito, era então usada uma vara de madeira que, uma vez colocada sobre a conduta ou qualquer acessório da rede, permitia ao operador escutar o som de uma eventual fuga de água [15].



Figura 2. 4 - Evolução cronológica das técnicas de deteção de fugas (Fonte: [15])

Até ao ano de 2005 o sistema de abastecimento de água em Lisboa tinha perdas na ordem dos 25%, altura em que a EPAL traçou objetivos de reduzir até 2010 as perdas para 15%, com base em seis vetores de atuação. A empresa investiu cerca de 2 milhões de euros, para a construção de pontos de monitorização, instalação de medidores de caudal e equipamentos de telemetria, reestruturação das ações de deteção de fugas, a organização e formação de equipas para a análise da rede e o desenvolvimento do modelo hidráulico da rede de distribuição, bem como no desenvolvimento da aplicação informática WONE - *Water Optimization for Network Efficiency*. Os seis vetores de atuação que serviram de pilar para a concretização dos objetivos traçados foram os seguintes:

- Setorização e monitorização em contínuo da rede (ZMC);

- Desenvolvimento de sistemas de análise utilizando recursos internos;
- Otimização do processo de Controlo Ativo das Fugas;
- Melhoria contínua baseada na experiência e nos resultados;
- Processo de análise simples e eficaz face à complexidade dos sistemas de distribuição;
- Enfoque no essencial e controlo efetivo de custos.

O investimento realizado pela EPAL entre os anos de 2005 e 2013 para concretizar os objetivos traçados, resultou em maior eficiência do serviço prestado, com redução de perdas de água de 23,5% existente em 2005 para cerca 1/3 em 2013, conforme apresentado na figura 2.5, o que permitiu uma redução acumulada da água não faturada na rede de distribuição da cidade de Lisboa de cerca de 98 milhões de metros cúbicos de água que deixaram de entrar na rede de distribuição, volume que corresponde, considerando o preço da venda de água, a uma valorização da ordem de 48 milhões de euros. Estes valores incorporam uma redução global, no mesmo período, de 57 milhões de kWh no consumo de energia e de 5,7 milhões de toneladas de reagentes químicos necessários à produção de água potável [15].

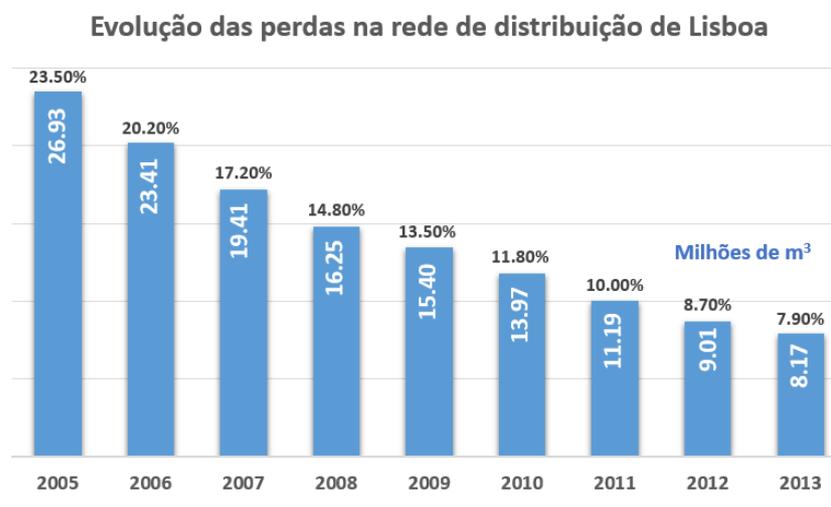


Figura 2. 5 - Evolução das perdas na rede de distribuição de Lisboa (Adaptado: [15])

Face aos resultados obtidos pela EPAL, boa parte das empresas gestoras dos SAA do Grupo AdP replicaram as boas práticas implementadas pela EPAL no que toca à gestão e tratamento de perdas nos seus sistemas de abastecimento,

onde sobressai a necessidade de setorização das redes através de criação de ZMC - Zonas de Monitorização e Controlo, associada à construção de um modelo hidráulico para uma melhor compreensão do funcionamento da rede, de forma a otimizar o seu funcionamento. Para melhores resultados na diminuição efetiva das perdas na rede foram realizadas diversas campanhas de sensibilização sobre a problemática e que culminaram na publicação da edição técnica de 2017 sobre o tema "Controlo Ativo das Perdas" [15], promovida pela EPAL, onde são enfatizadas a importância da diminuição da duração das perdas através da rápida intervenção sobre as fugas detetadas, bem como a melhoria da qualidade das reparações e gestão das pressões da rede.

Quanto às metodologias aplicadas no controlo ativo das perdas aparentes, estas incluem diversas vertentes que vão desde a gestão cuidada do parque de contadores, à implementação de uma política de combate aos consumos não autorizados, ao controlo e análise dos dados recebidos e ao controlo do manuseamento e integridade dos dados de faturação.

2.2.2 Melhoria da Eficiência Energética

Eficiência energética é uma forma de gerir e restringir o crescimento do consumo de energia, sendo que algo é mais energeticamente eficiente, se oferecer mais serviços para o mesmo consumo de energia, ou os mesmos serviços para um menor consumo de energia [20]. As projeções existentes sobre o consumo de energia até ao ano de 2040 elucidam bem a necessidade premente das indústrias rapidamente adotarem elevada eficiência nos seus processos, onde se insere o setor do Águas. Nos dados apresentados [21], o consumo mundial de energia em todo o setor industrial deverá aumentar em média 1,2% ao ano.

Um dos fatores que maior custo introduz nas empresas gestoras dos sistemas de distribuição de água é sem dúvida o consumo de energia elétrica associada aos grupos de bombagem instalados nas estações elevatórias, necessários para elevar a água para pontos mais altos. Em 2018, para a EPAL, este custo da eletricidade representou cerca de 61% da componente total dos resultados obtidos para os FSE - Fornecimentos e Serviços Externos [22].

O recente estudo da ADENE - Agência para a Energia [17], indica que o setor das águas em Portugal é responsável por um consumo de energia elétrica superior a 1000 GWh/ano, valor correspondente a mais de 2 % do consumo anual de energia elétrica do país (em média). De acordo com dados da Agência Internacional da Energia, os serviços de abastecimento de água e de saneamento de águas residuais são responsáveis por 4 % do consumo mundial de energia, correspondendo os custos energéticos a cerca de 30 a 50 % dos custos totais incorridos pelas entidades gestoras a nível mundial.

Diversas abordagens e trabalhos têm sido apresentados no sentido de reduzir custos associados aos serviços de abastecimento, principalmente devido ao funcionamento dos grupos de bombagem não estar muitas vezes otimizado para a exploração [23]. Em [24] M. Fantozzi et al. apresentaram na 12ª Conferência Internacional de Computação e Controlo para a Indústria da Água uma arquitetura inicial da aplicação informática, denominada de ICeWater, uma solução integrada, que visa apoiar a tomada de decisão (DSS - Decision Support System).

A referida aplicação, financiada por um projeto da EU, correlaciona cinco módulos desenvolvidos (1. *Water Loss Management* (WLM) 2. *Water Operation Support* (WOS) 3. *Water Supply System Planning* (WSSP) 4. *Water Demand Management* (WDM) 5. *Water Asset Management* (WAM)) dedicados às principais áreas de gestão operacional dos sistemas de abastecimento, para otimizar a rede em tempo real através de modelação hidráulica.

Recorrendo aos instrumentos de campo e sensores para monitorizar as pressões e consumos na rede, otimiza-se o funcionamento dos grupos de elevação em tempo real, o que possibilita a deteção de forma rápida fugas e perdas na rede, potenciando elevado desempenho e redução de custos de energia quer pela diminuição das bombagens quer pela diminuição das perdas, a figura 2.6 mostra as correlações aplicadas na criação da solução ICeWater para Gestão Eficiente de Recursos Hídricos.

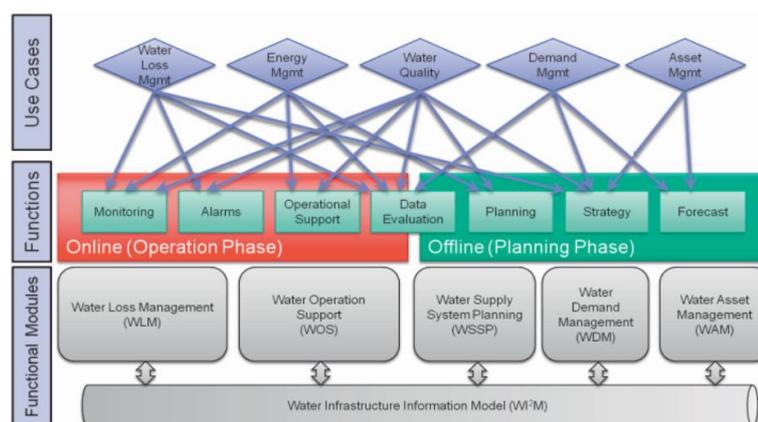


Figura 2. 6 - Interligação módulos do IceWater DSS (Fonte: [24])

Apesar da tecnologia usada em muitas das empresas de abastecimento e da inovação que se aplica nos diversos serviços, seja na operação usando a automação ou na monitorização e controlo dos sistemas, a abordagem que tem vindo a ser feita na gestão dos recursos tecnológicos é fragmentada [24], uma vez que a falta de integração leva com que as soluções funcionem de forma individual, o que dificulta a compreensão a modelação dos sistemas de abastecimento num todo, e conseqüentemente diminui o potencial para uma otimização global.

No que toca ao aumento da eficiência dos grupos de bombagem, para uma redução do consumo de energia, a técnica apresentada no IceWater para evitar o funcionamento dos grupos em regime constante e a potência nominal, passa por otimizar o funcionamento dos grupos através da regulação da frequência de alimentação dos motores que equipam as bombas.

A setorização da rede e criação de Zona de Monitorização e Controlo (ZMC) para controlo de perdas é um método que tem sido usado por diversos autores para resolver problemas operacionais das redes [25], como ferramenta para otimizar o modelo hidráulico são usadas aplicações específicas como o EPANET. Também a EPAL usa metodologia que assenta em ZMC que consiste na colocação de válvulas de seccionamento, reguladoras de caudal ou de pressão e medidores de caudal em zonas estratégicas previamente estudadas, de modo a ser possível sectorizar zonas, controlar pressões, monitorizar caudais de entrada e saída de água, bem como os perfis de consumo.

A gestão eficiente da energia elétrica que é usada num sistema de abastecimento pode reduzir os custos significativamente para as empresas. A abordagem apresentada no IceWater DSS para implementar a solução para interligação dos módulos pretendeu demonstrar que integrando os diversos serviços nos modernos SAA é possível economizar custos com a energia, com base em decisões operacionais em tempo real, decisões estas que são orientadas para a eficiência dos sistemas.

Para a integração e tratamento dos dados de monitorização a EPAL desenvolveu a aplicação WONE - *Water Optimization for Network Efficiency* [26], que tem por base o EPANET para modelação hidráulica da rede, a aplicação produz uma análise estatística de indicadores de desempenho das ZMC incluindo caudais mínimos e máximos diários, volume total diário e perdas noturnas recuperáveis, variações de pressão e alarmes.

Diversas outras técnicas têm vindo a ser implementadas, com o objetivo de redução dos custos energéticos nos sistemas de abastecimento, onde se inclui os arrancadores suaves e, mais recentemente, o controlo dos grupos através da variação de frequência dos motores das bombas de elevação, a par desta técnica e para melhor otimização dos grupos de funcionamento pode-se complementar com:

- A verificação periódica da eficiência dos grupos, promovendo a substituição das bombas com baixa rendimento;
- Análise das necessidades de bombagem em função dos padrões de consumo;
- Otimização do armazenamento de água nos reservatórios para os períodos em que as tarifas sejam mais baixas.

Os Sistemas de Abastecimento de Água requerem uma pressão adequada para fornecer água a todos os consumidores, sendo que o recurso para superar o fornecimento em zonas de maiores pressões são as estações elevatórias. Estudos têm mostrado que a energia consumida nos processos de bombagem representa cerca de 3% do consumo global de energia e desse consumo cerca de 25% é devido a ineficiências das bombagens [27].

Os sistemas elevatórios integrados em sistemas de abastecimento de água são, fundamentalmente, controlados pela variação dos níveis de água dos reservatórios de regularização a que estão associados, sendo esses níveis dependentes da operação do sistema, mas também dos consumos de água verificados nas redes de distribuição, porém a eficiência global de um sistema elevatório depende da capacidade de adequação às necessidades de bombagem, mesmo que o equipamento instalado apresente um bom nível de eficiência para o seu ponto de funcionamento[28].

A literatura mostra que o uso de variadores de velocidade nos sistemas de bombagem permite aumentar a eficiência dos grupos de elevação e obter reduções de consumo de energia, o estudo realizado e publicado em [1], acerca da eficiência dos sistemas de bombagem com recurso a arrancadores suaves ou variadores de frequência, comparou o modo de funcionamento de cinco grupos de bombagem a operar em contínuo, ligados por variadores de frequência e a correspondente modelação em função da procura, com grupos a trabalharem com arrancadores suaves em modo on-off, sendo o objetivo fornecer caudal e reduzir o tempo de funcionamento dos grupos. O resultado da comparação demonstrou uma redução dos custos energéticos na ordem de 15% por se ter reduzido o período de bombagem, o que indica que o ganho da eficiência no uso de um ou outro equipamento depende de uma análise individual de cada sistema e não apenas pelo uso de variadores eletrónicos de velocidade.

A aplicação de variadores eletrónicos de velocidade (VEV) em sistemas de bombagem de facto tem sido largamente utilizado pelas EG, para reduzir custos energéticos. A ERSE aprovou o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC 2008) [29], e a ADENE com base no plano aprovado promoveu medidas de apoio a aplicação de VEV, que visava a redução da energia no setor Ambiente, mais especificamente em sistemas de bombagem das empresas que operam na indústria transformadora, nomeadamente em Estações de Tratamento de Água/Águas Residuais. Para o efeito foram selecionadas 30 empresas do setor do ambiente que na sua instalação tivessem motores elétricos inferiores a 55kW (com extensão posterior até 160 kW).

No sentido de se verificar os ganhos económicos, foram medidos previamente os consumos energéticos dos motores antes da instalação dos VEV, de modo a aferir-se posteriormente a economia obtida após instalação dos equipamentos nas respetivas empresas que participaram no referido programa. O objetivo do programa, que consistiu na instalação de 60 variadores eletrónicos de velocidade em motores elétricos com a finalidade de se obter uma redução média de 25% do consumo de energia elétrica nos equipamentos associados a bombagem e ventiladores, resultou numa poupança energética total de 5,29 GWh para o conjunto das 30 empresas que participaram no programa, o que se traduziu em 395.692€ de ganho económico, com o consumo medio a reduzir-se em 40,6% [30].

Para além dos ganhos económicos que resultam da redução do consumo de energia nos SAA, pela otimização e modelação do funcionamento dos grupos de bombagem na EE, tornando os sistemas mais eficientes, através da previsão do consumo [31], e consequente redução de custos. Também podem ser contabilizados outros benefícios em termos ambientais pela diminuição das perdas, controlo da pressão na rede, o que contribui para a redução de fugas não controladas e redução da carga nos esgotos visto que a água perdida normalmente infiltra-se no sistema de saneamento aumentando o caudal afluente às Estações de Tratamento de Águas Residuais [32].

2.2.3 Alteração dos Perfis de Consumo de Energia

Os reguladores europeus da energia definem a flexibilidade como sendo a capacidade do sistema elétrico responder às flutuações de oferta e procura enquanto, ao mesmo tempo, mantém a confiabilidade do sistema [33]. Consideram que uma abordagem de alto nível, harmonizada e baseada em princípios para sustentar o quadro regulamentar em relação a facilitar a flexibilidade é a forma ideal de fornecer um sistema de eletricidade mais acessível, seguro e eficiente. Neste contexto, a flexibilidade energética disponível do lado da procura deve ser caracterizada e utilizada para suportar o funcionamento dos sistemas de potência respeitando as necessidades das entidades que a disponibilizam.

Diversa literatura tem sido apresentada para caracterizar a flexibilidade energética, em particular a que se relaciona com os edifícios e as abordagens dependem normalmente, do objetivo da investigação e da definição de flexibilidade de cada investigador. Em [34] apresenta-se metodologia para caracterizar a flexibilidade energética como uma função dinâmica, uma vez que considera questionável a forma comum de caracterizar a flexibilidade energética como uma função estática a cada instante de tempo.

A metodologia apresentada em [35], considera a flexibilidade de um sistema específico como a capacidade de deslocar o consumo de uma certa quantidade de energia elétrica no tempo, onde o aumento significativo da distribuição da energia com recurso a fontes renováveis, caracterizadas por operação intermitente, altera o panorama energético dos sistemas de energia e faz com que a flexibilidade do lado da procura tenha um papel cada vez mais preponderante nos atuais sistemas energéticos.

Sobre a flexibilidade energética disponibilizada pelos edifícios, uma revisão simplificada foi apresentada em [36] para identificar as diversas abordagens para avaliar a flexibilidade energética dos edifícios, verificou-se que a flexibilidade energética é avaliada com base no desvio do consumo de eletricidade em diferentes cenários, assumindo custos específicos relacionados com eletricidade ou esquemas de conforto térmico.

Uma revisão detalhada sobre diversas metodologias que caracterizam a flexibilidade energética apresentada em [6], concluiu que embora essas metodologias difiram em vários aspetos, três propriedades comuns são identificadas, nomeadamente: i) a flexibilidade temporal; ii) a taxa à qual as mudanças no consumo de energia são feitas; e iii) os custos de utilização da flexibilidade energética. A flexibilidade temporal é definida como a capacidade de um sistema de deslocar sua procura ou fornecimento de energia no tempo [37].

Muitas estações elevatórias trabalham em más condições e desperdiçam grandes quantidades de energia, funcionando por vezes pela experiência adquirida na gestão dos sistemas de bombagem. A otimização do funcionamento dos grupos em função da procura contribui para a redução de custos energéticos. A metodologia apresentada em [38], para otimização de funcionamento dos

grupos de bombagem da EE de Shangai, recorrendo a algoritmos genéticos, mostrou resultados satisfatórios na redução dos custos e de energia.

Segundo [39], do total de energia produzida no mundo até 2030, 22% será consumida pelos sistemas de bombagem, particularmente as bombas centrífugas (Vd. Figura 2.7), razão suficiente para que as políticas energéticas tenham como principal foco o aumento da eficiência energética nos sistemas de bombagem.

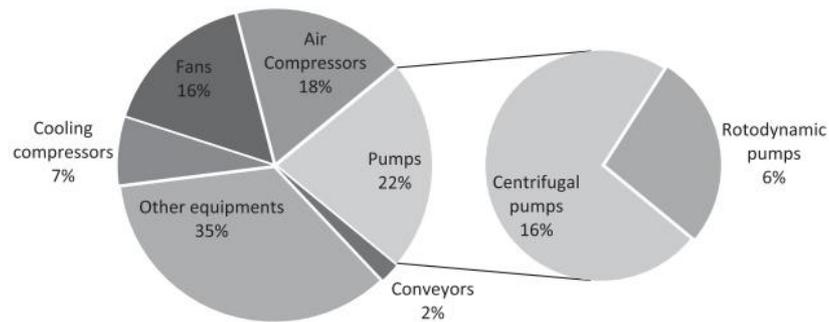


Figura 2. 7 - Consumo de energia para as diferentes aplicações (Fonte: [39])

No contexto do aumento da eficiência nos sistemas de abastecimento diversas abordagens têm sido feitas pelas empresas do Grupo AdP, no sentido de se obter soluções que tenham efeito na redução dos custos energéticos. A modernização do parque de equipamentos, introdução de novas tecnologias nos processos produtivos e o uso de fontes renováveis para diminuir o uso de energia proveniente de combustível fóssil, são das práticas mais correntes. Apesar disto, a abordagem da otimização do funcionamento dos grupos de bombagem com vista a uma maior eficiência é considerada uma questão essencial para reduzir custos, uma vez que a bombagem é a componente principal na origem dos custos [39].

Associando a otimização dos grupos de bombagem com alteração do horário de funcionamento, em função das tarifas de energia elétrica e da flexibilidade energética existente, pode-se reduzir custos consideráveis. Em [40], propõe-se otimizar o ciclo diário de bombagem de um sistema de abastecimento, considerando a variação horária da tarifa da energia elétrica, bem como a procura de água, com o objetivo de se encontrar a sequência operacional ideal para cada bomba ao longo de 24 horas (ou seja, definir quando é que as bombas devem ser

ligadas / desligadas), para diminuir o consumo de energia elétrica nos períodos mais caros.

O conhecimento prévio do perfil de consumo de um sistema de abastecimento permite ajustar o funcionamento dos grupos de elevação em função da procura de modo a otimizar os ciclos de bombagem. O armazenamento da água nos reservatórios, nos períodos horários em que a tarifa de energia é mais baixa, para ser distribuída posteriormente de forma gravítica em horários em que a tarifa energética é mais cara, é uma nova abordagem em que se pode obter uma melhoria significativa na redução dos custos energéticos. Isto ficou demonstrado na metodologia apresentada em [40], onde a otimização da operação dos grupos de elevação apresentado no caso de estudo, tendo em conta os perfis de consumo, permitiu reduzir os custos de energia em cerca de 15%, valor que pode ir aos 25%, dependendo da capacidade de armazenamento e das limitações técnicas existentes nas estações.

A alteração dos perfis de consumo tem em conta os horários onde a energia é mais barata para que os custos energéticos sejam efetivamente reduzidos. No entanto, para que seja possível transferir os horários de consumo de energia, é necessário não criar perturbações nos sistemas, bem como, compatibilizar as restrições físicas e operacionais de exploração. Diversas abordagens têm vindo a ser desenvolvidas no sentido de se encontrar o melhor período de bombagem, onde se associa algoritmos genéticos e técnicas digitais para controlar, monitorizar e otimizar o funcionamento dos grupos de bombagem para períodos onde as tarifas energéticas são mais económicas, com vantagens em termos de implementação, uma vez que não exige investimentos relativamente elevados em modernizações em termos de equipamentos (e.g., bombas) ou modificações nos processos operativos e nos sistemas de abastecimento [40] [38].

O uso de algoritmos genéticos para otimizar a programação dos períodos de bombagem num sistema de abastecimento de água, com o objetivo de reduzir os custos de energia com a bombagem tem-se revelado satisfatórios conforme ficou demonstrado também em [41] e [42]. Semelhante resultado foi obtido no estudo reportado em [37] onde ganhos económicos de aproximadamente 16% foram obtidos usando o conceito da flexibilidade energética, respeitando estritamente as regras de segurança estabelecidas para os níveis mínimo e

máximo no reservatório de água. A figura 2.8 apresenta os resultados obtidos no cenário original (i.e., antes da utilização da flexibilidade energética) e no cenário modificado (i.e., depois da utilização da flexibilidade energética) relativamente aos custos associados a cada período do tarifário. A combinação entre a capacidade de armazenamento e a operação do sistema permitiu ainda reduzir em 57% o número de ciclos de bombagem.

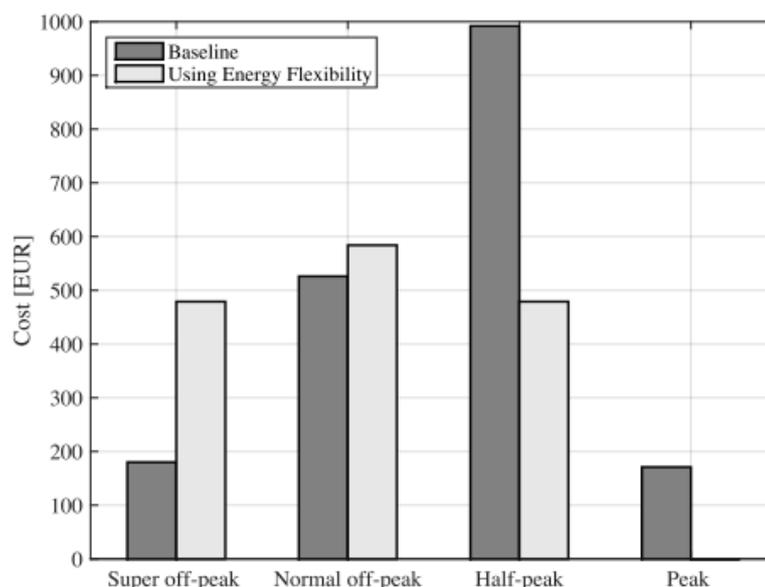


Figura 2. 8 - Distribuição dos custos de energia elétrica usando a flexibilidade. (Fonte: [37])

2.3 Discussão

As metodologias apontadas na secção 2.2.1 mostraram que as perdas existentes nas redes de abastecimento são um problema comum nos sistemas de abastecimento de água e que tal facto introduz elevados custos para as empresas gestoras, não só pela água não faturada, mas também pela necessidade de mais bombagens para atender às necessidades de consumo. Por outro lado, verificou-se que o problema tem vindo a ser combatido com a colocação de dispositivos de medição para permanente monitorização da rede (setorização da rede e criação de ZMC). Os investimentos feitos pelas EG no sentido de modernizar as redes, associados a medidas de controlo e monitorização demonstraram-se eficazes na redução das perdas e consequentemente na redução de custos.

As investigações assinaladas na secção 2.2.2, demonstraram que os sistemas de bombagem introduzem elevados custos energéticos, que podem representar mais de 50% dos custos totais (veja-se o caso da EPAL, onde representa 61% dos FSE, razão pela qual, a eficiência energética tem sido uma preocupação premente nas EG dos SAA. A busca de soluções para reduzir os custos energéticos é uma constante nestas empresas, sendo que soluções tecnológicas tais como a introdução de arrancadores suaves e variadores de frequência para equipar os motores dos grupos de bombagem permitem obter ganhos de eficiência, redução de custos energéticos e ganhos económicos que podem ir até 50%, com valores médios na ordem dos 20 a 25%.

A secção 2.2.3 mostrou que com a otimização dos grupos de bombagem tendo em conta os perfis de consumo é possível reduzir custos de energia com ciclos controlados das bombagens, aproveitando os períodos em que a energia elétrica é mais barata. No caso dos SAA que exigem um fornecimento contínuo, os volumes de armazenamento nos reservatórios pode determinar maiores ou menores ganhos económicos, uma vez que um dos pontos comuns das metodologias indicadas é a de armazenar água nos horários em que a tarifa energética é mais baixa, para distribuir posteriormente de forma gravítica, mediante o perfil de consumo estudado, em horários em que o preço da energia é mais cara.

A flexibilidade energética disponibilizada pelos sistemas de bombagem e armazenamento de água quando explorada demonstrou ser eficaz, onde é possível obter ganhos económicos na ordem dos 15%, podendo chegar a 25% em função da capacidade de armazenamento dos reservatórios e limitações existentes no sistema de bombagem.

As implementações das medidas que derivam da flexibilidade energética não introduzem custos extremamente elevados na modernização ou modificações nos processos operativos dos SAA, uma vez que a otimização dos ciclos de bombagem assenta na regulação e programação do funcionamento dos grupos nos períodos de energia mais barata, com o objetivo de reduzir os ciclos de bombagem e aproveitar ao máximo a capacidade de armazenamento para atender ao consumo. Por outro lado, a redução dos ciclos de bombagens pode

contribuir para reduzir o desgaste e envelhecimento dos grupos de elevação. Esta abordagem pode representar vantagens no investimento inicial para redução de custos de energia, face a outras técnicas indicadas nas secções 2.2.1 e 2.2.2.

Posto isto, a metodologia desenvolvida no presente trabalho, utiliza a flexibilidade energética disponibilizada pelos sistemas de bombagem e explora o aumento da capacidade de armazenamento dos reservatórios de água, de forma a reduzir as bombagens nos períodos em que a tarifa energética é mais cara. A metodologia proposta tem a vantagem de permitir às entidades responsáveis pela gestão de sistemas de abastecimento tomar decisões sobre a melhor capacidade de armazenamento para reduzir custos associados à diferença do valor das tarifas energéticas de taxa variável, que podem ter diferenças consideráveis ao longo do dia e em função da estação do ano, minimizando as alterações impostas à estratégia de exploração existente.

3. Metodologia

3.1 Definição do problema

Em linha com a Secção 2.2, este trabalho foca a redução de custos energéticos com as bombagens que ocorrem nas estações elevatórias frequentemente utilizadas em sistemas de abastecimento de água. O funcionamento típico das estações elevatórias passa por elevar água (bruta ou tratada) entre um ponto de cota mais baixa para um ou mais pontos de cota mais elevada, seja para armazenar em reservatórios ou para distribuir de forma controlada. Os volumes de água a elevar dependem da capacidade dos grupos instalados e das previsões de consumo, previamente estudadas.

As EEs funcionam muitas vezes em regime contínuo. A operação e gestão dos grupos de bombagem depende da necessidade imediata de reposição dos níveis de água nos reservatórios para atender à procura. Os reservatórios por sua vez nem sempre têm capacidade de armazenamento de água, para evitar ou diminuir intervalos de bombagem, independentemente do período horário de entrega de energia elétrica.

O problema acresce, quando o preço da tarifa energética é variável em função do período horário, o que pode implicar elevados custos pela diferença do preço, particularmente em horário de entrega de energia no período de ponta.

O funcionamento dos grupos de forma isolada introduz custos elevados de operação e do ponto de vista da eficiência energética não é favorável a operação de forma contínua quando são aplicadas diferentes valores de tarifas. Assim, a metodologia que se apresenta tem como objetivo principal a análise técnica e económica dos custos das bombagens que ocorrem numa Estação Elevatória onde o preço da tarifa energética seja variável, aumentando a capacidade de armazenamento através de reservatórios auxiliares para desviar as bombagens e atender à procura de água que ocorre nos períodos horários em que o preço da energia é mais cara. Para ilustrar a aplicação desta metodologia foi considerada uma Estação Elevatória e um reservatório pertença da empresa EPAL.

Tal como descrito na secção anterior, diversos estudos têm sido apresentados com o objetivo de aumentar a eficiência nos SAA e reduzir custos

de produção e distribuição de água nos SA. A integração das energias renováveis no setor das Águas tem sido fortemente promovida pela AdP e pelas suas participadas, em particular o aproveitamento fotovoltaico, com tempo de vida útil desses investimentos a rondar os 25 anos no caso dos painéis fotovoltaicos, embora com algumas limitações em termos de áreas de terreno que obrigam a grandes dimensões para se obter valores de potência consideráveis.

Um exemplo que motiva a necessidade de uma metodologia como a proposta é a análise que se fez aos consumos energéticos no recinto nos últimos 3 anos (2017 a 2019), onde foi possível verificar consumos energéticos apreciáveis nos períodos de ponta e de cheias, conforme ilustrado na figura 3.1, fruto das bombagens que resultam do funcionamento das duas estações elevatórias caracterizadas na secção 1.1, com realce para a EE#2 que nos anos últimos funcionou como principal estação elevatória, tendo contribuído em 2017 com 68% da energia consumida, em 2018 com 89% e em 2019 com 98%.

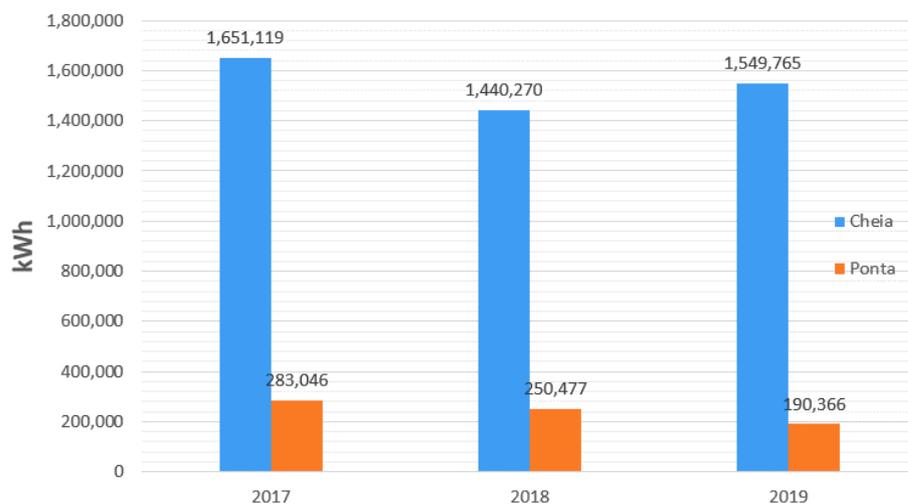


Figura 3. 1 - Média Anual da energia despendida nos últimos três anos (Cheia e Ponta)

3.2 Solução Proposta

A solução que se apresenta passa pelo investimento na construção de um reservatório auxiliar do tipo apoiado, com capacidade de armazenamento adequada às necessidades do consumo e de modo a evitar ou diminuir os

intervalos de bombagem nos períodos horários de entrega de energia elétrica mais cara.

A metodologia utiliza a flexibilidade energética disponibilizada pelos sistemas de bombagem e explora o aumento da capacidade de armazenamento dos reservatórios de água, de forma a reduzir as bombagens nos períodos em que a tarifa energética é mais cara (em particular nas horas de ponta). Uma análise técnica e económica sobre os custos das bombagens que ocorrem numa Estação Elevatória é realizada, com o objetivo de conhecer os ganhos económicos que resultam do aumento da capacidade de armazenamento para desviar as bombagens em horas de ponta e atender ao consumo de água nos correspondentes períodos. Os ganhos económicos, considerando os valores do investimento para o aumento da capacidade, são tidos em conta, através de vários indicadores (VAL, TIR e PRI), numa perspetiva de construção de reservatório auxiliar que possa suportar a procura nos períodos de fornecimento de energia em ponta.

Para a flexibilidade disponibilizada pelos grupos de elevação concorrem as bombagens que ocorrem nos ciclos de inverno e verão, tendo em conta o horário das tarifas energéticas. Assim, numa primeira fase, o objetivo é a transferência das bombagens realizadas nos dois ciclos indicados durante a semana e aos sábados, conforme descrição indicada na tabela 3.1.

Tabela 3. 1 - Resumo das transferências de bombagens

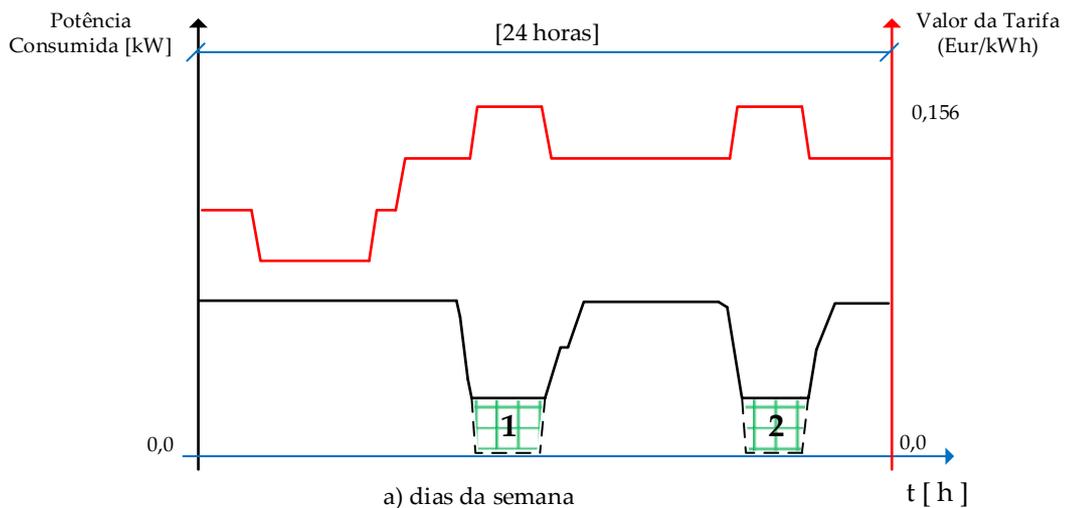
| Ciclo | Dias | De: (origem) | Para: (destino) |
|---------|-----------------------------|-----------------|--------------------|
| Inverno | Segunda-feira a sexta-feira | Ponta | SV |
| | | Ponta | Cheia |
| Verão | Sábados | Ponta | SV |
| | | Cheia | SV |
| | | Cheia | Vazio |

No caso da tarifa tetra-horária praticada pelos comercializadores para os clientes empresariais, o dia é dividido em quatro períodos horários, sendo estes, período de "Vazio Normal", "Super-Vazio", "Ponta" e "Cheias". A estrutura de custos que constitui o preço da fatura de eletricidade é composta essencialmente

por duas parcelas, nomeadamente, a "Energia Ativa" que corresponde à eletricidade efetivamente consumida durante o período de faturação tendo em conta as tarifas fixadas para os períodos horários indicados, e uma outra parcela relativa à "Rede", que inclui, as tarifas de acesso à rede, valor que se paga ao distribuidor por usar a rede, a potência contratada que indica o valor de potência requisitada e garantida permanentemente na instalação e a potência média em horas de ponta. Sobre os valores são ainda aplicadas outras taxas, impostos e contribuições.

Os valores fixos das tarifas para os quatro períodos horários apresentam diferenças que podem ser significativos dependendo do período a que se referem. No caso da diferença cobrada entre o horário em "Super-Vazio" e em "Ponta", o valor poderá ser superior em mais de 50%, conforme verificado por exemplo nas tarifas praticadas pelo comercializador para a EPAL no ano de 2019.

As diferenças dos valores das tarifas entre os períodos de bombagem de origem para destino, resulta em ganhos económicos devido ao preço no período de destino ser inferior. Por outro lado, quanto maior for a redução dos períodos de bombagem em horas de ponta, maiores poupanças são obtidas pela redução do preço a pagar pela potência média em horas de ponta, que é calculada pelo quociente entre a energia ativa fornecida em horas de ponta e o número de horas de ponta, ambos considerados para o período de tempo a que a fatura respeita. As figuras 3.2 e 3.3 ilustram os efeitos da solução proposta para se obter ganhos económicos nos dias da semana e nos sábados, respetivamente, para o ciclo de Inverno.



— Diagrama carga original - - - Diagrama carga modificada — Tarifa aplicada

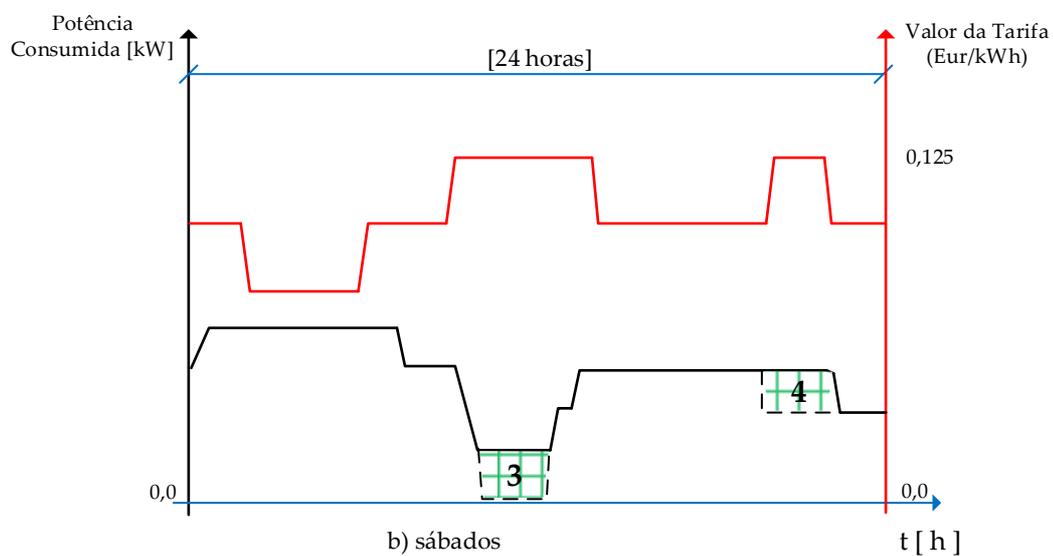


- Potencial de poupança, pela energia transferida (kWh), desviando todas as bombagens do 1º período Ponta para SV.



- Potencial de poupança, pela energia transferida (kWh), desviando todas as bombagens do 2º período Ponta para Cheia.

Figura 3. 2 - Diagrama conceptual das bombagens nos usando a flexibilidade



— Diagrama carga original - - - Diagrama carga modificada — Tarifa aplicada



- Potencial de poupança, pela energia transferida (kWh), desviando todas as bombagens do 1º período Cheias para SV.



- Potencial de poupança, pela energia transferida (kWh), desviando todas as bombagens do 2º período Cheias para 3º período Vazio.

Figura 3. 3 - Diagrama conceitual das bombagens usando a flexibilidade nos sábados.

Como se pode entender, recorrendo às duas figuras anteriores, as poupanças usando a flexibilidade resultam em ganhos económicos pelas transferências dos períodos das bombagens que é dada pela seguinte equação:

$$\text{Poupança (€)} = \text{Energia transferida} * [(\text{Tarifa (o)} - \text{Tarifa (d)})] \quad (1)$$

- *Energia transferida (kWh):* *Energia transferida do período de (o) para (d).*
- *Tarifa (kWh)(o):* *Preço da tarifa de eletricidade no período de origem.*
- *Tarifa (kWh) (d):* *Preço da tarifa de eletricidade no período de destino.*

(o) - Período de origem

(d) - Período de destino

Na figura 3.4 apresenta-se o fluxograma conceptual desenvolvido com o objetivo de transferir as bombagens entre períodos de origem para o destino. Para implementar as transferências indicadas foi utilizada a ferramenta Matlab.

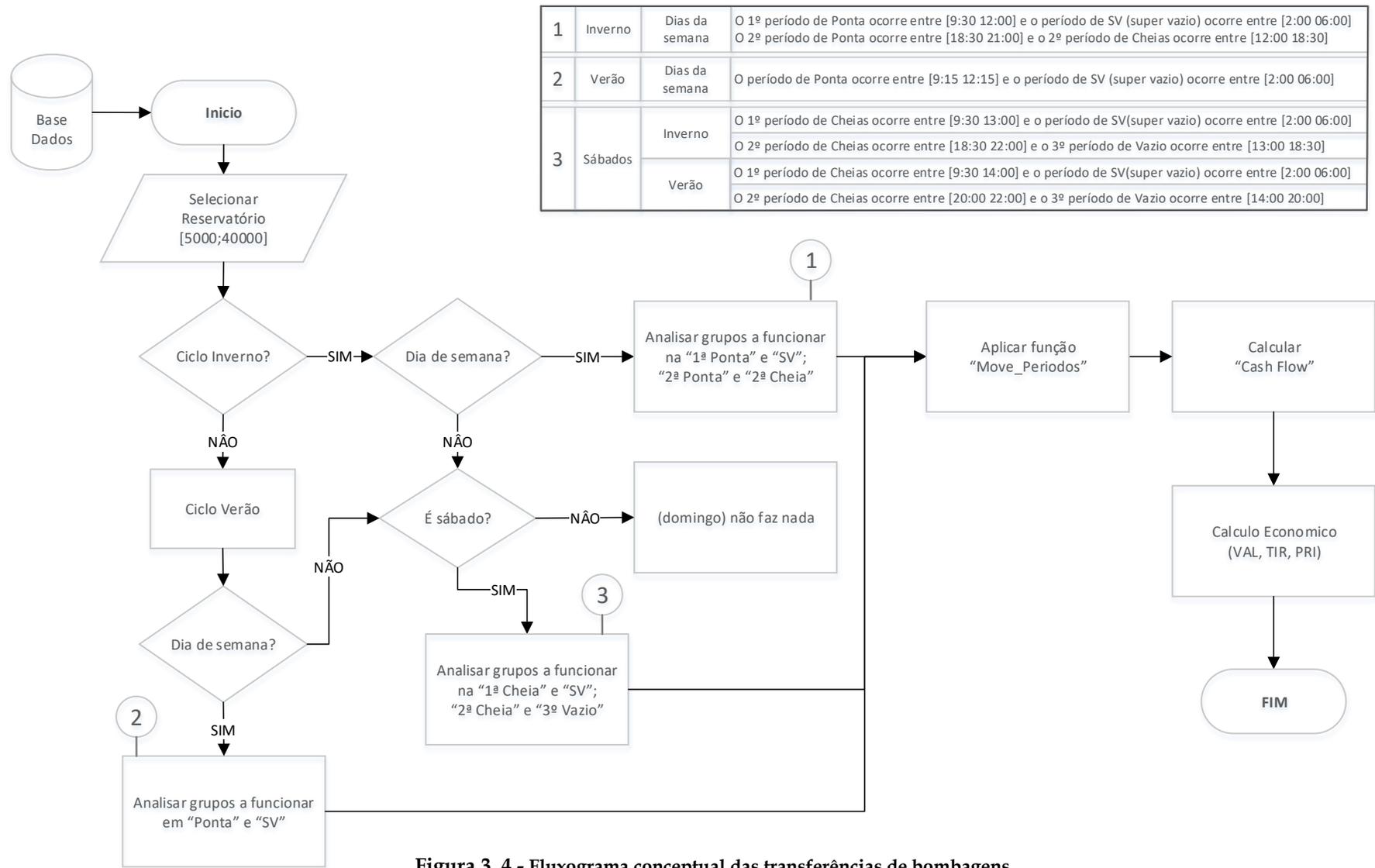


Figura 3. 4 - Fluxograma conceptual das transferências de bombagens.

Os resultados da poupança (i.e., ganhos económicos) vão depender das bombagens desviadas dos períodos de origem para os períodos de destino, em função do aumento da capacidade de armazenamento dos reservatórios auxiliares, para armazenar os volumes de água elevados correspondentes às bombagens desviadas entre períodos. O fluxograma conceptual, resume-se nos seguintes pontos:

1. Para os ciclos de Inverno verificar se o dia corresponde a dia de semana e transferir as bombagens que ocorrem no 1º período de "Ponta" para o período de "SV" e no 2º período de "Ponta" para o 2º período de "Cheias", para reservatório auxiliar, obedecendo aos critérios definidos na função genérica [Move_periodos], contabilizar as potências transferidas de "Ponta" para "SV" e de "Ponta" para "Cheia" e calcular as correspondentes poupanças.
2. Para os ciclos de Verão, transferir as bombagens que ocorrem no período de "Ponta" para o período de "SV", para reservatório auxiliar, obedecendo à função genérica [Move_periodos], contabilizar a potência transferida de "Ponta" para "SV" e calcular as correspondentes poupanças.
3. Para os sábados, transferir as bombagens que ocorre no 1º período de "Cheias" para o 1º período de "SV" e no 2º período de "Cheias" para o 3º período de "Vazio", para reservatório auxiliar, obedecendo à função genérica [Move_periodos], contabilizar a potência transferida de "Cheias" para "SV" e "Cheias" para "Vazio" e calcular as correspondentes poupanças.
4. Contabilizar toda a poupança obtida correspondente as transferências ocorridas para cada reservatório auxiliar considerado para o aumento da capacidade (lucro por volume), e que resultam da diferença de valores das tarifas aplicadas para a mesma quantidade de energia consumida.
5. Calcular o Valor Atual Líquido, a Taxa Interna de Rendibilidade e os correspondentes períodos de retorno do Investimento na construção de cada um dos reservatórios auxiliares considerados para o aumento da capacidade.
6. Selecionar o melhor aumento da capacidade com base nos indicadores económicos.

A figura 3.5 representa a função genérica "Move_periodos" assinalada no fluxograma conceptual das transferências de bombagens, utilizada para deslocar

as potências e os volumes de água de uma origem (Ponta, Cheia) para destino (SV, Cheia e Vazio) mediante pressupostos técnicos indicados.

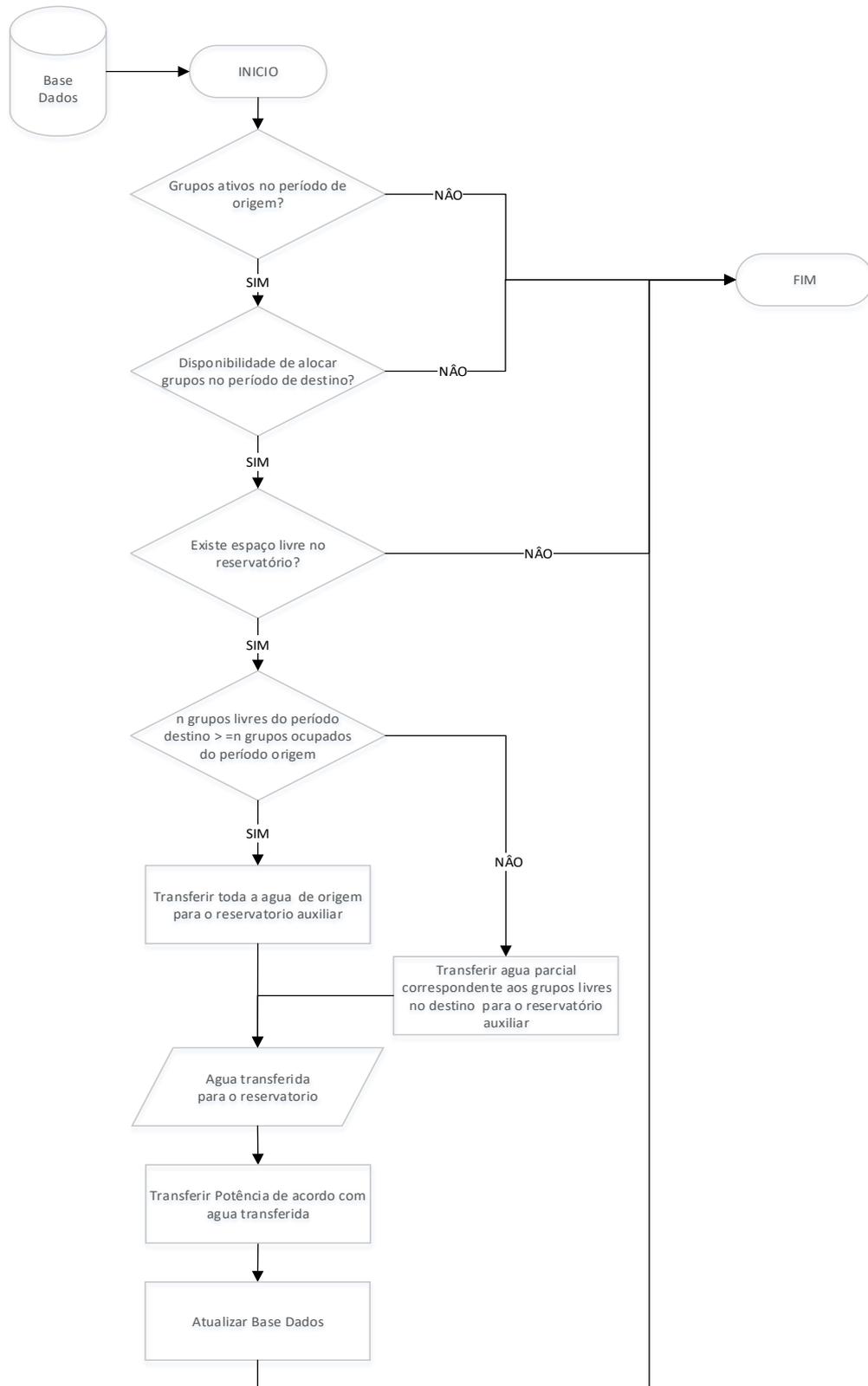


Figura 3.5 - Função "Move_períodos" do Fluxograma conceptual das transferências de bombagens.

Os pressupostos técnicos da função genérica "Move_periodos" que estabelece as regras para transferir as potências e os volumes de água de um período de origem para período de destino resumem-se da seguinte forma:

- a) Para cada dia do ano e a cada 15 minutos, verificar os grupos ativos no período de origem.
- b) Verificar a disponibilidade de alocar grupos ativos do período de origem para o período de destino, em função do número de grupos em funcionamento no destino (5 grupos ou 6 grupos, dependendo do cenário em análise) e em função do volume livre de cada reservatório auxiliar.
- c) Quando há disponibilidade de alocar todos grupos em funcionamento no período de origem para o período de destino, os volumes de água correspondentes à bombagem são transferidos para o reservatório auxiliar em função do volume livre.
- d) Quando há disponibilidade de alocar parte da bombagem para o período de destino, são transferidas parte das potências e parte do volume correspondente em função do volume livre.
- e) Quando não há disponibilidade para alocar grupos em funcionamento no período de origem para o período de destino, não há transferência de potência e volume de água.
- f) Quando não há volume livre no reservatório auxiliar, não há transferência de potência.

A metodologia proposta usa a flexibilidade energética como ferramenta para reduzir custos das bombagens, capaz de trazer vantagens económicas significativas para a empresa. A metodologia conjuga essa flexibilidade com o aumento da capacidade de armazenamento de água, ajustadas às necessidades reais de consumo. Acresce que um investimento na construção de infraestrutura em betão para abastecimento de água apresenta vantagens pela vida útil não ser inferior a 40 anos.

Nas secções seguintes apresenta-se com maior detalhe os dados que foram usados para comprovar a metodologia no estudo de caso e a sua proveniência.

Para a simulação foram utilizados dados reais de 2019 da empresa EPAL, sendo a proveniência os registos existentes no SCADA. Para o efeito, foram registadas diariamente, e a cada 15 minutos as potências consumidas por cada um dos seis grupos instalados na Estação Elevatória n.º 2, o volume de água total elevado pelos correspondentes grupos em funcionamento e o volume de água que entrou e que saiu no reservatório de A-dos-Bispos no mesmo período de tempo.

3.3 Dados de Entrada

Os valores obtidos e que serviram de base de dados para a simulação tiveram a proveniência indicada na Tabela 3.2.

Tabela 3. 2 - Resumo da Proveniência dos dados de entrada

| | | |
|---|--|-----------------|
| 1 | <ul style="list-style-type: none"> • Data - Análise diária do ano [2019] • Hora - Análise de 15 em 15 minutos • Potência dos grupos - (6 grupos eletrobombas) • Vin - (Volume de entrada no reservatório de A-dos-Bispos) • Vout - (Volume de saída no reservatórios de A-dos-Bispos) | EPAL (SCADA) |
| 2 | <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo horário das tarifas de energia | ERSE |
| 3 | <ul style="list-style-type: none"> • Preço das tarifas de energia | EPAL |
| 4 | <ul style="list-style-type: none"> • Custos de Construção de Infraestruturas Associadas ao Ciclo Urbano da Água | ERSAR |

3.3.1 Dados Provenientes da EPAL - SCADA

Os dados de entrada, em particular os valores das potências absorvidas pelos grupos em funcionamento e os caudais de entrada e saída no reservatório de A-dos-Bispos, tiveram a proveniência do SCADA. As figuras 3.6 e 3.7 ilustram a partir do sinótico os dados possíveis de obter na EE e no reservatório, respetivamente.

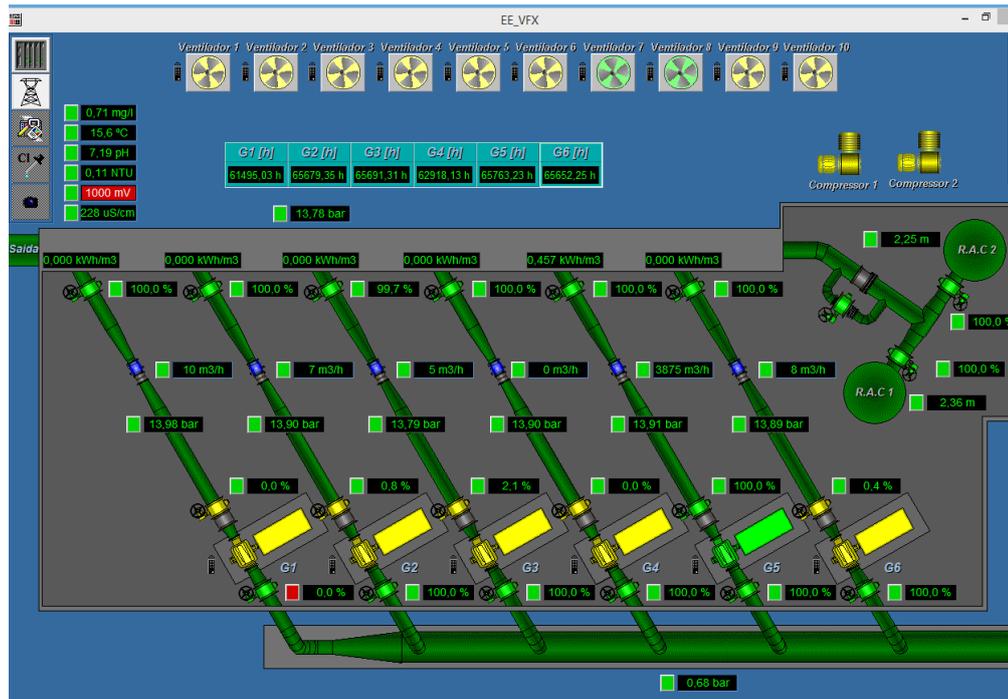


Figura 3. 6 - Dados apresentados pelo SCADA, referente a EE2 VFX.

Na figura 3.6, de baixo para cima é possível obter as seguintes informações:

- Pressão no coletor de aspiração dos grupos;
- Percentagem de abertura das válvulas na aspiração de cada grupo,
- Grupos de elevação e a correspondente identificação [1 6],
- Percentagem de abertura das válvulas na compressão,
- Pressão na compressão de cada grupo,
- Caudal elevado por cada um dos grupos,
- Percentagem de abertura das válvulas de seccionamento na compressão,
- Consumos específicos de cada grupo,
- Horas de funcionamento dos grupos.

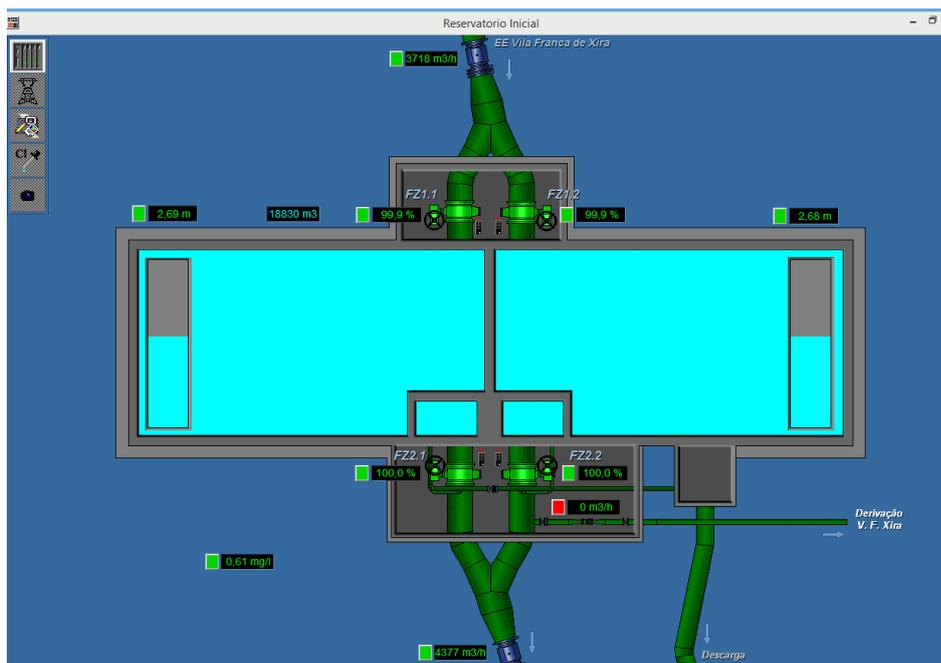


Figura 3. 7 - Dados apresentados pelo SCADA, referente ao reservatório EE2 VFX.

Na figura 3.7, de cima para baixo é possível obter as seguintes informações:

- Caudal de entrada no reservatório de A-dos-Bispos,
- Percentagem de abertura das válvulas de chegada para cada célula,
- Nível de altura da água dentro das células,
- Volume total de água armazenada no reservatório,
- Percentagem de abertura das válvulas na saída de cada célula,
- Derivação para abastecimento local (V.F. Xira)
- Caudal total de saída do reservatório.

Da análise feita aos dados indicados em 1 na tabela 3.2, verificou-se que em determinados momentos alguns valores não estavam devidamente registados no sistema, existindo por isso em alguns momentos ausência dos valores de caudal ou potência associada. As poucas ausências de registos identificados na recolha dos dados devem-se a falhas pontuais na comunicação. De forma a suprir as falhas detetadas em alguns dias do ano e a ausência de dados nos momentos identificados, considerou-se o critério que a seguir se descreve.

O fornecimento regular de água aos sistemas de abastecimento assenta na previsão de consumo diário. Contudo os valores do volume de água não se alteram significativamente e de forma aleatória ao longo dos dias da semana e no fim-de-semana. Em condições normais, estes valores oscilam essencialmente nos

períodos conhecidos de maior consumo, nomeadamente, no início da manhã, no final da tarde e também em função da estação do ano ou por algum acontecimento particular. As figuras 3.8 e 3.9, ilustram os volumes horários elevados na EE2, na segunda semana em Janeiro de 2019 (ciclo de inverno) e na segunda semana do mês de Junho (ciclo de verão), respetivamente.

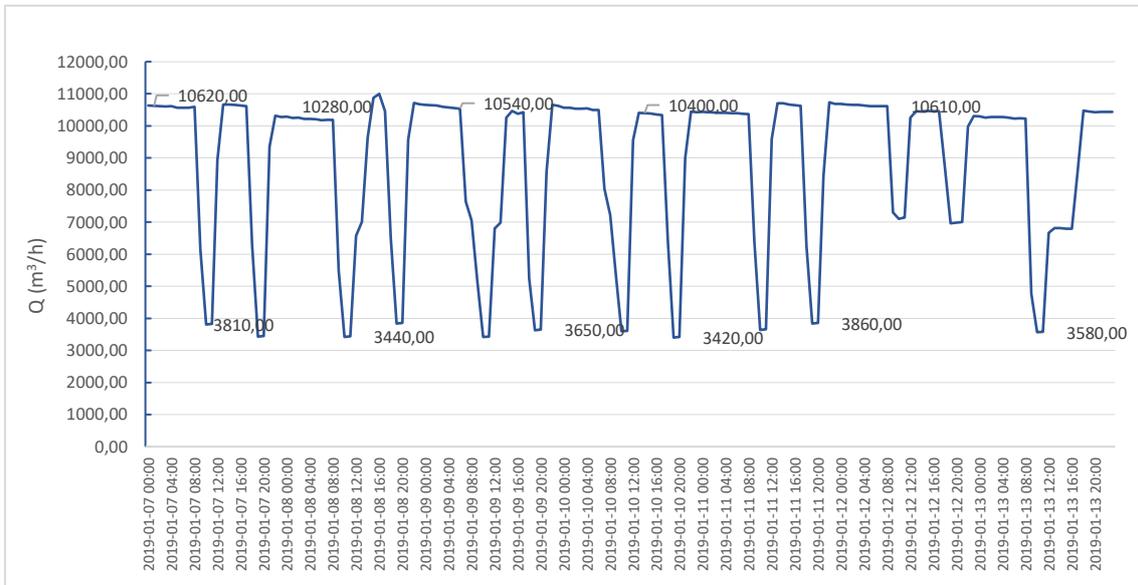


Figura 3. 8 - Volume horário elevado (2.ª semana de Jan. 2019)

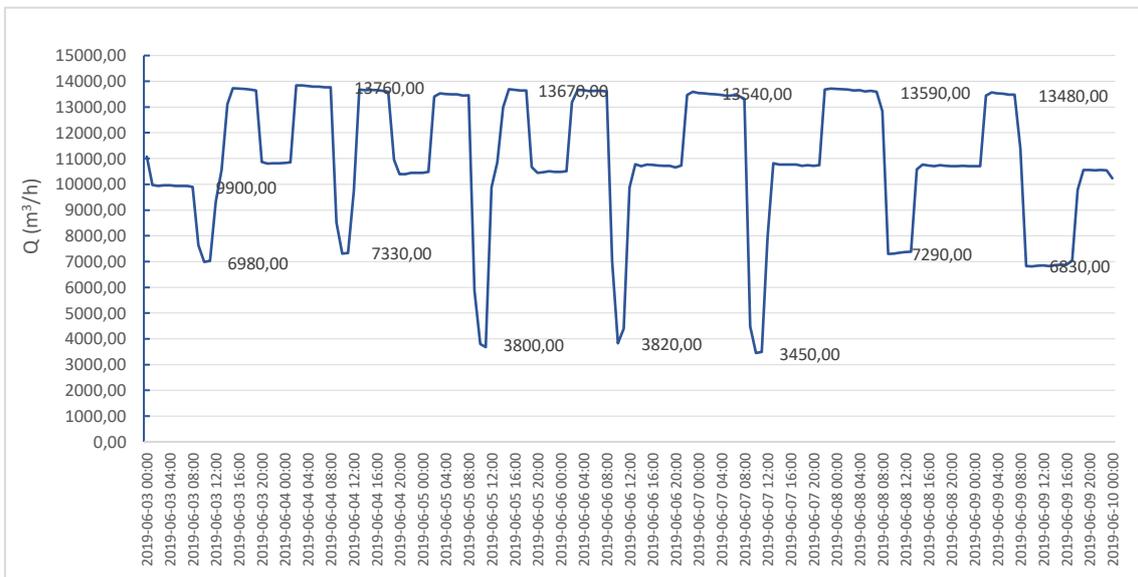


Figura 3. 9 - Volume horário elevado (2.ª semana de Jun. 2019)

Conforme se pode verificar na figura 3.8 os volumes elevados no período indicado no mês de Janeiro, para o reservatório existente a jusante da EE, instalado na localidade de À-dos-Bispos, apresentam um padrão regular com

caudais mínimos e máximos bombeados que variam entre os 3.400 m³/h e os 10.600 m³/h, ou seja de 1 a 3 grupos de elevação em funcionamento. O reservatório existente tem considerável capacidade de armazenamento (32.000 m³), contudo, dependendo dos caudais elevados na EE e os caudais de saída do reservatório, o volume de armazenamento pode não ser suficiente para evitar ciclos de bombagens e o que poderá implicar funcionamento contínuo da EE para satisfazer o consumo em particular em hora de ponta.

Também ao analisar-se o comportamento sobre o funcionamento dos grupos de bombagens, verifica-se que tanto no ciclo de inverno como de verão os caudais bombeados são reduzidos durante o dia, coincidente com as horas de ponta, e são aumentadas no período noturno, coincidente com o horário de vazio e super vazio, indiciando estratégia de controlo para maximizar o funcionamento dos grupos neste período, beneficiando da capacidade de armazenamento.

Pelos dados analisados e argumentos indicados, considerou-se como critério para suprir as falhas de registos em determinados momentos identificados, a substituição dos valores de potência e correspondentes volumes de água, tomando como referência, o mesmo período horário, dias iguais da semana em função dos ciclos de inverno e verão.

O critério considerado não introduz alterações significativas nos resultados obtidos, uma vez que as falhas foram pontuais, conforme traduzido na tabela 3.2 e nos gráficos das figuras 3.10 a 3.12, onde se apresenta a percentagem da média de falhas que ocorreu no ano, o número de dias em que houve falhas, a percentagem dos dias no mês e os correspondentes minutos em que ocorreram ausência de registo (falhas) por mês.

Quando as falhas registadas tiveram uma duração inferior a uma hora, os valores em falta foram substituídos pelos últimos valores registados imediatamente antes da falha.

Quando as falhas registadas tiveram uma duração superior a uma hora, os valores em falta foram substituídos pelos valores registados no dia homólogo imediatamente anterior para o mesmo período.

A Tabela 3.3 resume as falhas ocorridas nos dias e períodos horários, bem como solução adotada para resolver a ausência dos registos nesses períodos. Os dados indicados na tabela referem-se a:

- 1 - Potência dos grupos (grupo 1-6)
- 2 - Volume total elevado na EE#2
- 3 - Volume medido no Ponto de entrega Alto da Boavista
- 4 - Volume de entrada no reservatório A-dos-Bispos
- 5 - Volume de saída no reservatório A-dos-Bispos

Tabela 3.3 - Descrição das falhas nos registros em 2019

| 2019 | | | | | | |
|------|-----|-----------------|---------------|-------|---|---|
| Mês | Dia | Horas (Inicial) | Horas (Final) | Dados | Descrição | Solução Adotada |
| Jan | 2 | 16:45:00 | 16:45:00 | 00:00 | 1,3 Ausência de registro do valor das potências em todos os grupos, volume entregue no PE ABoavista | Substituir pelos valores registrados as 16h30 |
| | 22 | 21:30:00 | 21:45:00 | 00:15 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados as 21h15 |
| | 30 | 10:00:00 | 10:00:00 | 00:00 | 4,5 Ausência de registro do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registrados as 09h45 |
| | 30 | 10:30:00 | 11:15:00 | 00:45 | 4,5 Ausência de registro do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registrados as 10h45 |
| | 31 | 21:15:00 | 21:45:00 | 00:30 | 4,5 Ausência de registro do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registrados as 21h00 |
| Fev | 2 | 03:30:00 | 09:15:00 | 05:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última terça-feira (26/01) para o mesmo período |
| | 4 | 15:15:00 | 23:30:00 | 08:15 | 3 Ausência do registro do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registrado as 15h00 (Não relevante para a simulação) |
| | 4 | 23:45:00 | 23:45:00 | 00:00 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelo valor registrado as 23h30 |
| | 5 | 00:00:00 | 17:00:00 | 17:00 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última terça-feira (29/01) para o mesmo período |
| | 5 | 17:45:00 | 23:45:00 | 06:00 | 3 Ausência do registro do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registrado as 17h30 (Não relevante para a simulação) |
| | 6 | 00:00:00 | 02:00:00 | 02:00 | 3 Ausência do registro do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registrado as 23h45 (Não relevante para a simulação) |
| | 6 | 02:15:00 | 12:00:00 | 09:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última quarta-feira (30/01) para o mesmo período |
| | 13 | 23:15:00 | 23:45:00 | 00:30 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados as 23h00 |
| | 14 | 00:00:00 | 15:00:00 | 15:00 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última quinta-feira (07/02) para o mesmo período |
| | 15 | 02:15:00 | 16:45:00 | 14:30 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última sexta-feira (08/02) para o mesmo período |
| | 16 | 02:00:00 | 23:45:00 | 21:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados no último sábado (09/02) para o mesmo período |
| | 17 | 00:00:00 | 23:45:00 | 23:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados no último domingo (10/02) para o mesmo período |
| | 18 | 00:00:00 | 10:30:00 | 10:30 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última segunda-feira (11/02) para o mesmo período |
| | 19 | 02:15:00 | 13:00:00 | 10:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última terça-feira (12/02) para o mesmo período |
| | 20 | 02:15:00 | 11:30:00 | 09:15 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última quarta-feira (12/02) para o mesmo período |
| | 21 | 02:15:00 | 15:15:00 | 13:00 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última quinta-feira (12/02) para o mesmo período |
| | 22 | 02:15:00 | 23:45:00 | 21:30 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última sexta-feira (15/02) para o mesmo período |
| | 23 | 00:00:00 | 23:45:00 | 23:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados no último sábado (16/02) para o mesmo período |
| | 24 | 00:00:00 | 23:45:00 | 23:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados no último domingo (17/02) para o mesmo período |
| | 25 | 00:00:00 | 12:15:00 | 12:15 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última segunda-feira (18/02) para o mesmo período |
| | 26 | 02:30:00 | 11:15:00 | 08:45 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última terça-feira (19/02) para o mesmo período |
| | 27 | 02:15:00 | 23:45:00 | 21:30 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última quarta-feira (20/02) para o mesmo período |
| | 28 | 00:00:00 | 11:30:00 | 11:30 | 1,2,3,4,5 Ausência total de registro | Substituir pelos valores registrados na última quinta-feira (21/02) para o mesmo período |

| | | | | | | | |
|------------|----|----------|----------|-------|-----------|--|---|
| Mar | 1 | 01:45:00 | 09:45:00 | 08:00 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados na última sexta-feira 22/02) para o mesmo período |
| | 2 | 08:30:00 | 23:45:00 | 15:15 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados no último sábado 23/02) para o mesmo período |
| | 3 | 00:00:00 | 23:45:00 | 23:45 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados no último domingo 24/02) para o mesmo período |
| | 4 | 00:00:00 | 15:45:00 | 15:45 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados na última segunda-feira 25/02) para o mesmo período |
| | 5 | 11:45:00 | 23:45:00 | 12:00 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados na última terça-feira 26/02) para o mesmo período |
| | 6 | 00:00:00 | 12:15:00 | 12:15 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados na última quarta-feira 27/02) para o mesmo período |
| | 6 | 15:30:00 | 16:45:00 | 01:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados na última quarta-feira 27/02) para o mesmo período |
| | 7 | 18:00:00 | 23:45:00 | 05:45 | 3 | Ausência do registo do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registado as 17h45 (Não relevante para a simulação) |
| | 8 | 00:00:00 | 02:15:00 | 02:15 | 3 | Ausência do registo do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registado as 23h45 (Não relevante para a simulação) |
| | 8 | 02:30:00 | 16:15:00 | 13:45 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados na última sexta-feira 22/02) para o mesmo período |
| | 8 | 17:45:00 | 17:45:00 | 00:00 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados as 17h30 |
| | 11 | 12:00:00 | 12:00:00 | 00:00 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados as 11h45 |
| | 12 | 15:30:00 | 17:15:00 | 01:45 | 3 | Ausência do registo do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registado as 15h15 (Não relevante para a simulação) |
| | 12 | 18:15:00 | 18:30:00 | 00:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 18h00 |
| | 14 | 09:00:00 | 09:30:00 | 00:30 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 8h45 |
| | 15 | 17:15:00 | 18:00:00 | 00:45 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados as 17h00 |
| | 19 | 17:00:00 | 17:45:00 | 00:45 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 16h45 |
| | 20 | 09:15:00 | 09:45:00 | 00:30 | 1,2,3 | Ausência de registo do valor das potências em todos os grupos, volume total elevado na EE#2, volume entregue no PE ABoavista | Substituir pelos valores registados as 09h00 |
| | 31 | 18:45:00 | 21:00:00 | 02:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados no último domingo 24/03) para o mesmo período |
| Abr | 5 | 14:15:00 | 15:15:00 | 01:00 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 14h00 |
| | | 19:00:00 | 19:00:00 | 00:00 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 18h45 |
| Mai | 17 | 02:15:00 | 08:45:00 | 06:30 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados na última sexta-feira 10/05) para o mesmo período |
| | 22 | 15:45:00 | 16:00:00 | 00:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 15h30 |
| | 29 | 16:15:00 | 21:45:00 | 05:30 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados na última quarta-feira 23/05) para o mesmo período |
| | 30 | 08:45:00 | 10:00:00 | 01:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados na última quinta-feira 24/05) para o mesmo período |
| Jun | 24 | 16:15:00 | 16:15:00 | 00:00 | 1,2 | Ausência de registo grupo n. 6 e o total do volume elevado na EE#2 | Substituir pelos valores registados as 16h00 |
| Jul | 17 | 07:30:00 | 08:15:00 | 00:45 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 07h15 |
| | 18 | 01:15:00 | 01:45:00 | 00:30 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 01h00 |
| | 27 | 11:00:00 | 11:00:00 | 00:00 | 1,2 | Ausência de registo grupo n.4,5 e 6 e o total do volume elevado na EE#2 | Substituir pelos valores registados as 10h45 |
| | 30 | 09:30:00 | 09:30:00 | 00:00 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 09h15 |
| Ago | 3 | 01:00:00 | 01:15:00 | 00:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 00h45 |
| | 8 | 07:00:00 | 09:15:00 | 02:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados na última quinta-feira 01/08) para o mesmo período |
| | 24 | 07:15:00 | 12:00:00 | 04:45 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados no último sábado 17/08) para o mesmo período |
| | 4 | 13:30:00 | 15:30:00 | 02:00 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados na última quarta-feira 28/08) para o mesmo período |
| Set | 11 | 06:30:00 | 09:15:00 | 02:45 | 3 | Ausência do registo do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registado as 06h15 (Não relevante para a simulação) |
| | 13 | 17:15:00 | 17:15:00 | 00:00 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 17h00 |
| | 13 | 13:15:00 | 13:15:00 | 00:00 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 13h00 |
| | 23 | 06:30:00 | 09:30:00 | 03:00 | 3 | Ausência do registo do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registado as 06h15 (Não relevante para a simulação) |
| | 23 | 18:15:00 | 19:15:00 | 01:00 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados as 18h00 |
| | 24 | 15:00:00 | 15:00:00 | 00:00 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 14h45 |
| | 27 | 14:15:00 | 14:30:00 | 00:15 | 3 | Ausência do registo do volume no PE Alto Boavista | Substituir pelo valor registado as 14h15 (Não relevante para a simulação) |
| Out | 4 | 14:15:00 | 14:15:00 | 00:00 | 1,2,3,4,5 | Ausência total de registo | Substituir pelos valores registados as 14h00 |
| | 26 | 07:30:00 | 12:15:00 | 04:45 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados no último sábado 19/10) para o mesmo período |
| | 26 | 14:00:00 | 14:00:00 | 00:00 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 13h45 |
| | | 18:30:00 | 18:45:00 | 00:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 18h15 |
| | | 19:30:00 | 20:15:00 | 00:45 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 19h15 |
| Dez | 19 | 17:15:00 | 17:30:00 | 00:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados as 17h00 |
| | 19 | 20:30:00 | 21:45:00 | 01:15 | 4,5 | Ausência de registo do volume de entrada e saída no RSV | Substituir pelos valores registados na última quinta-feira (12/12) para o mesmo período |

As figuras que se seguem resumem a ausência de registos (falhas de comunicação) ocorridas em 2019. Na figura 3.10 ilustra-se a média das falhas ocorridas para cada mês de 2019, onde se destaca o mês de fevereiro que apresentou uma média de falhas de 41.68% e o mês de março com 13.24%, percentagens estas a que se devem a problemas de comunicação, conforme referido anteriormente, o que poderia representar uma possível fraqueza do trabalho. Contudo, analisando a figura 3.11, que indica para cada mês o número de dias em que houve falhas, e a figura 3.12, que representa a percentagem dos dias no mês com os correspondentes minutos em que ocorreram ausência de registo, verifica-se na globalidade, com exceção dos dois meses indicados que a percentagens das falhas registadas não introduzem alterações importantes no tratamento dos dados, considerando o critério adotado.

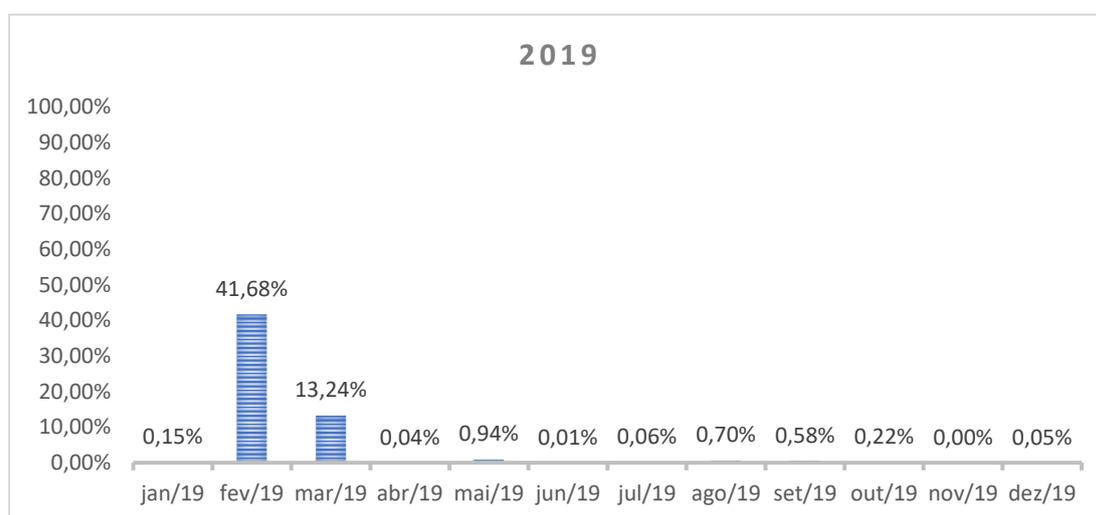


Figura 3. 10 - Média de falhas nos registos em 2019

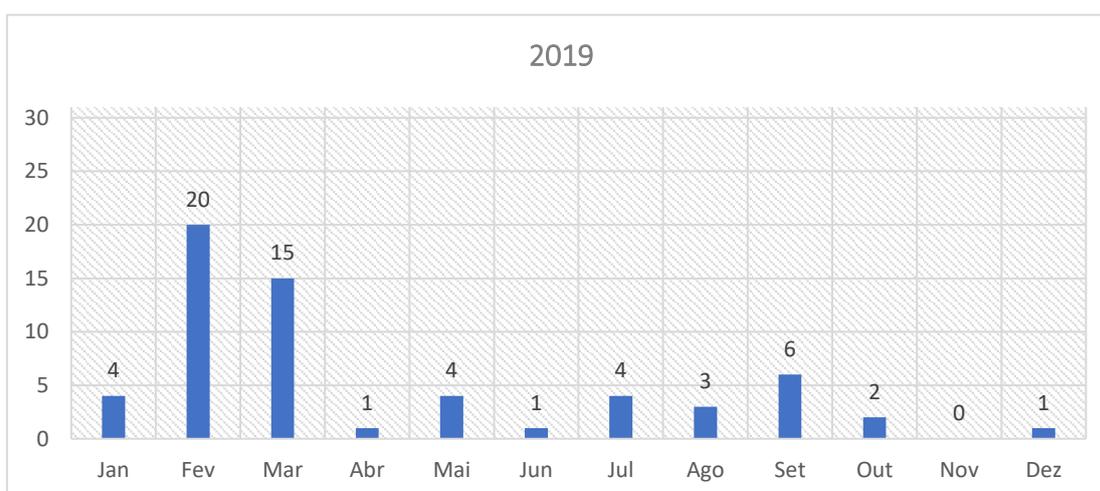


Figura 3. 11 - Número de dias que ocorreram falhas em 2019

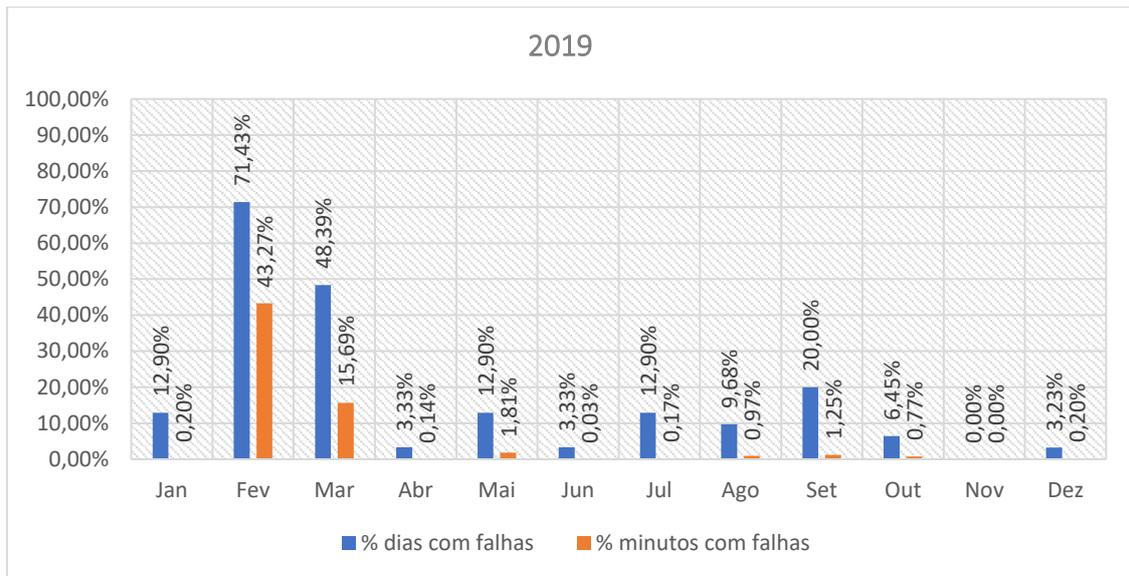


Figura 3. 12 - % dias com falhas face ao mês e os minutos que corresponderam as falhas

Para validação do método acima adotado fez-se uma comparação com os valores indicados nas correspondentes faturas do comercializador e a margem de erro em relação às faturas é inferior a 1%, pelo que, considera-se que o procedimento adotado é apropriado para suprir os erros encontrados nos registos provenientes do SCADA.

3.3.2 Ciclo horário das tarifas de energia - ERSE

O preço da energia elétrica tem valores diferentes consoante a hora a que se realiza o consumo. Sendo que o período horário corresponde à forma como o consumo de eletricidade se distribui ao longo das 24 horas de cada dia e dos 7 dias da semana [43].

De acordo com o regulamento tarifário aprovado pela ERSE [44], os períodos horários de entrega de energia elétrica, previstos nos artigos 24.º e 31.º são os seguintes:

- **Ponta:** aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em baixa tensão normal (BTN) que tenham a tarifa tri-horária. Corresponde ao período em que o preço da energia é mais elevado.
- **Cheias:** aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em BTN que tenham a tarifa tri e bi-horária.

- **Vazio normal:** aplicável a consumidores de todos os níveis de tensão e a consumidores em BTN que tenham a tarifa tri ou bi-horária. Corresponde ao período em que o preço da energia é mais reduzido.
- **Super vazio:** aplicável a consumidores ligados em baixa tensão especial (BTE), média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT).

A tabela 3.4 estabelece o ciclo horário semanal, para as correspondentes tarifas e preços da energia a aplicar em Portugal Continental [45].

Tabela 3. 4 - Ciclo horário semanal de tarifas aplicadas em Portugal Continental (Adaptado do portal da ERSE)

| HORA LEGAL DE INVERNO | | HORA LEGAL DE VERÃO | |
|------------------------------------|--|------------------------------------|--|
| Segunda-feira a sexta-feira | | Segunda-feira a sexta-feira | |
| Ponta | 09h30 às 12h00 18h30 às 21h00 | Ponta | 09h15 às 12h15 |
| Cheias | 07h00 às 09h30 12h00 às 18h30 21h00 às 24h00 | Cheias | 07h00 às 09h15 12h15 às 24h00 |
| Vazio normal | 00h00 às 02h00 06h00 às 07h00 | Vazio normal | 00h00 às 02h00 06h00 às 07h00 |
| Super vazio | 02h00 às 06h00 | Super vazio | 02h00 às 06h00 |
| Sábado | | Sábado | |
| Cheias | 09h30 às 13h00 18h30 às 22h00 | Cheias | 09h00 às 14h00 20h00 às 22h00 |
| Vazio normal | 00h00 às 02h00 06h00 às 09h30 13h00 às 18h30 22h00 às 24h00 | Vazio normal | 00h00 às 02h00 06h00 às 09h00 14h00 às 20h00 22h00 às 24h00 |
| Super vazio | 02h00 às 06h00 | Super vazio | 02h00 às 06h00 |
| Domingo | | Domingo | |
| Vazio normal | 00h00 às 02h00 06h00 às 24h00 | Vazio normal | 00h00 às 02h00 06h00 às 24h00 |
| Super vazio | 02h00 às 06h00 | Super vazio | 02h00 às 06h00 |

3.3.3 Preço das tarifas de energia

Com a extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade, os comercializadores passaram a estipular livremente os seus preços de venda de energia, o que permite às empresas escolherem o seu fornecedor em função do seu melhor interesse. Assim, as tarifas de eletricidade variam consoante o fornecedor, sendo que para grandes consumidores é possível encetar negociação com vista a obtenção dos melhores preços. A EPAL, desde de 2015 que aderiu ao mercado liberalizado e os preços das tarifas são os praticados pelas entidades comercializadores em função dos contratos estabelecidos, tendo por base os preços publicados pela ERSE no Diário da República.

Entre os anos [2016;2020] as tarifas e preços da energia estabelecidos pela ERSE, para fornecimento em AT, foram de acordo com a tabela 3.5.

Tabela 3. 5 - Tarifas e preços da energia estabelecidos pela ERSE, fornecimento em AT [2016;2020]

| 2016 | Acesso Rede | Energia Ativa | (Eur/kWh) |
|--------------------------------------|-------------|---------------|-----------|
| Super Vazio (SV) | 0,0184 | 0,0622 | 0,0806 |
| Vazio Normal (VN) | 0,0188 | 0,074 | 0,0928 |
| Ponta (P) | 0,033 | 0,1206 | 0,1536 |
| Cheia (C) | 0,0285 | 0,0972 | 0,1257 |
| Potência Horas de Ponta (EUR/kW.dia) | | | 0,1158 |
| 2017 | | | |
| Super Vazio (SV) | 0,0183 | 0,063 | 0,0813 |
| Vazio Normal (VN) | 0,0188 | 0,0749 | 0,0937 |
| Ponta (P) | 0,0329 | 0,1221 | 0,155 |
| Cheia (C) | 0,0285 | 0,0984 | 0,1269 |
| Potência Horas de Ponta (EUR/kW.dia) | | | 0,1408 |
| 2018 | | | |
| Super Vazio (SV) | 0,0175 | 0,0629 | 0,0804 |
| Vazio Normal (VN) | 0,0177 | 0,0747 | 0,0924 |
| Ponta (P) | 0,0339 | 0,1219 | 0,1558 |
| Cheia (C) | 0,0279 | 0,0982 | 0,1261 |
| Potência Horas de Ponta (EUR/kW.dia) | | | 0,1218 |
| 2019 | | | |
| Super Vazio (SV) | 0,0136 | 0,0638 | 0,0774 |
| Vazio Normal (VN) | 0,0138 | 0,0758 | 0,0896 |
| Ponta (P) | 0,0349 | 0,122 | 0,1569 |
| Cheia (C) | 0,0261 | 0,0997 | 0,1258 |
| Potência Horas de Ponta (EUR/kW.dia) | | | 0,1075 |
| 2020 | | | |
| Super Vazio (SV) | 0,0138 | 0,0646 | 0,0784 |
| Vazio Normal (VN) | 0,014 | 0,0754 | 0,0894 |
| Ponta (P) | 0,0387 | 0,1214 | 0,1601 |
| Cheia (C) | 0,0263 | 0,0998 | 0,1261 |
| Potência Horas de Ponta (EUR/kW.dia) | | | 0,0993 |

Para a negociação do acordo de fornecimento de energia e as correspondentes tarifas que melhor servem os interesses das empresas, os preços contratualizados com as entidades comercializadoras são analisados previamente a partir dos preços publicados pela ERSE. A figura 3.13, ilustra a evolução do preço das tarifas para fornecimento de energia em AT entre [2009;2020].

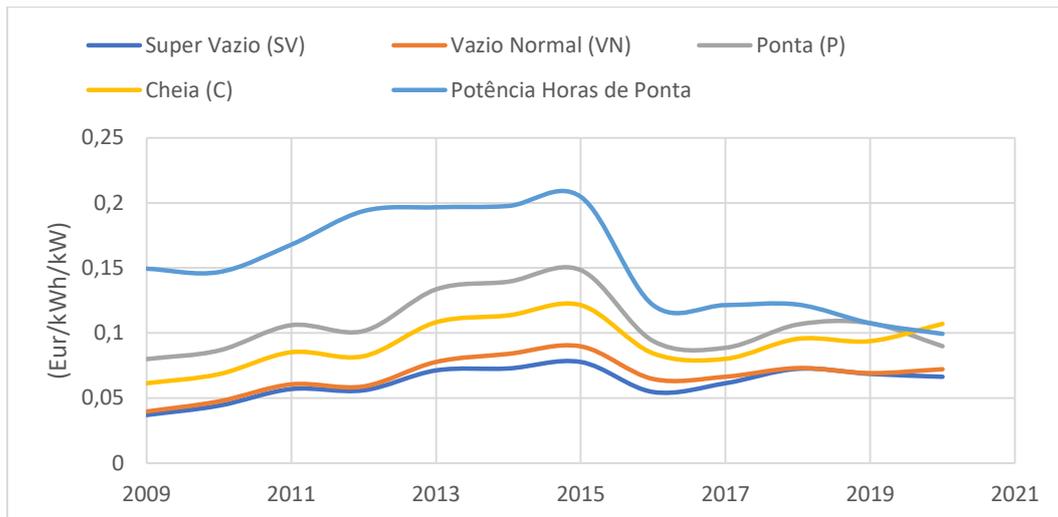


Figura 3. 13 - Gráfico de evolução do preço das tarifas para fornecimento em AT [2009;2020]

Analisando a evolução dos preços das tarifas para fornecimento em AT entre 2009 e 2020, verifica-se uma tendência de crescimento dos preços da eletricidade entre 2009 e 2015, tendência esta que inverteu a partir de 2016, coincidente com altura em que o mercado liberalizado tem maior expressão.

Apesar da tendência de descida e a estabilização do preço das tarifas de energia nos últimos quatro anos, a que se deve a maior competitividade devido ao mercado liberalizado, e em particular o preço a pagar pela potência em horas de ponta, conforme ilustra o gráfico da figura 3.14, a constituição do preço final a pagar pela energia depende de uma série de diferentes condições de oferta e procura, incluindo a situação geopolítica, o cabaz energético nacional, a diversificação das importações, os custos da rede, os custos da proteção ambiental, as condições climáticas severas ou os níveis de impostos e tributação. Neste contexto, a previsão das tarifas a médio prazo é uma tarefa complexa que não faz parte dos objetivos para o presente trabalho.

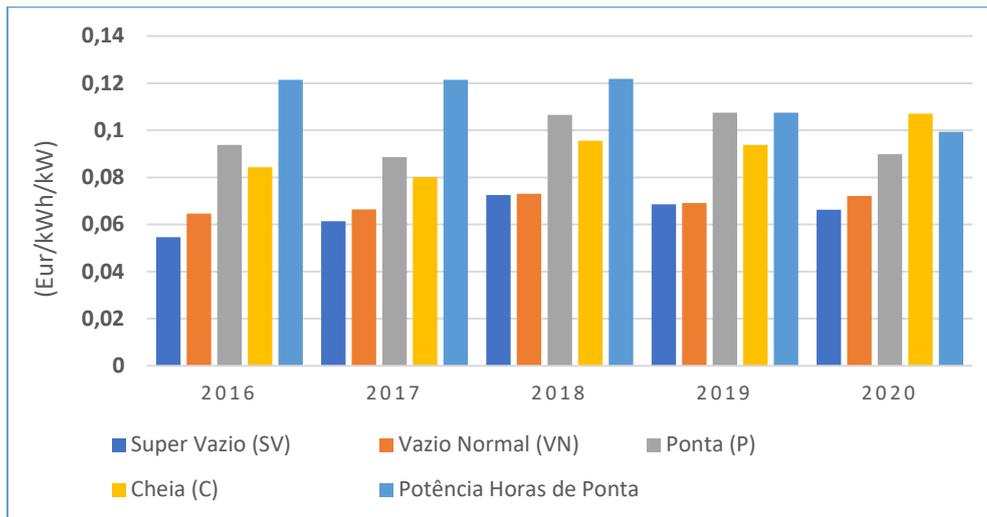


Figura 3. 14 - Evolução do preço das tarifas [2016;2020]

3.3.4 Custos de Construção de Infraestruturas Associadas ao Ciclo Urbano da Água

Os custos de construção de infraestruturas, nomeadamente dos reservatórios, que foram considerados para o estudo, resulta do trabalho desenvolvido pela ERSAR em parceria com o Instituto Superior Técnico, onde se apresenta o Guia técnico n. 23 [46] documento que auxilia na estimativa de custos de construção e de investimento de infraestruturas do ciclo urbano da água (incluindo os serviços de abastecimento público de água).

Os reservatórios considerados no presente trabalho são do tipo apoiado, não estão associados a estações elevatórias e os volumes totais variam entre os 5.000 m³ e os 40.000 m³, com intervalos de 2.500 m³. A opção pelo reservatório do tipo apoiado, deve-se ao facto do reservatório existente na localidade de À-dos-Bispos ser do mesmo tipo, localizado abaixo do terreno, a construção ser mais fácil quando comparado com reservatório elevado, bem como, pela vantagem de provocar menor impacte ambiental face a outros tipos de reservatórios.

As fórmulas de cálculo usadas para se obter os custos de construção em função dos volumes foram as indicadas no Guia técnico n. 23, na secção sobre os reservatórios apoiados. Os custos de construção foram distribuídos em duas categorias, (1. Construção civil sem arranjos exteriores (figura 3.15) e (2.

Equipamento eletromecânico e instalações elétricas (figura 3.16). A figura 3.17, reflete a soma dos dois custos anteriores.

Custo Unitário de Construção

$$\text{Construção RSV } (\text{€/m}^3) = (2718 V^{-0,366}) + (3479V^{-0,533}) \quad (2)$$

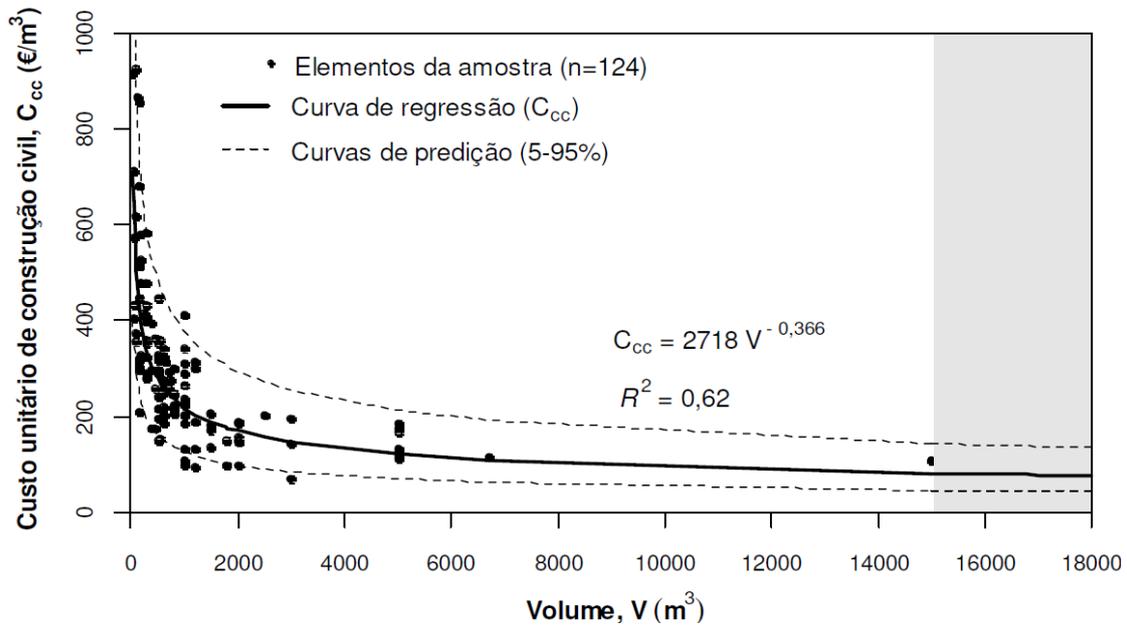


Figura 3. 15 - Custo unitário de construção de reservatórios apoiados sem estação elevatória. Componente construção civil sem arranjo exterior. (Fonte: ERSAR guia técnico 23)

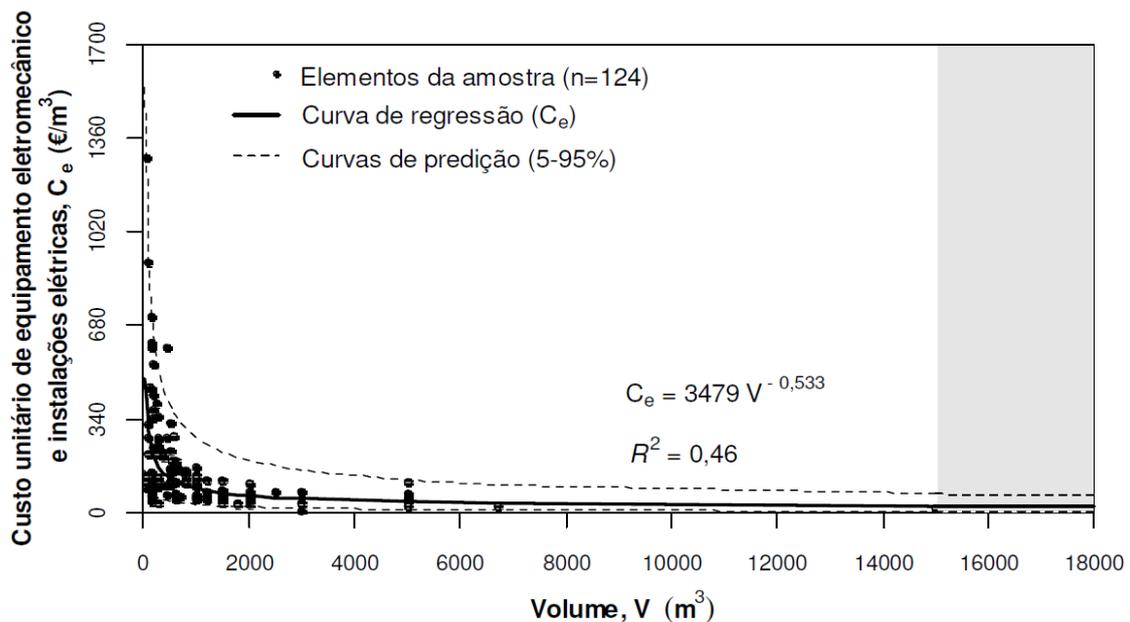


Figura 3. 16 - Custo unitário de construção de reservatórios apoiados sem estação elevatória. Componente equipamento e instalações elétricas. (Fonte: ERSAR guia técnico 23)

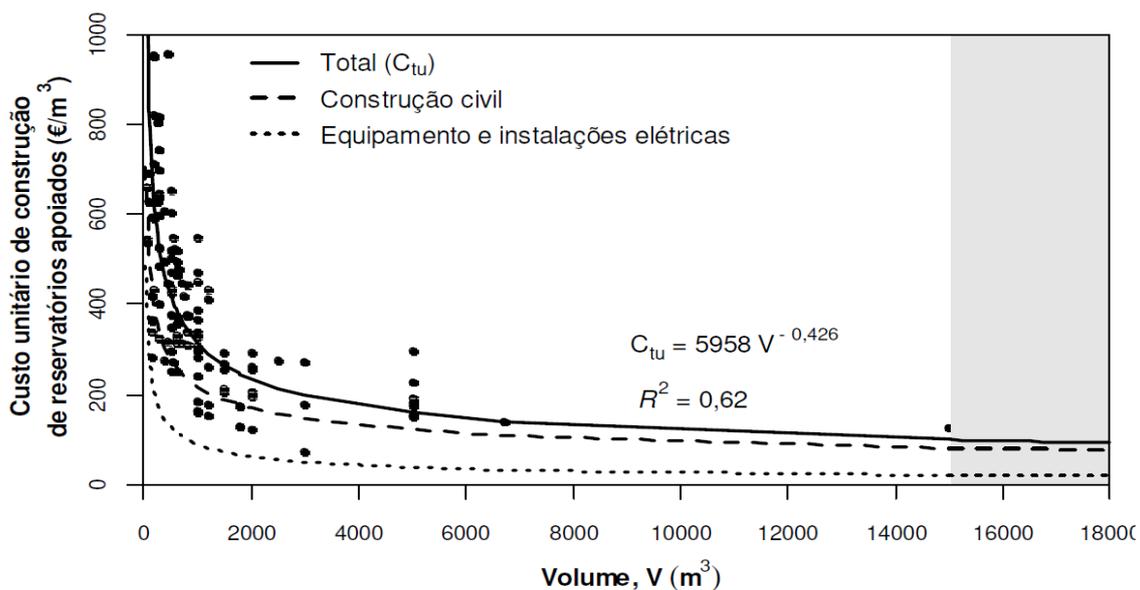


Figura 3. 17 - Custo unitário de construção de reservatórios apoiados sem estação elevatória.
 (Fonte: ERSAR guia técnico 23)

Realçar no entanto que os custos de construção que resultam das extrapolações dizem respeito apenas aos investimentos, não incorporando outros custos fixos habitualmente associados ao tipo de infraestrutura, tais como a operação e manutenção. Aplicando a equação (2) para o cálculo do custo unitário de construção (m^3), obteve-se os correspondentes custos de construção para os volumes totais dos reservatórios considerados para a simulação e que variam entre $[5.000 \text{ } 40.000 \text{ } m^3]$ de modo a cobrir uma vasta gama de caudais bombeados, com intervalos de $2.500 \text{ } m^3$.

Na tabela 3.6 apresenta-se o resumo do resultado obtido, para os custos de construção dos reservatórios auxiliares, para os volumes considerados na simulação, de acordo com as fórmulas de cálculo indicadas na guia técnico 23, para os volumes dos reservatórios apoiados sem estação elevatória, sem arranjos exteriores, mas que inclui equipamentos eletromecânicos e instalações elétricas.

Tabela 3. 6 - Custos Unitários e de construção para os volumes dos RSV usados na simulação.

| Volume Reservatório Apoiado sem EE (m ³) | Custo construção civil (€/m ³) | Custo Equipamento e IE (€/m ³) | Custo total unitário de construção (€/m ³) | Custo construção RSV |
|--|--|--|--|----------------------|
| 5 000 | € 120.34 | € 37.15 | € 157.49 | € 787,449.06 |
| 7 500 | € 103.75 | € 29.93 | € 133.67 | € 1,002,549.18 |
| 10 000 | € 93.38 | € 25.67 | € 119.05 | € 1,190,507.38 |
| 12 500 | € 86.06 | € 22.79 | € 108.85 | € 1,360,610.53 |
| 15 000 | € 80.50 | € 20.68 | € 101.18 | € 1,517,745.35 |
| 17 500 | € 76.08 | € 19.05 | € 95.14 | € 1,664,873.33 |
| 20 000 | € 72.46 | € 17.74 | € 90.20 | € 1,803,956.07 |
| 22 500 | € 69.40 | € 16.66 | € 86.06 | € 1,936,375.39 |
| 25 000 | € 66.77 | € 15.75 | € 82.53 | € 2,063,149.83 |
| 27 500 | € 64.48 | € 14.97 | € 79.46 | € 2,185,056.76 |
| 30 000 | € 62.46 | € 14.29 | € 76.76 | € 2,302,706.10 |
| 32 500 | € 60.66 | € 13.70 | € 74.36 | € 2,416,587.24 |
| 35 000 | € 59.04 | € 13.17 | € 72.20 | € 2,527,100.30 |
| 37 500 | € 57.56 | € 12.69 | € 70.26 | € 2,634,577.54 |
| 40 000 | € 56.22 | € 12.26 | € 68.48 | € 2,739,298.61 |

3.3.5 Infraestruturas utilizadas na modelação

Para a modelação foram consideradas as infraestruturas ilustradas na figura 3.18 que contempla a Estação Elevatória n.º2, equipada com 6 grupos de elevação de idênticas características do tipo centrífugas de eixo horizontal bipartida de dupla aspiração, adutor de transporte e reservatório existente na localidade de À-dos-Bispos.

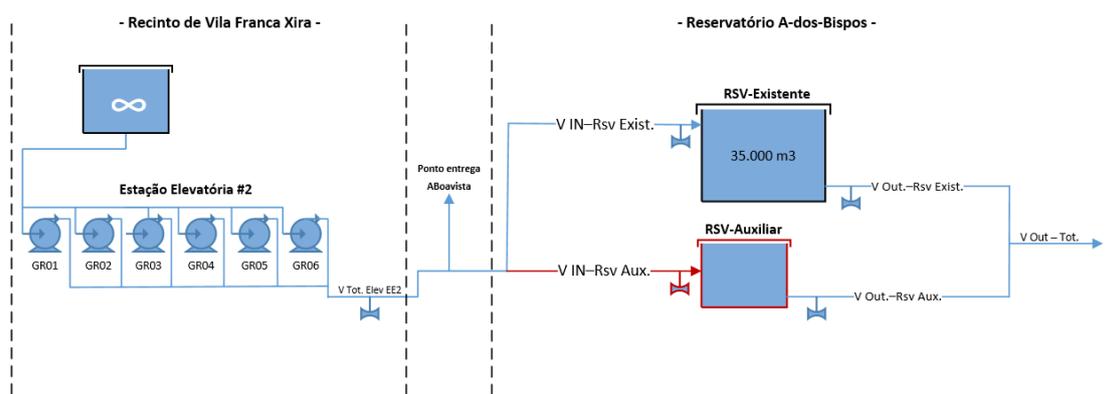


Figura 3. 18 - Visão geral das infraestruturas a usar na Modelação

A água é bombeada a partir de um reservatório a montante considerado de capacidade infinita. O volume total elevado é contabilizado por um medidor de caudal instalado à saída do coletor de compressão. Os medidores de caudal instalados e os instrumentos de campo que realizaram as medições estão abrangidos pela política de qualidade da empresa, ou seja são alvo de verificação periódica, pelo que, considera-se que os valores obtidos são fidedignos para a simulação e objetivos pretendidos. O reservatório existente com a capacidade de armazenamento de 35.000 m³ recebe o volume de água elevado proveniente da EE2.

O reservatório auxiliar por sua vez e para efeito de simulação, recebe água elevada pela EE2 nos períodos que ocorrem transferências de bombagens conforme descrito na secção a seguir. As principais limitações do lado da EE2 são o número de grupos disponíveis e do lado do reservatório o volume de encaixe de cada um dos reservatórios auxiliares considerados. Para simplificação dos cálculos considerou-se que o adutor que interliga as duas infraestruturas tem a capacidade de transportar o caudal aduzido pelos 6 grupos de elevação.

3.4 Indicadores Para Análise Económica

Uma vez obtida a poupança anual de custos energéticos (*cash flows*), que resultam das transferências dos períodos de bombagem em função dos volumes dos reservatórios auxiliares, procede-se ao cálculo dos indicadores que a seguir se descrevem.

3.4.1 VAL (Valor Atual Líquido)

Tem como objetivo avaliar a viabilidade do projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus *cash-flows* para o período em análise e é dada pela seguinte equação.

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1 + r)^t} - I_0 \quad (3)$$

VAL > 0: Investimento aceitável
 VAL = 0: Situação Limite
 VAL < 0: Mau Investimento

t = 0, 1, 2 ...N Ano
 I₀: Investimento inicial (considerado como feito em t = 0)
 N: Período de Investimento

| | |
|---------|--|
| R_t : | Receitas (e/ou poupanças) no ano t |
| D_t : | Despesas (custos O&M) no ano t |
| r : | Taxa de atualização, custo de capital, rentabilidade de um investimento financeiro com risco idêntico. De um modo geral, r pode ser constituído por: |

$$r = (1 + T_1) + (1 + T_2) + (1 + T_3) - 1$$

- $T1$: Taxa de rendimento real mínima (ex. Obrigações do Tesouro)
- $T2$: Taxa associada ao risco envolvido no projeto.
- $T3$: Taxa de inflação

Para a taxa de atualização foi usada para a simulação o valor típico de 2%, ligeiramente acima da média anual da inflação dos últimos 20 anos $(1.8\%)^2$.

3.4.2 TIR (Taxa Interna de Rendibilidade)

Representa a rendibilidade gerada por determinado investimento, ou seja, representa uma taxa de juro tal, que se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obter-se-ia exatamente a mesma taxa de rendibilidade final. Ou seja, é a taxa de atualização (r) necessária para que o VAL seja nulo, sendo que o projeto é viável se o r definido pelo VAL for inferior ao valor de TIR obtido.

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (4)$$

3.4.3 PRI (Período de Retorno de Investimento) (*payback*)

Representa o tempo que demora a recuperar os montantes investidos através dos *cash flows* gerados por esse mesmo investimento, ou seja, representa o tempo necessário para que o Valor Atual Líquido (VAL) atinja valores positivos.

O PRI obtido corresponde ao ano em que as poupanças acumuladas transitaram de um valor negativo para positivo.

² Calculado com base na histórico disponibilizado em <https://www.inflation.eu/pt/taxas-de-inflacao/portugal/inflacao-historica/ipc-inflacao-portugal-1999.aspx>

$$\sum_{t=1}^{PRI} \frac{R_t}{(1+r)^t} \geq \sum_{t=1}^{PRI} \frac{D_t}{(1+r)^t} + I_0 \quad (5)$$

3.4.4 Aumento da tarifa energética

Tal como referido anteriormente, do ano de 2015 ao ano 2020 verificou-se uma tendência de estabilização dos valores das tarifas energéticas, onde poder-se-ia através de regressão linear prever valores das tarifas para efeito da atualização das receitas que resultam dos ganhos económicos. Contudo considerou-se ser mais prudente que a atualização das tarifas energéticas pudesse cobrir vários cenários tendo em conta as incertezas do mercado energético para um período de 20 anos que foi o tempo considerado para o cálculo económico.

Assim, de modo a cobrir as incertezas quanto à previsão das tarifas energéticas ao longo dos vinte anos estimados para o cálculo económico, foram considerados 7 cenários para o aumento das tarifas energéticas, -3%, -2%, -1%, 0%, 1%, 2% e 3%, em que a atualização das receitas para o período de 20 anos aplicou-se a seguinte equação.

$$\text{Atualização da Receita}_n = \text{Receita} \times (1 + k \times t) \quad (6)$$

| | |
|------------------|--|
| Receita | Poupança que resulta da transferência do período de bombagem |
| k = | Aumento da tarifa [-3%, -2%, -1%, 0%, 1%, 2% e 3%] |
| t = 0, 1, 2 ...N | Ano |

3.4.5 Aumento dos volumes de água

Para a previsão dos volumes de água a elevar nos próximos anos na EE2, foi analisado os volumes elevados nos últimos 10 anos, conforme traduzido pelo gráfico da figura 3.19, onde se pode verificar que o consumo entre os anos de 2009 e 2014 apresentou uma tendência de descida, que se deve ao investimento realizado na EPAL no controlo das perdas, associado às campanhas de racionalização da água amplamente promovidas na EG. A partir de 2014 os volumes elevados na estação elevatória têm vindo a aumentar de forma gradual até 2019 (último ano analisado), o que poderá ser explicado pelo aumento do

consumo de água na população residente nas zonas abastecidas pela EPAL e também pelo crescimento do turismo em Portugal, e em particular na capital. Contudo, não foi considerada na simulação a previsão do aumento dos volumes de água. Este aumento iria implicar maiores dispêndios energéticos, razão pela qual os resultados obtidos poderão ser conservadores.

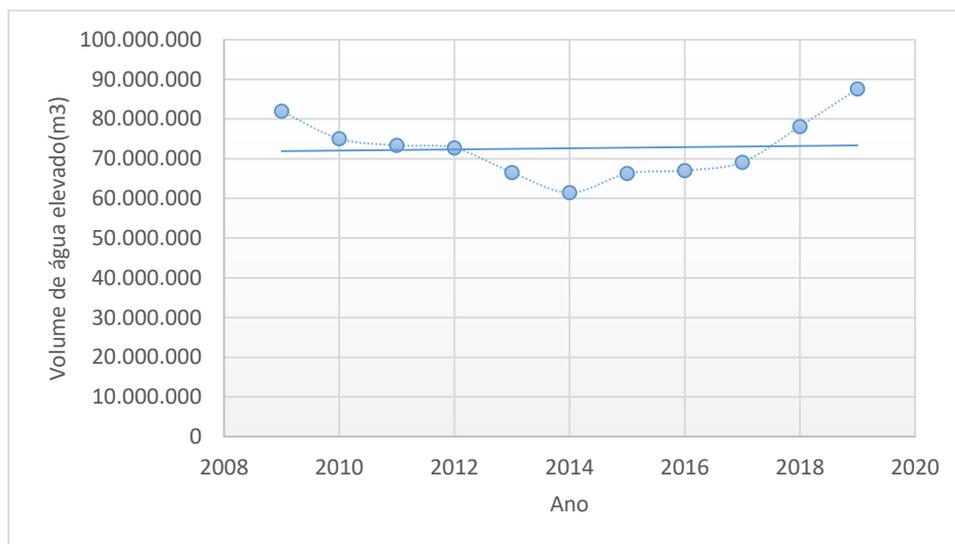


Figura 3. 19 - Volume de água elevado na EE2 em VFX

4. Resultados e Análise

4

Nesta secção são apresentados os resultados obtidos em ambiente de simulação utilizando a ferramenta Matlab para aplicar a metodologia descrita no Capítulo 3 ao caso de estudo de uma EE da empresa EPAL, onde a flexibilidade energética disponibilizada pelos grupos de elevação é analisada. Para o efeito, foram simulados dois cenários. O primeiro considera como limitação a disponibilidade de 5 dos 6 grupos existentes a funcionarem em simultâneo e um grupo de reserva. No segundo não é imposta nenhuma limitação e considera-se a utilização de todos os grupos instalados na Estação Elevatória. Para simplificação dos cálculos, não se considerou eventuais limitações da capacidade de transporte dos caudais aduzidos pelo adutor. A Secção 4.1 foca os resultados alcançados no cenário 1 e a Secção 4.2 os resultados obtidos no cenário 2.

4.1 Resultados com Cenário 1

Para o cenário 1 foi considerada a limitação de 5 grupos a funcionarem em simultâneo e um grupo de reserva. A tabela 4.1 resume os resultados das poupanças (ganhos económicos) obtidos no primeiro ano em função da capacidade de armazenamento para cada reservatório auxiliar considerado, separado pelas poupanças que resultam da flexibilidade energética e pela poupança que resulta da redução do valor a pagar pela potência das horas de ponta que é calculada pelo quociente entre a energia consumida em horas de ponta e o número de horas de ponta, ambos considerados para o período de tempo a que a corresponde a fatura.

Tabela 4. 1 - Resultados das poupanças obtidas em 2019 (primeiro ano), em função da capacidade de armazenamento.

| Volume de armazenamento (m³) | Poupança devido a bombagem | Poupanças devido a potência horas de ponta | Poupança total |
|--|-----------------------------------|---|-----------------------|
| 5.000 | 26.816,95 € | 28.363,91 € | 55.180,87 € |
| 7.500 | 42.044,56 € | 44.170,84 € | 86.215,40 € |
| 10.000 | 53.138,15 € | 56.081,84 € | 109.219,99 € |
| 12.500 | 58.833,02 € | 60.489,91 € | 119.322,93 € |
| 15.000 | 62.190,34 € | 62.913,09 € | 125.103,44 € |
| 17.500 | 65.103,64 € | 65.079,95 € | 130.183,60 € |
| 20.000 | 67.005,83 € | 66.242,39 € | 133.248,23 € |
| 22.500 | 68.101,56 € | 66.415,06 € | 134.516,61 € |
| 25.000 | 68.839,81 € | 66.452,73 € | 135.292,53 € |
| 27.500 | 69.277,21 € | 66.483,14 € | 135.760,36 € |
| 30.000 | 69.414,23 € | 66.483,14 € | 135.897,37 € |
| 32.500 | 69.441,71 € | 66.483,14 € | 135.924,85 € |
| 35.000 | 69.441,71 € | 66.483,14 € | 135.924,85 € |
| 37.500 | 69.441,71 € | 66.483,14 € | 135.924,85 € |
| 40.000 | 69.441,71 € | 66.483,14 € | 135.924,85 € |

Analisando os valores obtidos nas duas poupanças, verifica-se que a capacidade dos volumes de armazenamento tem influência no aumento do ganho económico, onde sobressai a diferença da poupança em mais de 49% que se obtém comparando o reservatório de 5.000 m³ com o de 10.000 m³. Contudo, não existe uma proporcionalidade direta entre os volumes dos reservatórios e as poupanças, conforme mostram os resultados da tabela 4.2. Quando comparado o reservatório de 10.000 m³ e o de 20.000 m³, verifica-se que a diferença da poupança entre os dois reservatórios já é de 18%. Ora, isto significa que à medida que se aumenta a capacidade de armazenamento, maiores são os potenciais ganhos económicos, em função da flexibilidade disponibilizada pelos grupos de bombagem, condições e limitações indicadas na secção 3.2. Em teoria o potencial limite de poupança ocorre quando são desviadas todas as bombagens nos períodos de energia mais cara, para os períodos de energia mais barata. Contudo, nos casos reais, a sazonalidade dos consumos tem influência no armazenamento de água nos reservatórios e conseqüentemente nos períodos de bombagem.

A figura 4.1 resume graficamente as poupanças indicadas na tabela 4.1, onde se verifica que para o cenário 1, usando a flexibilidade energética disponibilizada, o limite dos ganhos económicos foram atingidos utilizando um

reservatório auxiliar com a capacidade de armazenamento de 32.500 m³, o que significa que com este volume foi possível transferir todas as bombagens que ocorreram durante a semana e aos sábados nos períodos de ponta e cheias consideradas. O gráfico da figura 4.2 ilustra os correspondentes volumes de água bombeados em função da capacidade de armazenamento.

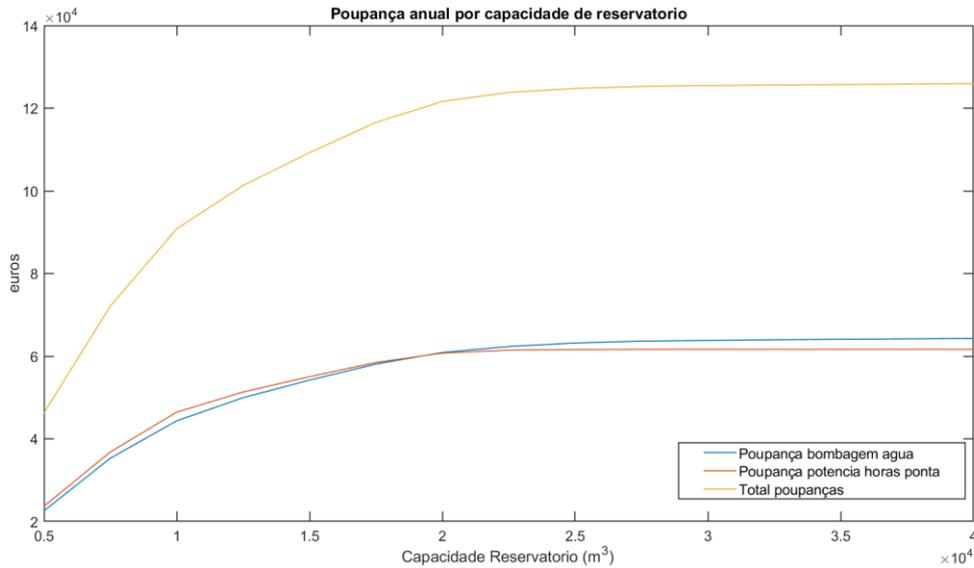


Figura 4. 1 - Poupança anual em 2019 em função da capacidade do reservatório_cenário1

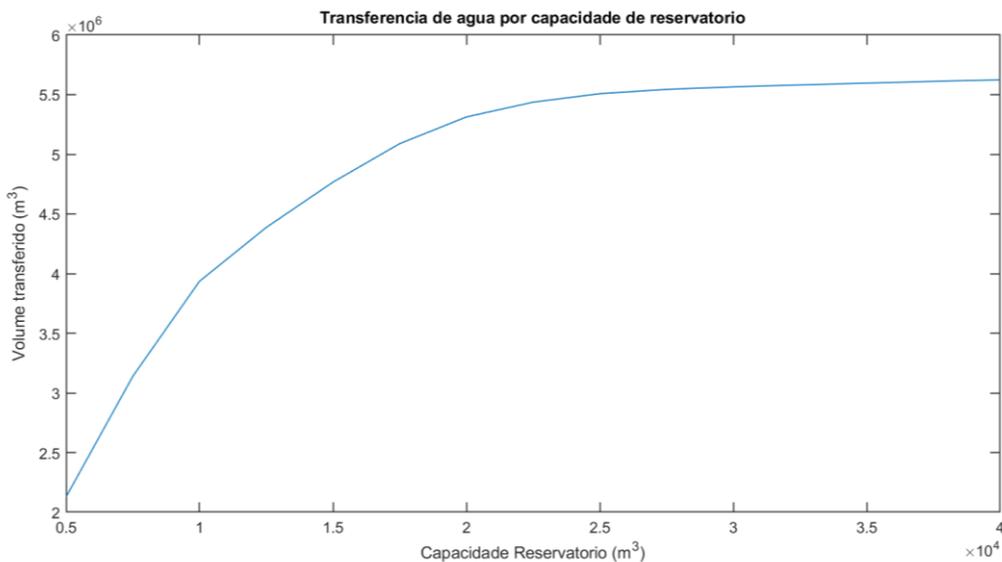


Figura 4. 2 - Volume de água transferido em 2019 em função da capacidade do reservatório_cenário1

Relativamente ao volume transferido, o gráfico da figura 4.3 (tomado como exemplo o mês de janeiro) mostra que para os reservatórios de menor volume,

isto é 5.000 m³ e 7.500 m³, as capacidades de armazenamento são esgotadas rapidamente apenas com a transferência da bombagem dos períodos de Ponta para o SV e de Ponta para Cheia. Utilizando um reservatório auxiliar com volume de armazenamento de 10.000 m³ foi possível desviar grande parte das bombagens que ocorrem em período de ponta durante a semana. Relativamente às bombagens que ocorrem nos sábados nos períodos indicados na tabela 3.1, só é possível desvia-las na totalidade utilizando um reservatório auxiliar de 27.500 m³ de capacidade. Com volumes de armazenamento superiores a 30.000 m³ não se acrescentam ganhos económicos por se esgotar as transferências das bombagens nos períodos indicados.

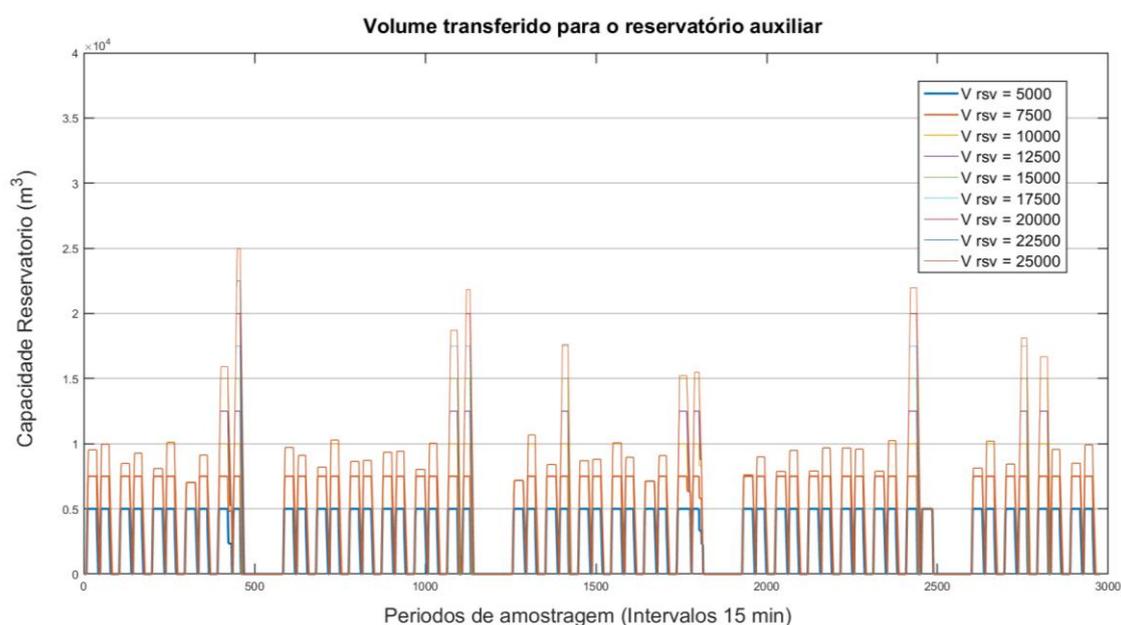


Figura 4. 3 - Volume de água transferido no mês de janeiro de 2019 para os reservatórios auxiliares de 5.000 m³ a 25.000 m³

As Figuras 4.4 a 4.6 ilustram os resultados por mês dos ganhos obtidos com a redução de energia em ponta que resultam das transferências dos períodos de bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia, em função da capacidade de armazenamento, no caso para os reservatórios de 5.000 m³, 12.500 m³, 17.500 m³ e 25.000 m³. No Anexo 1, das figuras A1 a A30, apresenta-se as ilustrações dos resultados obtidos para as reduções de consumo de energia em período de ponta e cheia que resultam de desviar as bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia durante a semana e nos sábados de Cheia para SV e Cheia para Vazio, para todos os aumentos de capacidade de armazenamento que foram considerados.

Entre os reservatórios de 5.000 m³ e 12.500 m³ houve um aumento considerável da poupança, pelo facto de ter sido os volumes onde ocorreram grande parte das transferências. Para volumes superiores, à medida que se aumenta a capacidade de armazenamento, maiores são as poupanças que se consegue obter, até ao limite da transferência de toda a água elevada nos sábados (Períodos de bombagem de Cheia para SV e Cheia para Vazio). Para os meses com maiores consumos de energia os ganhos económicos foram menores, explicado pela limitação dos grupos de elevação disponíveis, situação que se verificou principalmente nos meses de verão onde ocorreram maiores volumes elevados.

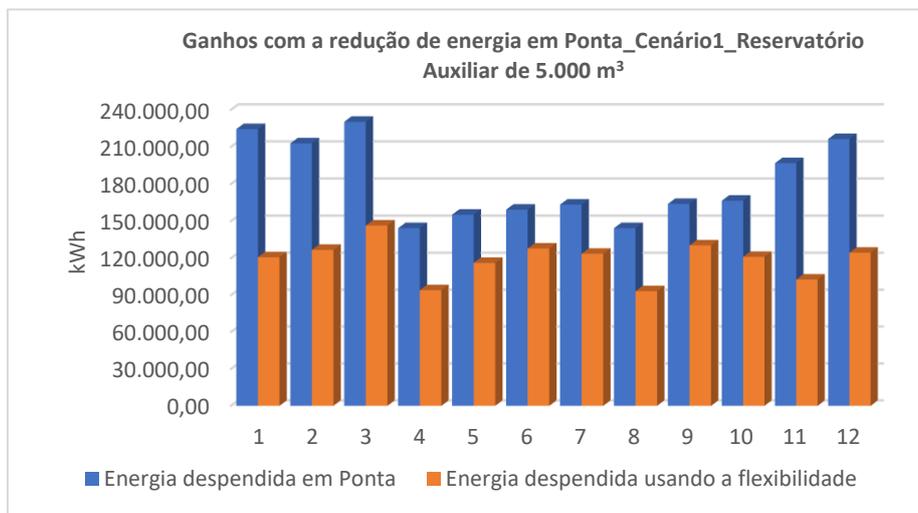


Figura 4. 4 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 5.000 m³.

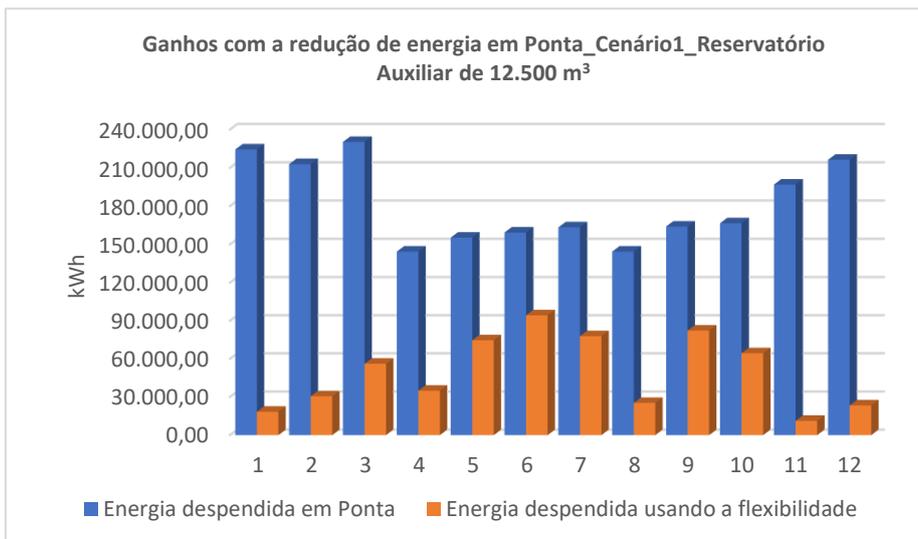


Figura 4. 5 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 12.500 m³.

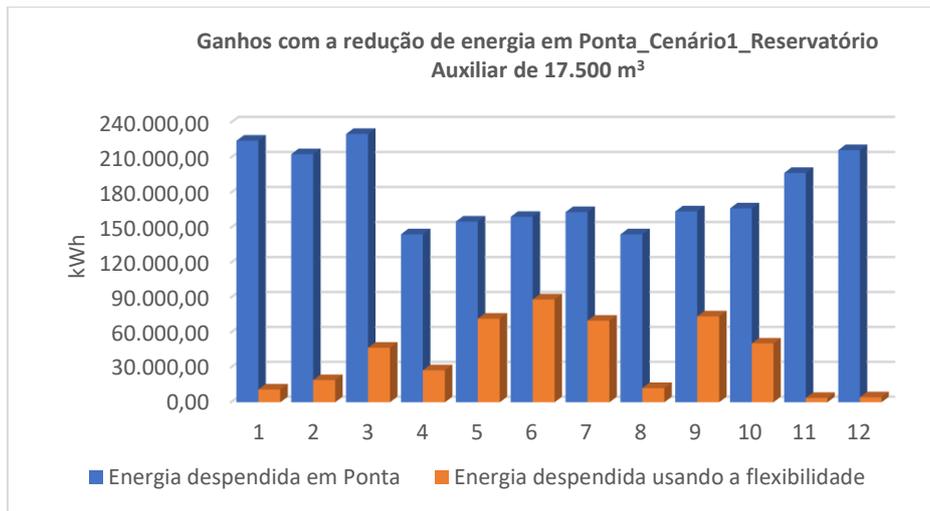


Figura 4. 6 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 17.500 m³.

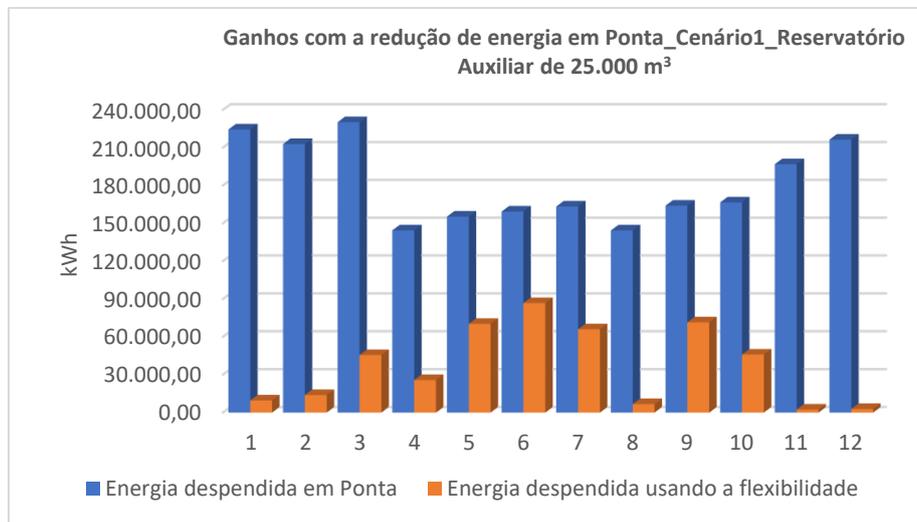


Figura 4. 7 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 25.000 m³.

As transferências de bombagens realizadas aos sábados nos períodos de Cheia para SV e Cheia para Vazio, contribuiram para o aumento das poupanças energéticas, embora com valor muito inferior quando comparado com a contribuição das transferências ocorridas durante a semana. O algoritmo desenvolvido foca na flexibilidade energética disponibilizada nos períodos de entrega em horário de Ponta, o que explica as diferentes contribuições para o total das poupanças energéticas dos sábados e correspondentes ganhos económicos.

Também de notar que o período horário de entrega de energia em Cheia, representa grande fatia da energia consumida pelo sistema, cerca de 41% do total da energia disponibilizada pelo comercializador, pelo que, para desviar parte

considerável das bombagens que ocorrem nesse período implicaria outra abordagem diferente da proposta no presente trabalho, específica e focada nos períodos de Cheia.

Os gráficos das figuras 4.8 e 4.9 ilustram para os sábados, as reduções de energia que foram obtidas face ao total de energia despendida no período de Cheia, tomando como exemplo os reservatórios de 7.500 m³, 15.000 m³, 25.000 m³, verifica-se que o aumento da capacidade de armazenamento não provocou redução substancial de energia consumida em horário de cheia, uma vez que o fornecimento de energia aos sábados, no período de Cheia, representa cerca de 10% do total de energia consumida em Cheia.

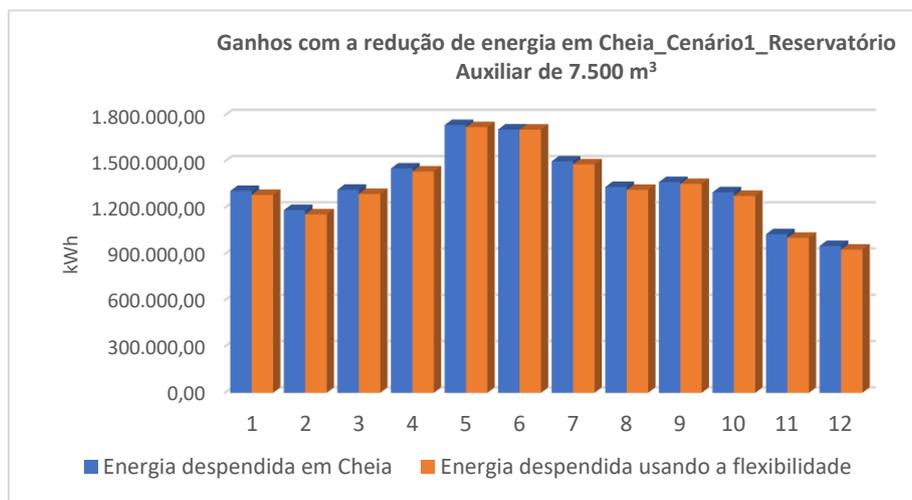


Figura 4. 8 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 7.500 m³.

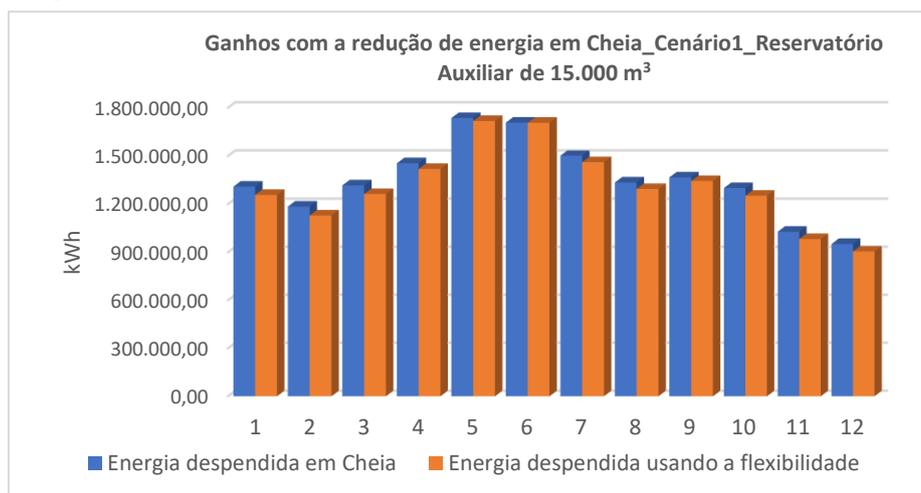


Figura 4. 9 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 15.000 m³.

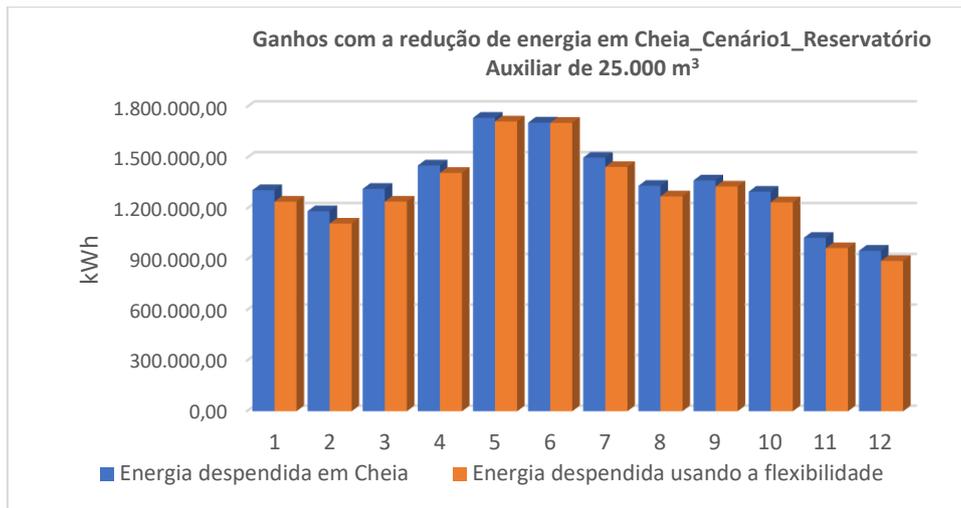


Figura 4. 10 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 25.000 m³.

A tabela 4.2 resume a percentagem média da potência total transferida em Ponta e em Cheia em função da capacidade dos reservatórios, originadas pelas transferências das bombagens realizadas durante a semana de PontaSV e de PontaCheia, e nos sábados pelas transferências das bombagens de CheiaSV e CheiaVazio. Com o aumento da capacidade de armazenamento foi possível desviar grande parte das bombagens que ocorrem em horário de Ponta. A título de exemplo, com o reservatório auxiliar de 7.500 m³, foi possível desviar mais de 50% das bombagens que ocorrem em Ponta. Os resultados mostram que o aumento gradual da capacidade de armazenamento permitiu desviar até 78% das bombagens em Ponta, utilizando o reservatório de 22.500 m³. Mesmo com o aumento da capacidade de armazenamento até 40.000 m³, não houve alterações de maior, devido à limitação do número de grupos disponíveis na EE. As percentagens indicadas na tabela 4.2 relaciona o total da energia máxima consumida na Estação Elevatória nos períodos em ponta e em cheia durante o ano de 2019, face a energia que foi possível transferir nos correspondentes períodos.

Tabela 4. 2 - Média anual da potência transferida em função da capacidade do reservatório_cenário1.

| <i>Média anual de potência transferida</i> | | |
|--|--------------|---------------|
| <i>Cap. Rsv (m3)</i> | <i>Ponta</i> | <i>Cheias</i> |
| 5.000 | 33% | 1% |
| 7.500 | 52% | 2% |
| 10.000 | 66% | 2% |
| 12.500 | 71% | 3% |
| 15.000 | 74% | 3% |
| 17.500 | 76% | 3% |
| 20.000 | 77% | 4% |
| 22.500 | 78% | 4% |
| 25.000 | 78% | 4% |
| 27.500 | 78% | 4% |
| 30.000 | 78% | 4% |
| 32.500 | 78% | 4% |
| 35.000 | 78% | 4% |
| 37.500 | 78% | 4% |
| 40.000 | 78% | 4% |

Recorrendo aos gráficos da redução da energia em períodos de cheias e a tabela com o resumo da média anual da potência transferida por reservatório, verifica-se que a redução percentual alcançada nos sábados quando comparada com as transferências ocorridas nos dias de semana foram bastante inferiores como já referido. Contudo, em termos de ganhos económicos efetivos os resultados são interessantes conforme mostra a tabela 4.3. Tomando como exemplo o reservatório de 10.000 m³, verifica-se que foi possível desviar 15% das bombagens que ocorridas aos sábados ao longo do ano de 2019, representando 7% da poupança total obtida.

Tabela 4. 3 - Contribuição das transferências das bombagens nos sábados para os ganhos económicos_cenário1.

| Contribuição Sábado (%) | | |
|--------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cap. Rsv (m3) | Transf. Bombagens | Total |
| 5.000 | 13% | 6% |
| 7.500 | 14% | 7% |
| 10.000 | 15% | 7% |
| 12.500 | 17% | 8% |
| 15.000 | 18% | 9% |
| 17.500 | 19% | 10% |
| 20.000 | 21% | 10% |
| 22.500 | 22% | 11% |
| 25.000 | 22% | 11% |
| 27.500 | 23% | 12% |
| 30.000 | 23% | 12% |
| 32.500 | 23% | 12% |
| 35.000 | 23% | 12% |
| 37.500 | 23% | 12% |
| 40.000 | 23% | 12% |

Para os indicadores económicos, obteve-se os valores do VAL e TIR para as capacidades dos reservatórios auxiliares e os correspondentes "Payback", considerando os 7 cenários para atualização das receitas no período de 20 anos, tendo em conta o aumento das tarifas energéticas de, -3%, -2%, -1%, 0%, 1%, 2% e 3%. As Figuras 4.11, 4.12 e 4.13 ilustram, o VAL, o TIR e o "Payback" respetivamente, calculados em função da capacidade do reservatórios auxiliares para todos os cenários previstos.

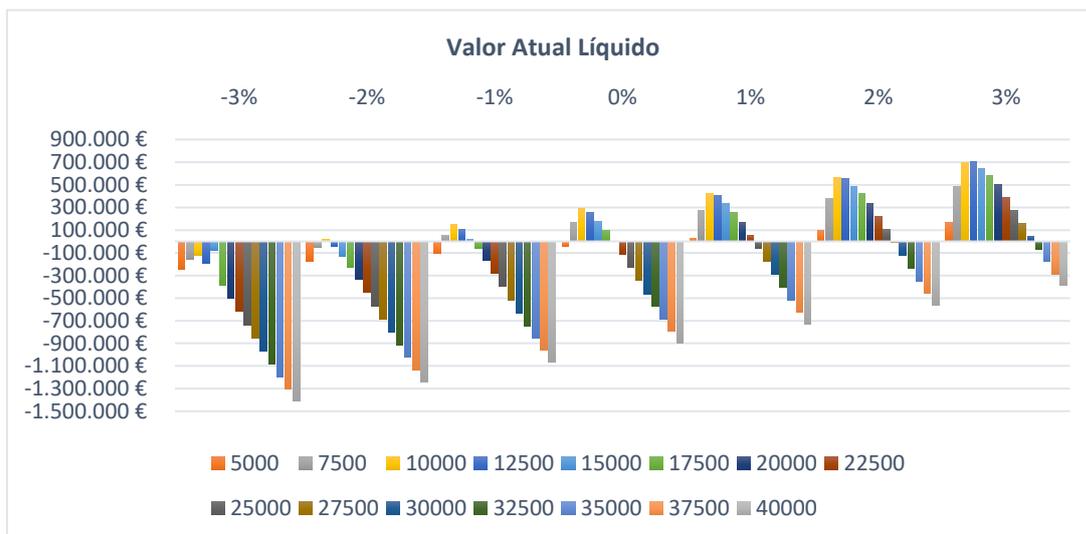


Figura 4. 11 - Gráfico do VAL para os reservatórios auxiliares_cenário1

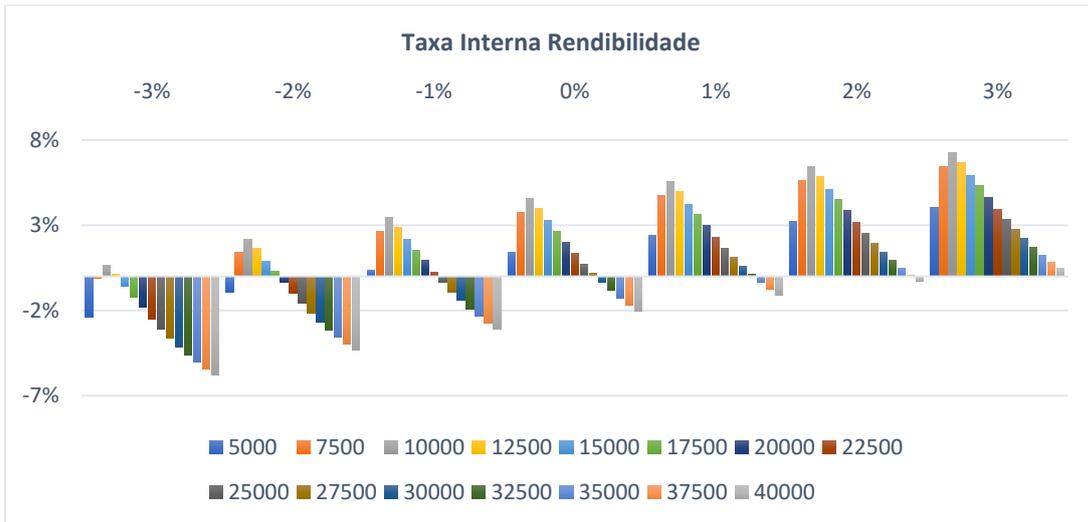


Figura 4. 12 - Gráfico do TIR para os reservatórios auxiliares_cenário1

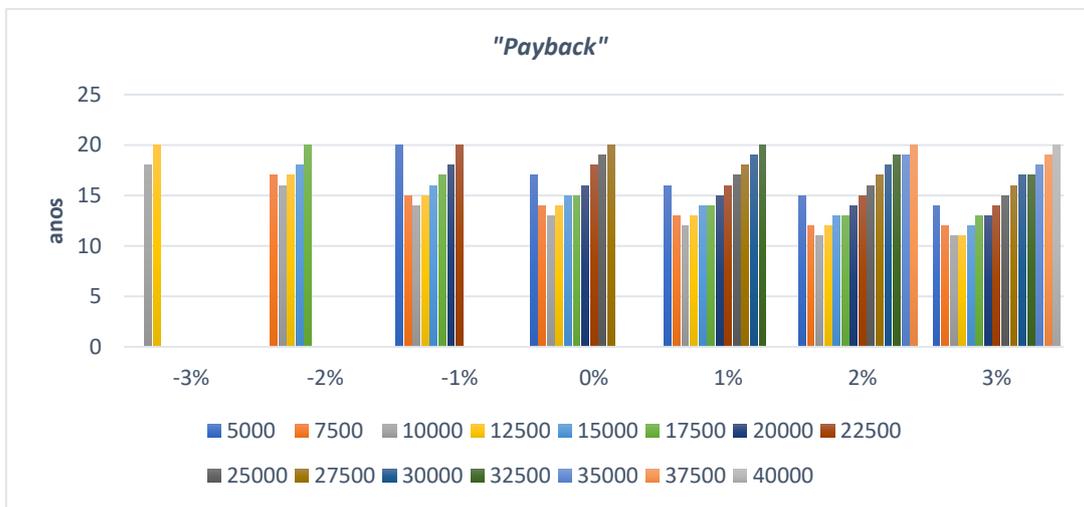


Figura 4. 13 - Gráfico com o "Payback" para os reservatórios auxiliares_cenário1

A tabela 4.4, resume os valores económicos obtidos para os 7 cenários considerados, quando se disponibiliza para 5 dos 6 grupos de elevação disponíveis na EE.

Tabela 4. 4 - Resumo dos resultados dos indicadores económicos _cenário 1.

| Cap. RSV (m3) | | -3% | -2% | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% |
|---------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 5.000 | VAL | - 246.347,33 € | - 177.622,33 € | - 108.897,32 € | - 40.172,32 € | 28.552,69 € | 97.277,70 € | 166.002,70 € |
| | TIR | -2% | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 20 | 17 | 16 | 15 | 14 |
| 7.500 | VAL | - 157.123,86 € | - 49.746,90 € | 57.630,06 € | 165.007,02 € | 272.383,98 € | 379.760,94 € | 487.137,90 € |
| | TIR | 0% | 1% | 3% | 4% | 5% | 6% | 6% |
| | Payback (anos) | 0 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 12 |
| 10.000 | VAL | - 119.499,78 € | 16.528,26 € | 152.556,29 € | 288.584,32 € | 424.612,35 € | 560.640,39 € | 696.668,42 € |
| | TIR | 1% | 2% | 3% | 5% | 6% | 6% | 7% |
| | Payback (anos) | 18 | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 11 |
| 12.500 | VAL | - 190.533,84 € | - 41.923,10 € | 106.687,64 € | 255.298,37 € | 403.909,11 € | 552.519,85 € | 701.130,59 € |
| | TIR | 0% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% |
| | Payback (anos) | 20 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 |
| 15.000 | VAL | - 76.193,41 € | - 135.175,14 € | 20.634,93 € | 176.445,00 € | 332.255,07 € | 488.065,13 € | 643.875,20 € |
| | TIR | -1% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% |
| | Payback (anos) | 0 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 |
| 17.500 | VAL | - 388.297,33 € | - 226.160,17 € | - 64.023,02 € | 98.114,13 € | 260.251,28 € | 422.388,43 € | 584.525,58 € |
| | TIR | -1% | 0% | 2% | 3% | 4% | 4% | 5% |
| | Payback (anos) | 0 | 20 | 17 | 15 | 14 | 13 | 13 |
| 20.000 | VAL | - 497.328,41 € | - 331.374,41 € | - 165.420,42 € | 533,58 € | 166.487,57 € | 332.441,56 € | 498.395,56 € |
| | TIR | -2% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 |
| 22.500 | VAL | - 617.309,97 € | - 449.776,26 € | - 282.242,55 € | -114.708,85 € | 52.824,86 € | 220.358,57 € | 387.892,27 € |
| | TIR | -2% | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 20 | 18 | 16 | 15 | 14 |
| 25.000 | VAL | - 736.475,78 € | - 567.975,70 € | - 399.475,63 € | -230.975,55 € | - 62.475,48 € | 106.024,60 € | 274.524,67 € |
| | TIR | -3% | -2% | 0% | 1% | 2% | 3% | 3% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 19 | 17 | 16 | 15 |
| 27.500 | VAL | - 853.795,23 € | - 684.712,51 € | - 515.629,78 € | -346.547,05 € | -177.464,33 € | - 8.381,60 € | 160.701,13 € |
| | TIR | -4% | -2% | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 20 | 18 | 17 | 16 |
| 30.000 | VAL | - 970.101,02 € | - 800.847,65 € | - 631.594,28 € | -462.340,91 € | -293.087,54 € | -123.834,17 € | 45.419,20 € |
| | TIR | -4% | -3% | -1% | 0% | 1% | 1% | 2% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 18 | 17 |
| 32.500 | VAL | -1.083.712,65 € | - 914.425,05 € | - 745.137,45 € | -575.849,84 € | -406.562,24 € | -237.274,64 € | - 67.987,04 € |
| | TIR | -5% | -3% | -2% | -1% | 0% | 1% | 2% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 19 | 17 |
| 35.000 | VAL | -1.194.225,71 € | -1.024.938,11 € | - 855.650,51 € | -686.362,90 € | -517.075,30 € | -347.787,70 € | -178.500,10 € |
| | TIR | -5% | -4% | -2% | -1% | 0% | 0% | 1% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19 | 18 |
| 37.500 | VAL | -1.301.702,95 € | -1.132.415,34 € | - 963.127,74 € | -793.840,14 € | -624.552,54 € | -455.264,94 € | -285.977,34 € |
| | TIR | -5% | -4% | -3% | -2% | -1% | 0% | 1% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 19 |
| 40.000 | VAL | -1.406.424,02 € | -1.237.136,42 € | -1.067.848,82 € | -898.561,21 € | -729.273,61 € | -559.986,01 € | -390.698,41 € |
| | TIR | -6% | -4% | -3% | -2% | -1% | 0% | 0% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 |

Dos resultados obtidos quando se limita o funcionamento da EE a cinco grupos de elevação, foi possível verificar que o reservatório auxiliar "selecionado" que melhor serve os interesses da EPAL em termos de capacidade

de armazenamento é de 10.000 m³ de volume, pois apresentou os melhores indicadores económicos quando comparado com os restantes reservatórios. A sua construção de acordo com a metodologia desenvolvida pela ERSAR no seu guia técnico n.º 23 [46] e os correspondentes cálculos realizados usando a fórmula indicada na secção 3.3.4 é de € 1.190.507.

Avaliando os indicadores económicos, o reservatório auxiliar de 10 000 m³ obteve os melhores resultados para todos os cenários considerados para o aumento da tarifa. Mesmo para o segundo pior cenário, considerando um aumento da tarifa de (-2%) ao ano, o investimento teria um retorno nos primeiros 17 anos e uma taxa interna de rentabilidade de 2%. Os valores dos indicadores melhoram à medida que se aumenta o valor da tarifa, chegando a um VAL de € 696.668 quando a tarifa é aumentada para (3%) e um tempo de retorno do investimento de 11 anos.

Considerando um aumento nulo na tarifa de energia, o VAL atinge € 288.584, e o período de retorno seria de 13 anos o que é interessante tendo em conta os 50 anos de tempo de vida útil considerado para o tipo de construção.

Atendendo à metodologia desenvolvida, usando a flexibilidade energética disponibilizada pelos grupos, considerando o reservatório de 10.000 m³ de volume de armazenamento, os resultados mostram uma redução do custo energético para o caso de estudo (EE 2 - VFX) de 66% do total do consumo energético em horário de Ponta e redução de 2% do total do período de Cheias. (ver tabela 4.2)

4.2 Resultados com Cenário 2

Para o cenário 2, considerou-se a disponibilidade dos 6 grupos que equipam a estação elevatória a funcionarem em simultâneo. Os resultados das poupanças em função dos volumes auxiliares de armazenamento encontram-se resumidos na tabela 4.5.

Tabela 4. 5 - Resultados da poupança obtida em função da capacidade de armazenamento.

| Volume de armazenamento (m³) | Poupança devido a bombagem | Poupanças devido a potência horas de ponta | Poupança total |
|--|-----------------------------------|---|-----------------------|
| 5.000 | 29.862,44 € | 30.613,29 € | 60.475,72 € |
| 7.500 | 47.270,03 € | 48.207,52 € | 95.477,55 € |
| 10.000 | 62.300,92 € | 63.345,94 € | 125.646,87 € |
| 12.500 | 71.582,93 € | 71.122,29 € | 142.705,22 € |
| 15.000 | 77.653,41 € | 75.504,84 € | 153.158,25 € |
| 17.500 | 83.126,46 € | 79.632,53 € | 162.759,00 € |
| 20.000 | 87.231,71 € | 82.165,86 € | 169.397,57 € |
| 22.500 | 89.807,80 € | 83.193,87 € | 173.001,67 € |
| 25.000 | 91.410,07 € | 83.307,76 € | 174.717,84 € |
| 27.500 | 92.512,35 € | 83.338,18 € | 175.850,53 € |
| 30.000 | 93.260,20 € | 83.338,18 € | 176.598,39 € |
| 32.500 | 93.688,07 € | 83.338,18 € | 177.026,25 € |
| 35.000 | 94.015,33 € | 83.338,18 € | 177.353,51 € |
| 37.500 | 94.147,46 € | 83.338,18 € | 177.485,64 € |
| 40.000 | 94.178,87 € | 83.338,18 € | 177.517,05 € |

Os resultados mostram que utilizando todos os grupos de elevação que equipam a estação elevatória, as poupanças são superiores por se conseguir desviar mais ciclos de bombagens tanto em horário de Ponta como de Cheia. A medida que se aumenta a capacidade dos reservatórios, maiores são as poupanças e os correspondentes ganhos económicos até ao limite máximo possível, dada pela transferência total das bombagens como referido anteriormente.

Os gráficos das figuras 4.14 e 4.15 ilustram a curva da poupança e os correspondentes volumes de água bombeados em função da capacidade de armazenamento.

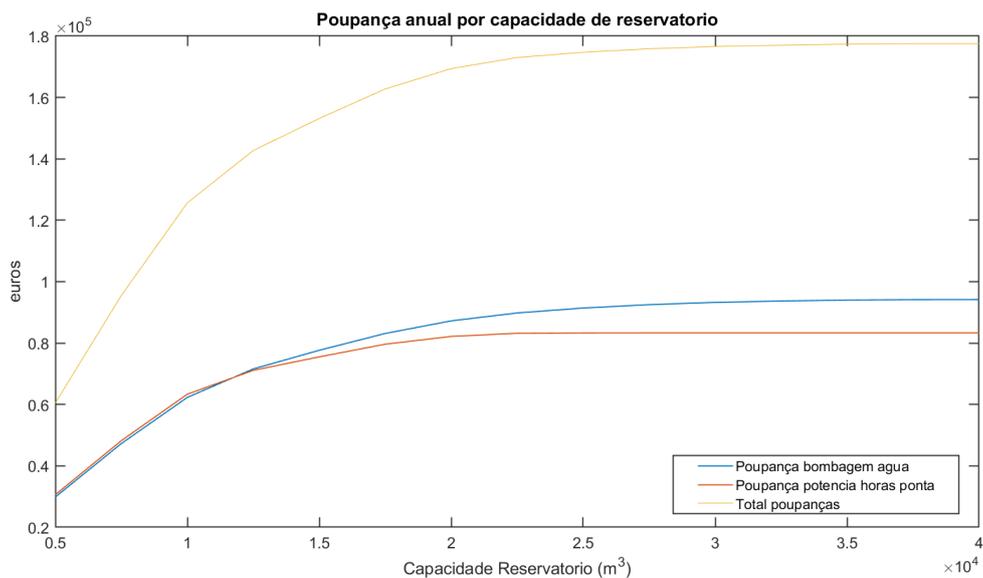


Figura 4. 14 - Poupança anual em 2019 em função da capacidade do reservatório_cenário2

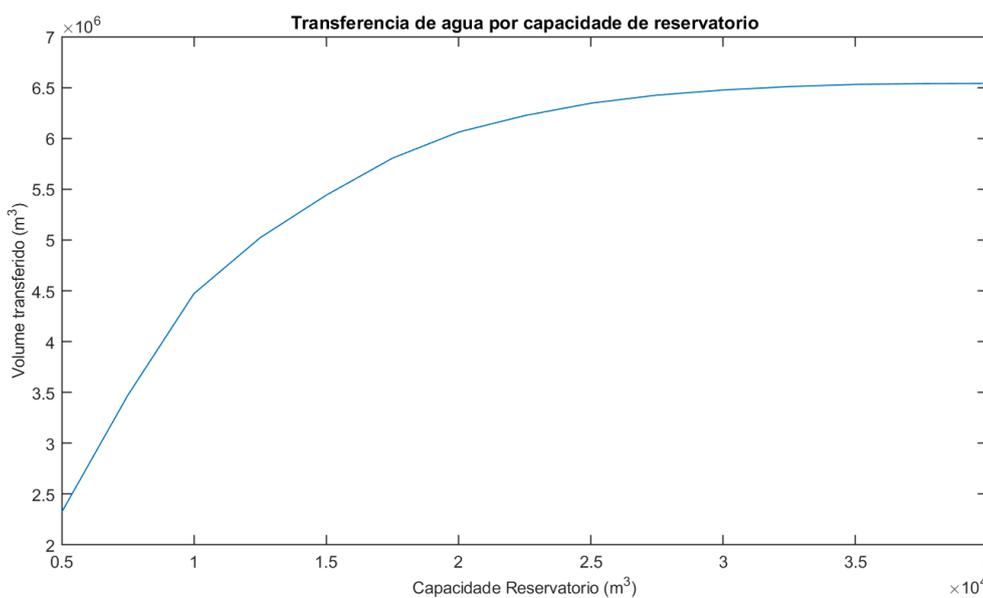


Figura 4. 15 - Volume de água transferido em 2019 em função da capacidade do reservatório_cenário2

A figura 4.16 ilustra o volume de água transferido também no mês de Janeiro, usando a disponibilidade dos 6 grupos de elevação existentes na EE. Verifica-se que os volumes dos dois reservatórios auxiliares mais pequenos esgotaram rapidamente a sua capacidade de armazenamento e praticamente não sofreram alterações comparativamente ao cenário 1, ao passo que, os reservatórios de volume superior tiveram um incremento de água, explicado pela existência de mais um grupo de elevação, o que possibilitou também maior número de transferências realizadas em dias da semana e principalmente nos

sábados nas bombagens que ocorrem de Cheia para SV e de Cheia para Vazio, devido ao maior número de bombagens que ocorrem nos correspondentes períodos.

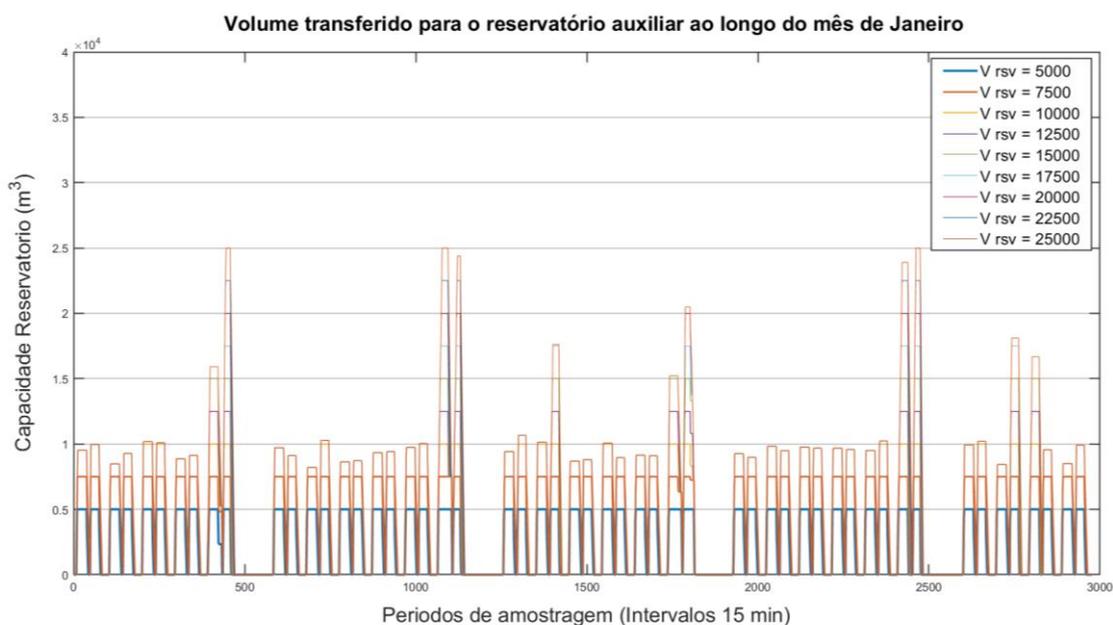


Figura 4. 16 - Volume de água transferido no mês de janeiro de 2019_Rsv 5 000 m³ a 25 000 m³_cenário2

As Figuras 4.17 a 4.21 ilustram os ganhos obtidos com a redução de energia em ponta que resultam das transferências dos períodos de bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia, em função da capacidade de armazenamento, no caso para os reservatórios de 5.000 m³, 12.500 m³, 17.500 m³, 20.000 m³ e 25.000 m³. No Anexo 1, das figuras A31 a A60, apresenta-se as ilustrações dos resultados obtidos com a redução de energia em ponta e em cheia que resultam de desviar as bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia durante a semana e nos sábados de Cheia para SV e Cheia para Vazio, para todos os aumentos de capacidade de armazenamento que foram considerados.

Comparando os dois cenários verifica-se um ligeiro aumento da poupança energética nos reservatórios de 5.000 m³ e 7.500 m³ e 10.000 m³ em cerca de 3%, 4% e 8% respetivamente, entre os reservatórios [12.500 20.000] m³, o aumento dos ganhos económicos situou-se entre os 11% e os 17%, ao passo que os reservatórios entre [22.500 40.000] m³ tiveram um aumento igual nos ganhos económicos de 18%, o que significa que com o reservatório de 22.500 m³ é possível desviar praticamente todas as bombagens, que ocorrem nos períodos horários de entrega

de energia elétrica em ponta, sendo que para o cenário 1 a percentagem das transferências é de 78% e no cenário 2 é de 96%.

As diferenças nos ganhos económicos entre os dois cenários, traduzidas pelas percentagens indicadas anteriormente devem-se ao aumento da capacidade de bombagem pela disponibilização de mais um grupo para elevar os caudais no período horário de SV, principalmente nos meses de verão onde ocorreram mais bombagens no referido período.

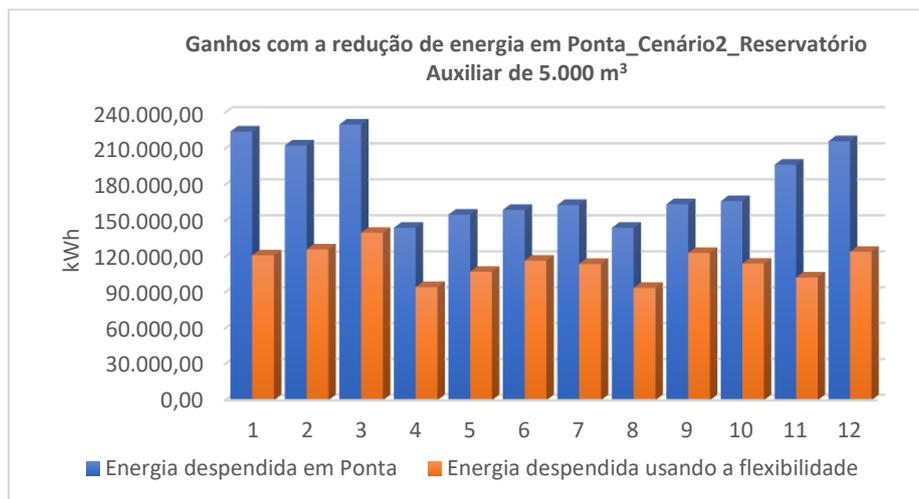


Figura 4. 17 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 5.000 m³.

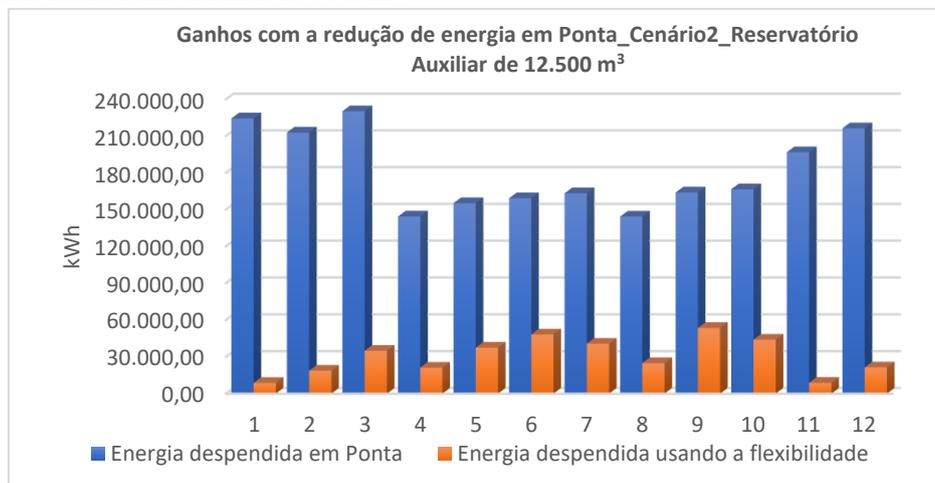


Figura 4. 18 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 12.500 m³.

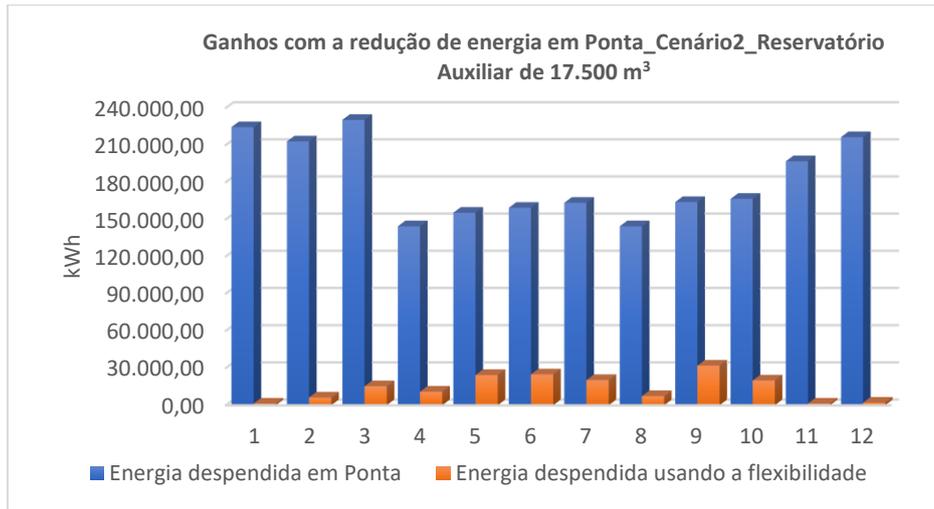


Figura 4. 19 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 17.500 m³.

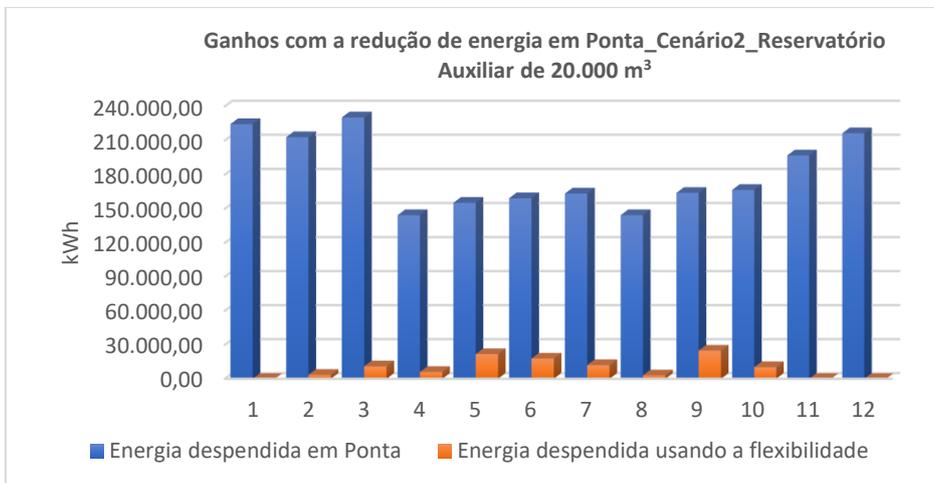


Figura 4. 20 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 20.000 m³.

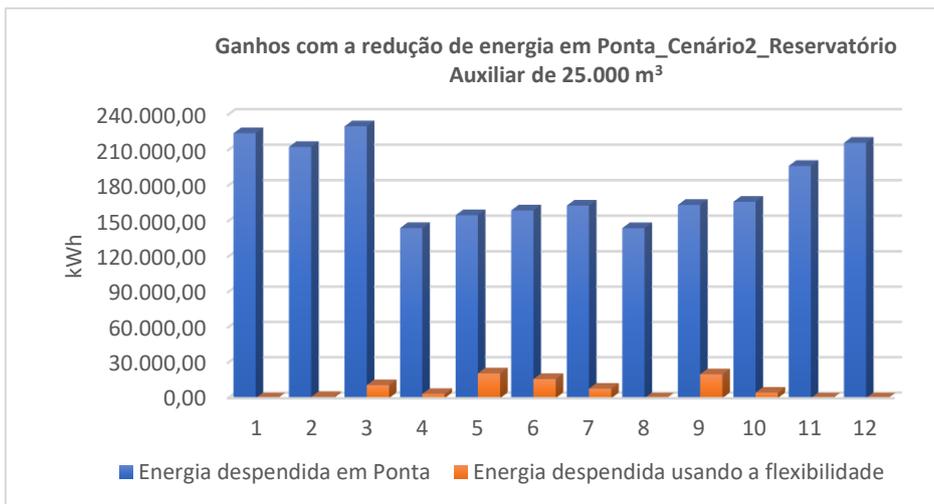


Figura 4. 21 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 25.000 m³.

A análise sobre o aproveitamento dos sábados para desviar as bombagens de cheias para SV e cheias para vazio, é idêntica à realizada para o Cenário 1, onde ficou demonstrado que em termos de contribuição para o total de ganhos económicos, os valores das poupanças têm expressão. Comparando as contribuições e correspondentes ganhos económicos no Cenário 2, verifica-se um ligeiro aumento dessa contribuição, que se deve principalmente às transferências de bombagens no inverno, altura em que há mais grupos disponíveis para se realizar as bombagens para os reservatórios auxiliares. O ligeiro aumento referido é de 3% para os reservatórios de 5.000 m³ e 7.500 m³, 2% para os reservatórios de 10.000 m³ e 12.500 m³, 5% para os reservatórios de 25.000 m³, 30.000 m³ e 32.500 m³, para os reservatórios de capacidade superior, o aumento da contribuição para os ganhos económicos é de 6%. Os gráficos das figuras 4.22 a 4.24 ilustram a redução de energia que se obteve devido aos sábados com a disponibilidade dos 6 grupos para as bombagens.

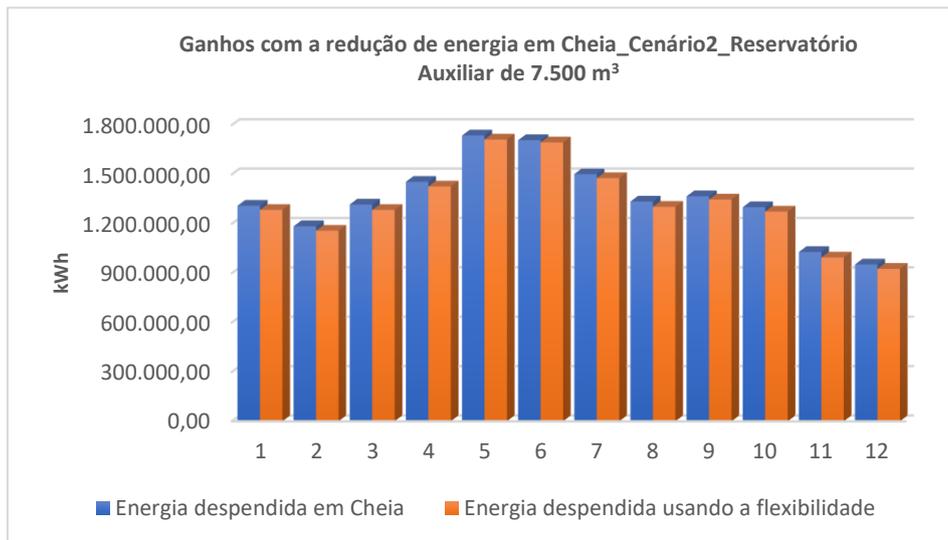


Figura 4. 22 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 7.500 m³.

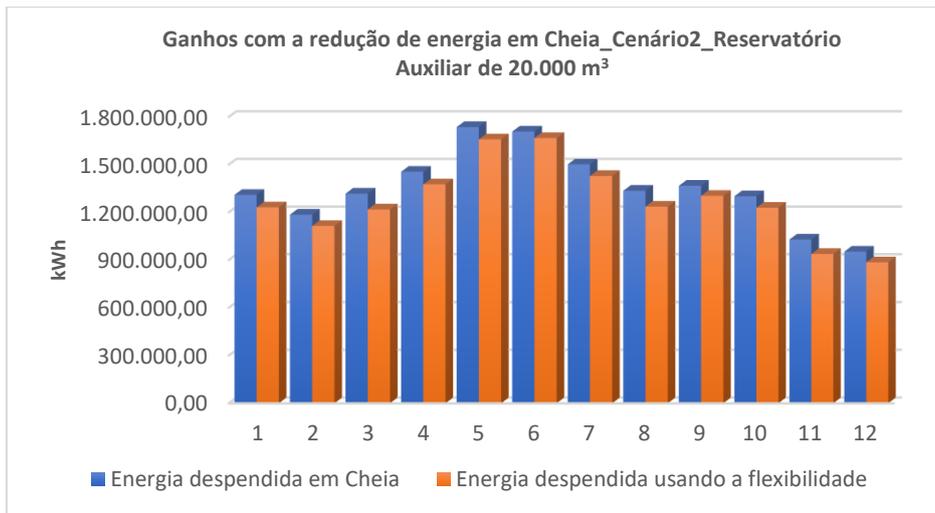


Figura 4.23 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 20.000 m³.

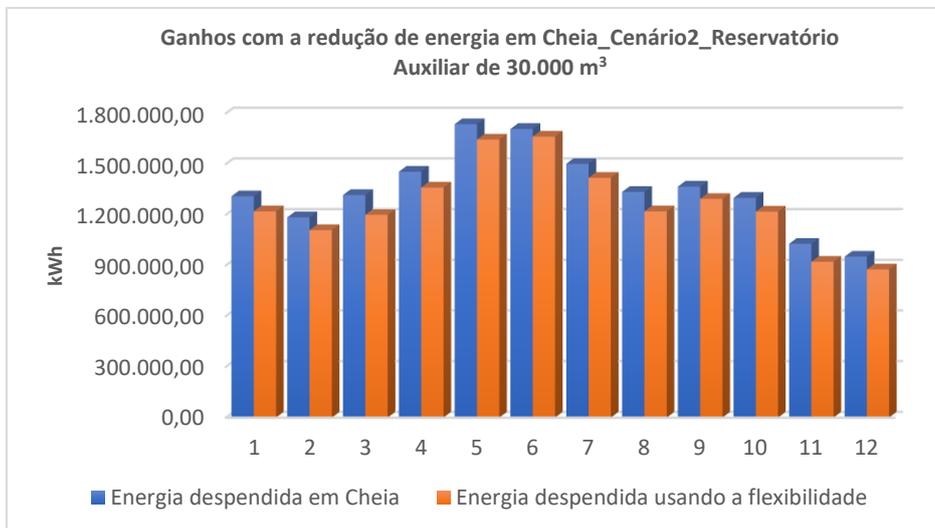


Figura 4. 24 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 30.000 m³.

A tabela 4.6 resume a percentagem média da potência total que foi transferida para o cenário 2, em função da capacidade dos reservatórios, nos dois períodos de Ponta (Ponta para SV e Ponta para Cheia) e nos dois períodos de Cheia no sábado (Cheia para SV e Cheia para Vazio) e a tabela 12 a contribuição dos sábados para os ganhos económicos totais.

Tabela 4. 6 - Média anual da potência transferida em função da capacidade do reservatório_cenário2.

| <i>Média anual de potência transferida</i> | | |
|--|--------------|---------------|
| Cap. Rsv (m3) | Ponta | Cheias |
| 5.000 | 36% | 1% |
| 7.500 | 56% | 2% |
| 10.000 | 74% | 3% |
| 12.500 | 82% | 4% |
| 15.000 | 87% | 4% |
| 17.500 | 92% | 5% |
| 20.000 | 94% | 5% |
| 22.500 | 96% | 6% |
| 25.000 | 96% | 6% |
| 27.500 | 96% | 7% |
| 30.000 | 96% | 7% |
| 32.500 | 96% | 7% |
| 35.000 | 96% | 7% |
| 37.500 | 96% | 7% |
| 40.000 | 96% | 7% |

Recorrendo aos gráficos da redução da energia tanto em ponta como em cheia, comparando com o cenário 1, verifica-se um aumento da poupança nos reservatórios de maior capacidade como referido anteriormente e que resulta de mais bombagens desviadas, proporcional aos volumes de água transferidos entre períodos. As contribuições dos sábados na redução dos períodos de bombagens em cheias também aumentam conforme mostra a tabela 4.7. Tomando como exemplo, o mesmo reservatório de 10.000 m³ considerado no cenário 1, é possível transferir 17% das bombagens que ocorrem aos sábados, o que representa 9% da poupança total. Para os reservatórios de maior dimensão o valor desta contribuição aumenta consideravelmente, chegando a 29% no caso do reservatório de 35.000 m³, o que representa 15% da poupança total obtida para 2019.

Tabela 4. 7 - Contribuição das transferências das bombagens nos sábados para os ganhos económicos_cenário2

| Contribuição Sábado (%) | | |
|--------------------------------|--------------------------|--------------|
| Cap. Rsv (m3) | Transf. Bombagens | Total |
| 5000 | 16% | 8% |
| 7500 | 17% | 8% |
| 10000 | 17% | 9% |
| 12500 | 19% | 10% |
| 15000 | 21% | 11% |
| 17500 | 23% | 12% |
| 20000 | 24% | 12% |
| 22500 | 25% | 13% |
| 25000 | 27% | 14% |
| 27500 | 27% | 14% |
| 30000 | 28% | 15% |
| 32500 | 28% | 15% |
| 35000 | 29% | 15% |
| 37500 | 29% | 15% |
| 40000 | 29% | 15% |

Para o Cenário2 foram aplicadas as mesmas regras indicadas na secção 3.4. Os resultados dos valores do VAL e TIR para as capacidades dos reservatórios auxiliares e os correspondentes "Payback", considerando 7 cenários para atualização das receitas no período de 20 anos, tendo em conta o aumento das tarifas energéticas de, -3%, -2%, -1%, 0%, 1%, 2% e 3%, estão ilustrados nos gráficos das figuras 4.25, 4.26 e 4.27. A tabela 4.8 resume esses resultados em função da capacidade do reservatórios auxiliares para todos os cenários previstos.

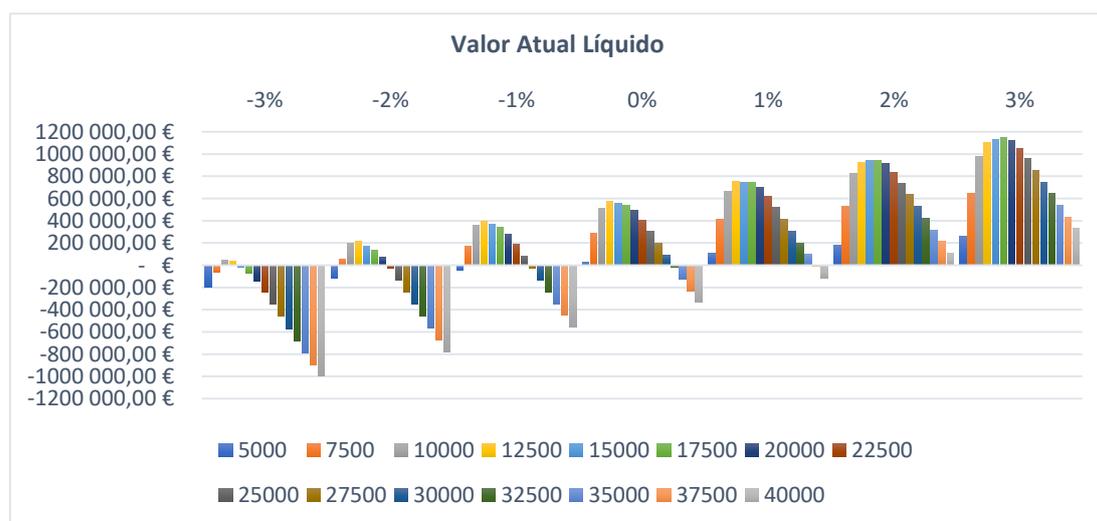


Figura 4. 25 - Gráfico do VAL para os reservatórios auxiliares_cenário2

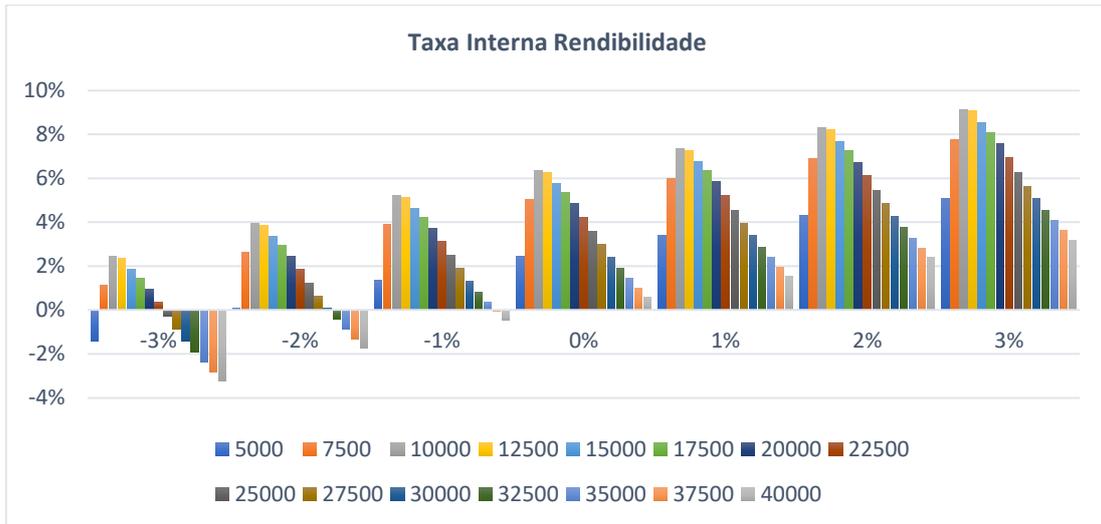


Figura 4. 26 - Gráfico do TIR para os reservatórios auxiliares_cenário2

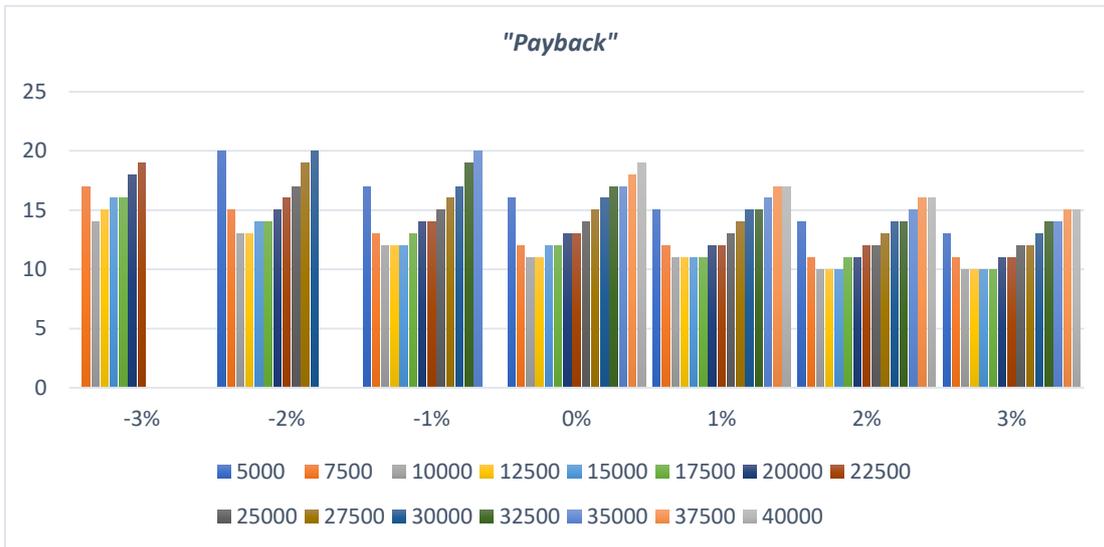


Figura 4. 27 - Gráfico com o "Payback" para os Rsv Auxiliares_cenário2

Tabela 4. 8 - Resumo dos resultados dos indicadores económicos _cenário2.

| Cap. RSV (m3) | | -3% | -2% | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% |
|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|----------------|
| 5.000 | VAL | -194.426,12 € | -119.106,63 € | - 43.787,14 € | 31.532,34 € | 106.851,83 € | 182.171,32 € | 257.490,81 € |
| | TIR | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% |
| | Payback (anos) | 0 | 20 | 17 | 16 | 15 | 14 | 13 |
| 7.500 | VAL | - 66.299,52 € | 52.612,98 € | 171.525,49 € | 290.438,00 € | 409.350,50 € | 528.263,01 € | 647.175,52 € |
| | TIR | 1% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% |
| | Payback (anos) | 17 | 15 | 13 | 12 | 12 | 11 | 11 |
| 10.000 | VAL | 41.581,60 € | 198.068,48 € | 354.555,36 € | 511.042,24 € | 667.529,13 € | 824.016,01 € | 980.502,89 € |
| | TIR | 2% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% |
| | Payback (anos) | 14 | 13 | 12 | 11 | 11 | 10 | 10 |
| 12.500 | VAL | 38.752,09 € | 216.484,30 € | 394.216,51 € | 571.948,71 € | 749.680,92 € | 927.413,13 € | 1.105.145,34 € |
| | TIR | 2% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% |
| | Payback (anos) | 15 | 13 | 12 | 11 | 11 | 10 | 10 |
| 15.000 | VAL | - 15.880,63 € | 174.870,30 € | 365.621,24 € | 556.372,17 € | 747.123,11 € | 937.874,05 € | 1.128.624,98 € |
| | TIR | 2% | 3% | 5% | 6% | 7% | 8% | 9% |
| | Payback (anos) | 16 | 14 | 12 | 12 | 11 | 10 | 10 |
| 17.500 | VAL | - 68.864,02 € | 133.844,16 € | 336.552,34 € | 539.260,53 € | 741.968,71 € | 944.676,89 € | 1.147.385,08 € |
| | TIR | 1% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% |
| | Payback (anos) | 16 | 14 | 13 | 12 | 11 | 11 | 10 |
| 20.000 | VAL | -142.849,10 € | 68.127,09 € | 279.103,29 € | 490.079,49 € | 701.055,69 € | 912.031,88 € | 1.123.008,08 € |
| | TIR | 1% | 2% | 4% | 5% | 6% | 7% | 8% |
| | Payback (anos) | 18 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 11 |
| 22.500 | VAL | -239.926,82 € | - 24.461,91 € | 191.003,01 € | 406.467,92 € | 621.932,84 € | 837.397,75 € | 1.052.862,66 € |
| | TIR | 0% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% | 7% |
| | Payback (anos) | 19 | 16 | 14 | 13 | 12 | 12 | 11 |
| 25.000 | VAL | -349.872,54 € | -132.270,22 € | 85.332,10 € | 302.934,42 € | 520.536,74 € | 738.139,06 € | 955.741,38 € |
| | TIR | 0% | 1% | 2% | 4% | 5% | 5% | 6% |
| | Payback (anos) | 0 | 17 | 15 | 14 | 13 | 12 | 12 |
| 27.500 | VAL | -460.672,31 € | -241.659,28 € | - 22.646,25 € | 196.366,78 € | 415.379,82 € | 634.392,85 € | 853.405,88 € |
| | TIR | -1% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% | 6% |
| | Payback (anos) | 0 | 19 | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 |
| 30.000 | VAL | -570.988,21 € | -351.043,76 € | -131.099,31 € | 88.845,14 € | 308.789,59 € | 528.734,04 € | 748.678,49 € |
| | TIR | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% |
| | Payback (anos) | 0 | 20 | 17 | 16 | 15 | 14 | 13 |
| 32.500 | VAL | -680.673,71 € | -460.196,37 € | -239.719,04 € | - 19.241,70 € | 201.235,63 € | 421.712,97 € | 642.190,30 € |
| | TIR | -2% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% | 5% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 19 | 17 | 15 | 14 | 14 |
| 35.000 | VAL | -787.977,66 € | -567.092,74 € | -346.207,82 € | -125.322,90 € | 95.562,02 € | 316.446,95 € | 537.331,87 € |
| | TIR | -2% | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 20 | 17 | 16 | 15 | 14 |
| 37.500 | VAL | -894.159,23 € | -673.109,75 € | -452.060,26 € | -231.010,78 € | - 9.961,29 € | 211.088,19 € | 432.137,68 € |
| | TIR | -3% | -1% | 0% | 1% | 2% | 3% | 4% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 18 | 17 | 16 | 15 |
| 40.000 | VAL | -998.572,35 € | -777.483,75 € | -556.395,15 € | -335.306,56 € | -114.217,96 € | 106.870,64 € | 327.959,24 € |
| | TIR | -3% | -2% | 0% | 1% | 2% | 2% | 3% |
| | Payback (anos) | 0 | 0 | 0 | 19 | 17 | 16 | 15 |

Observando os resultados obtidos para os dois cenários, comparando em termos de ganhos económicos verifica-se que o aumento da capacidade de bombagens, disponibilizada por mais um grupo, permite obter mais ganhos económicos como referido anteriormente. Por sua vez, maiores ganhos económicos permitem investimentos em reservatórios com capacidade de armazenamento superior.

Comparando os indicadores na tabela 4.8, é possível verificar que os reservatórios de 12.500 m³, 15.000 m³ e 17.500 m³ passaram a ter um VAL superior ao reservatório de 10.000 m³ indicado para o Cenário1, quando a previsão do aumento da tarifa é de 0% ou superior. Se se considerar uma previsão de aumento da tarifa de -2% ou -1%, então o reservatório de 12.500 m³ com um VAL de € 216.484, *payback* de 13 anos e VAL de € 394.216 e *payback* de 12 anos respetivamente, tem os melhores indicadores, pelo que, é o mais indicado para atender à flexibilidade energética disponibilizada pelos 6 grupos da EE, o que aumenta o armazenamento em 2.500 m³ relativamente ao Cenário1.

A partir do reservatório de 22.500 m³ deixa de ser interessante o investimento, uma vez que o VAL é negativo (€ - 24 461.91), quando a previsão do aumento da tarifa é de -2% ou inferior, tendência que se agrava a medida que aumentamos a capacidade de armazenamento.

De acordo com os resultados resumidos, o reservatório auxiliar de 12.500 m³ apresenta os melhores indicadores económicos para um investimento considerado de baixo risco na construção de um reservatório em betão, com o valor de construção usando a fórmula indicada na secção 3.3.4 de € 1.360.610, cuja vida útil não é inferior a 50 anos.

Atendendo à metodologia desenvolvida a redução do custo energético para o caso de estudo (EE 2 - VFX), considerando o reservatório auxiliar de 12.500 m³ é de 82% para o total do consumo energético para os períodos de Ponta e 4% para o total do período de Cheias.

5. Conclusões e Trabalhos Futuros

5

O quinto capítulo conclui o trabalho desenvolvido. Na secção 5.1 apresenta-se as contribuições decorrentes da investigação realizada, enquanto a secção 5.2 refere os trabalhos futuros que levariam a possíveis melhorias nos resultados alcançados.

A metodologia proposta permite uma análise técnica e económica sobre o aumento da capacidade de armazenamento de água, utilizando um reservatório auxiliar, para reduzir custos de bombagens que ocorrem numa Estação Elevatória. No caso de cenários de tarifa energética variável, a entidade gestora pode tomar decisões sobre a melhor capacidade de armazenamento a construir para reduzir custos que podem ser elevados devido à diferença dos valores das tarifas de energia em determinadas horas, em particular nos períodos de ponta.

O aumento adequado da capacidade de armazenamento permite obter ganhos económicos apreciáveis tirando partido da flexibilidade energética disponibilizada pelos sistemas de bombagem, em que o reservatório pode ser carregado nos períodos em que a energia é mais barata, para fornecer água nos períodos em que a energia é mais cara. Por outro lado, o aumento da capacidade de armazenamento pode constituir reserva para atender momentos repentinos de maior consumo de água, bem como permite maior autonomia para a realização de intervenções de manutenção.

No caso de estudo, que considerou uma Estação Elevatória da empresa EPAL, os resultados obtidos foram positivos, onde os ganhos económicos que resultaram das poupanças pela diferença de tarifas entre períodos de bombagem, permitiu obter lucros para investimento na construção de reservatório auxiliar do tipo apoiado em betão. Observando os resultados do Cenário 1, que prevê o funcionamento de 5 grupos em simultâneo, foi possível obter ganhos económicos que possibilitam o investimento na construção de reservatório auxiliar com capacidade de armazenamento de 10.000 m³, com prazos de retorno do investimento de 14, 13, 12 e 11 anos, para uma previsão de aumento do preço da tarifa -1%, 0%, 1% e 2%, respetivamente, e correspondente VAL de € 152.556, € 288.584, € 424.612 e € 560.640. Considerando um aumento da tarifa de 3%, o período de retorno é de 11 anos, com um VAL de aproximadamente 697.000€,

onde a redução com custos energéticos de bombagens em hora de ponta pode chegar até aos 70%.

Considerando o Cenário 2, que prevê o funcionamento de 6 grupos em simultâneo, foi possível obter ganhos económicos que possibilitam o investimento na construção de reservatório auxiliar com capacidade de armazenamento de 12.500 m³, com prazos de retorno do investimento de 12, 11, 11 e 10 anos, para uma previsão de aumento do preço da tarifa -1%, 0%, 1% e 2%, respetivamente, e correspondente VAL de € 394.216, € 571.948, € 749.680 e € 927.413. Os resultados mostram uma redução total de 82% das bombagens nos períodos de ponta e 4% no período de cheias.

5.1. Contribuições

Vasta investigação tem sido realizada para a redução de custos energéticos nos sistemas de abastecimento. Contudo na literatura revista sobre a eficiência energética e redução de custos nos SAA, não foram observados trabalhos específicos que tratem o tema abordado. Como contributos originais destacam-se os seguintes pontos:

1 - Estudo e análise sobre a melhor capacidade de armazenamento para redução dos custos energéticos que resultam das bombagens em Estações Elevatórias quando estas elevam para um reservatório a jusante, situação bastante típica em grande parte dos sistemas de abastecimento. A metodologia apresentada revelou que funciona e a sua exequibilidade de fácil implementação, compatível com as restrições físicas e operacionais dos sistemas típicos, implica poucas alterações na operação da estação, podem ser consideradas as mesmas regras, o que a torna facilmente replicável para sistemas semelhantes.

2 - Aplicação de uma metodologia que não assenta apenas na flexibilidade energética disponibilizada pelos grupos de bombagens, mas que associa investimento de baixo risco na construção de um reservatório auxiliar do tipo apoiado cuja vida útil não é inferior a 50 anos, com períodos de retorno do investimento que podem ser inferiores a 15 anos.

5.2 Trabalho Futuro

As bombagens que ocorrem nas EE podem ser controladas para tirar vantagem das capacidades de armazenamento dos reservatórios finais, a fim de, por exemplo, reduzir os custos de energia elétrica.

Os resultados obtidos demonstraram que desviando as bombagens dos horários de entrega de energia em ponta é possível obter ganhos económicos conforme ficou demonstrado no trabalho apresentado. Contudo, o potencial de poupança existente ainda é grande, em particular nas bombagens que ocorrem no período de cheias que representa cerca de 41% do total dos ciclos energéticos sendo a diferença de preço considerável quando comparado com outros períodos. Para o efeito, outras metodologias podem ser desenvolvidas nesse sentido. Também o aproveitamento da capacidade máxima de armazenamento dos reservatórios existentes a jusante das EE pode ser investigado para complementar o presente trabalho, com o objetivo de aumentar os ganhos económicos por via da flexibilidade energética disponibilizada pelos sistemas de bombagens.

Referência Bibliográfica

- [1] A. Thomas, "Increasing the efficiency of water," *World Pumps*, vol. 2013, no. 1, pp. 38–39, 2013, doi: 10.1016/S0262-1762(13)70032-4.
- [2] D. F. Moreira and H. M. Ramos, "Energy Cost Optimization in a Water Supply System Case Study," vol. 2013, 2013.
- [3] J. M. Baptista *et al.*, "Programa Nacional para o Uso Eficiente da água," *Lisboa Inst. Super. Agron.*, p. 201, 2001.
- [4] A. Mamade, D. Loureiro, D. Covas, and H. Alegre, "Energy auditing as a tool for improving service efficiency of water supply systems," *Procedia Eng.*, vol. 89, pp. 557–564, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.11.478.
- [5] ADENE, *Uso eficiente de energia nos serviços de águas*. 2018.
- [6] G. Reynders, R. Amaral Lopes, A. Marszal-Pomianowska, D. Aelenei, J. Martins, and D. Saelens, "Energy flexible buildings: An evaluation of definitions and quantification methodologies applied to thermal storage," *Energy Build.*, vol. 166, pp. 372–390, 2018, doi: 10.1016/j.enbuild.2018.02.040.
- [7] P. Denholm and M. Hand, "Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity," *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1817–1830, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.019.
- [8] R. Amaral Lopes, R. Grønborg Junker, J. Martins, J. Murta-Pina, G. Reynders, and H. Madsen, "Characterisation and use of energy flexibility in water pumping and storage systems," *Appl. Energy*, vol. 277, no. July, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115587.
- [9] M. M. P. Figueiredo, "Minimização do custo da energia em estações elevatórias de abastecimento de água," vol. d.
- [10] M. T. Tsutiya, *Abastecimento de Água*. 2006.
- [11] "Decreto Regulamentar nº 23/95." .
- [12] E. R. de Sousa, "Saneamento Ambiental." IST - Instituto Superior Técnico - Departamento de Engenharia Civil e Arquitectura, 2001.
- [13] H. Alegre *et al.*, *Performance Indicators for Water Supply Services: Third Edition*, vol. 15, no. 0. 2016.

- [14] H. Alegre, C. Coelho, S., Almeida, and P. Vieira, *Controlo de perdas de água em sistemas públicos de adução e distribuição*. 2005.
- [15] F. Serranito *et al.*, “Controlo Ativo,” 2015.
- [16] Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos, *Relatório Anual dos Serviços de Águas e Resíduos em Portugal 2019*, vol. 1. 2019.
- [17] ERSAR, *2018 vol. 1*, 2018th ed., vol. 1. 2018.
- [18] A. F. Morosini, P. Veltri, F. Costanzo, and D. Savi, “Identification of leakages by calibration of WDS models,” vol. 70, pp. 660–667, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.02.072.
- [19] J. Helmbrecht, J. Pastor, and C. Moya, “Smart Solution to Improve Water-energy Nexus for Water Supply Systems,” in *Procedia Engineering*, 2017, doi: 10.1016/j.proeng.2017.03.215.
- [20] J. Martins, “Gestão de energia eléctrica.” 2019, [Online]. Available: <http://www.iea.org/topics/energyefficiency>.
- [21] L. E. Singer and D. Peterson, *International energy outlook 2016*, vol. 0484, no. May. 2016.
- [22] EPAL, “Relatório Contas 2018,” 2018.
- [23] X. Zhuan and X. Xia, “Optimal operation scheduling of a pumping station with multiple pumps,” *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 250–257, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.10.028.
- [24] M. Fantozzi, I. Popescu, T. Farnham, F. Archetti, P. Mogre, and E. Tsouchnika, “ICT for efficient water resources management : the ICeWater energy management and control approach,” *Procedia Eng.*, vol. 70, pp. 633–640, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.02.069.
- [25] B. S. Vieira, S. F. Mayerle, L. M. S. Campos, and L. C. Coelho, “Optimizing drinking water distribution system operations,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 280, no. 3, pp. 1035–1050, 2020, doi: 10.1016/j.ejor.2019.07.060.
- [26] T. O. A. Global, “Global Solution To A Global Water Challenge.”
- [27] J. Bohórquez, J. Saldarriaga, and D. Vallejo, “Pumping pattern optimization in order to reduce WDS operation costs,” *Procedia Eng.*, vol. 119, no. 1, pp. 1069–1077, 2015, doi: 10.1016/j.proeng.2015.08.936.
- [28] E. Vivas *et al.*, “Estudos de otimização energética em estações elevatórias. uma metodologia para sua seleção,” *12º Congr. da Água*, no. 1, p. 15, 2014.

- [29] ERSE, “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica para 2008,” *Erse*, 2007.
- [30] ADENE - Resultados finais da medida, “No Title.” <https://www.yumpu.com/pt/document/view/30950446/resultados-finais-da-medida-adene>.
- [31] B. S. Vieira, S. F. Mayerle, L. M. S. Campos, and L. C. Coelho, “Optimizing drinking water distribution system operations,” vol. 280, pp. 1035–1050, 2020, doi: 10.1016/j.ejor.2019.07.060.
- [32] PENSAAR 2020, “Uma nova Estratégia para o Setor de Abastecimento de Água e Saneamento de Águas Residuais - Vol I,” *Pensaar 2020*, vol. 1, pp. 1–101, 2015.
- [33] ACER and CEER, “Facilitating flexibility,” vol. 0379, no. May, pp. 1–7, 2017, [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/documents/104400/5937686/ACER-CEER+White+Paper+3-European+Energy+Regulators+White+Paper+3+Facilitating+Flexibility+2017+05+22/4e03e0b4-0886-606d-b69b-ff48225e83f3>.
- [34] R. G. Junker *et al.*, “Characterizing the energy flexibility of buildings and districts,” *Appl. Energy*, vol. 225, no. February, pp. 175–182, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.037.
- [35] T. Nuytten, B. Claessens, K. Paredis, J. Van Bael, and D. Six, “Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating,” *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 583–591, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.029.
- [36] R. A. Lopes, A. Chambel, J. Neves, D. Aelenei, and J. Martins, “A Literature Review of Methodologies Used to Assess the Energy Flexibility of Buildings,” *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 1053–1058, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.274.
- [37] R. A. Lopes, H. Madsen, J. Martins, J. Murta-Pina, R. Glenn, and M. Henrik, “Characterisation and Use of Energy Flexibility in Water Pumping and Storage Systems,” *Submitted to Energy*, 2020.
- [38] L. D. O. Turci, “Water pump station scheduling optimization using an improved genetic algorithm approach,” no. 2017, pp. 944–951, 2019.
- [39] A. Shankar, V. Kalaiselvan, U. Subramaniam, and P. Shanmugam, “A

- comprehensive review on energy efficiency enhancement initiatives in centrifugal pumping system,” *Appl. Energy*, vol. 181, pp. 495–513, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.070.
- [40] T. Luna, J. Ribau, D. Figueiredo, and R. Alves, “Improving energy efficiency in water supply systems with pump scheduling optimization,” vol. 213, pp. 342–356, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.12.190.
- [41] A. J. Van Staden, J. Zhang, and X. Xia, “A model predictive control strategy for load shifting in a water pumping scheme with maximum demand charges q ,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 4785–4794, 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.06.054.
- [42] D. F. Moreira and H. Ramos, “Energy cost optimization in a water supply system case study,” 2011.
- [43] “ERSE - Tarifas e preços - eletricidade.” <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#periodos-horarios> (accessed Sep. 06, 2020).
- [44] S. Elétrico, “Regulamento Tarifário,” 2020.
- [45] “ERSE - Tarifário.” <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/tarifario/> (accessed Sep. 06, 2020).
- [46] ERSAR LNEC, *Guia técnico 23: Custos de construção de infraestruturas associadas ao ciclo urbano da água*. 2018.

Anexo A - Gráficos com a redução de energia em Ponta e em Cheia, associado ao caso de estudo.

Neste anexo apresenta-se as ilustrações dos resultados obtidos para os dois cenários do caso de estudo realizado: Cenário 1, disponibilidade de 5 grupos a funcionarem em simultâneo; Cenário 2, disponibilidade de 6 grupos a funcionarem em simultâneo. Das figuras A1 a A30 ilustram-se os ganhos energéticos que resultam de desviar as bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia durante a semana e das figuras A31 a A60 ilustram-se os ganhos energéticos que resultam de desviar as bombagens nos sábados de Cheia para SV e Cheia para Vazio, para todos os aumentos de capacidade de armazenamento considerados. O caso de estudo e os restantes resultados para os dois cenários encontram-se descritos no Quarto Capítulo.

Figuras dos gráficos - Cenário 1

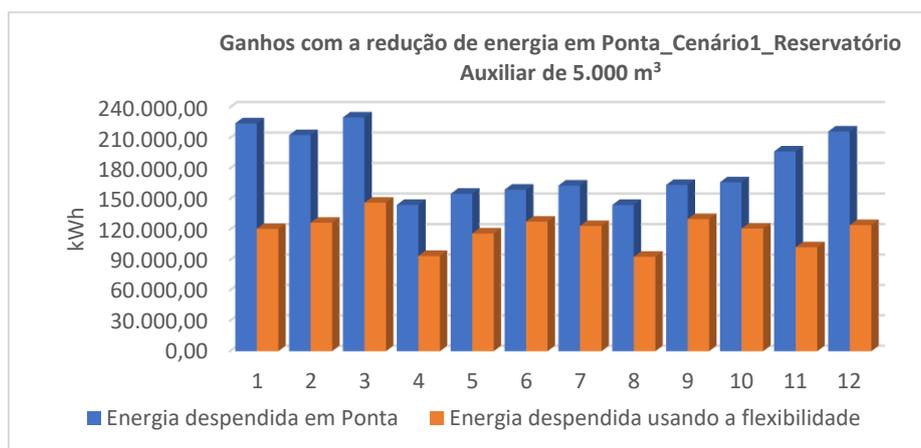


Figura A. 1 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 5.000 m³.

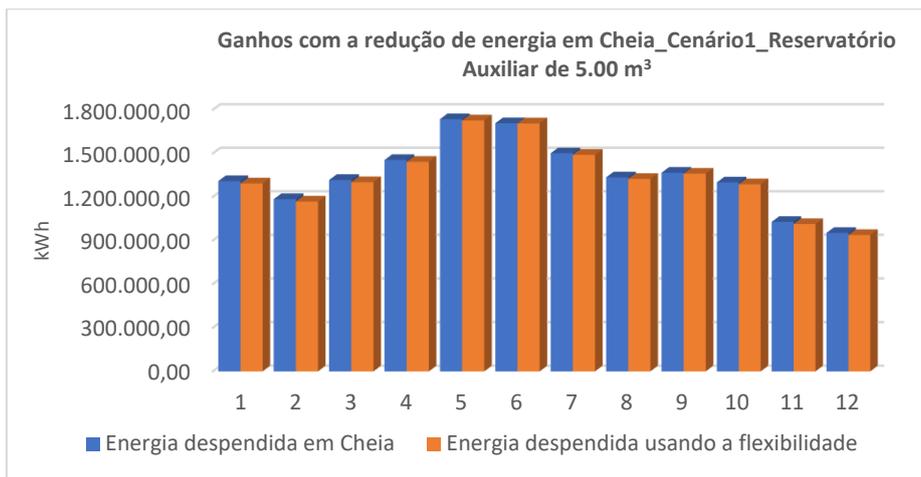


Figura A. 2 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 5.000 m³.

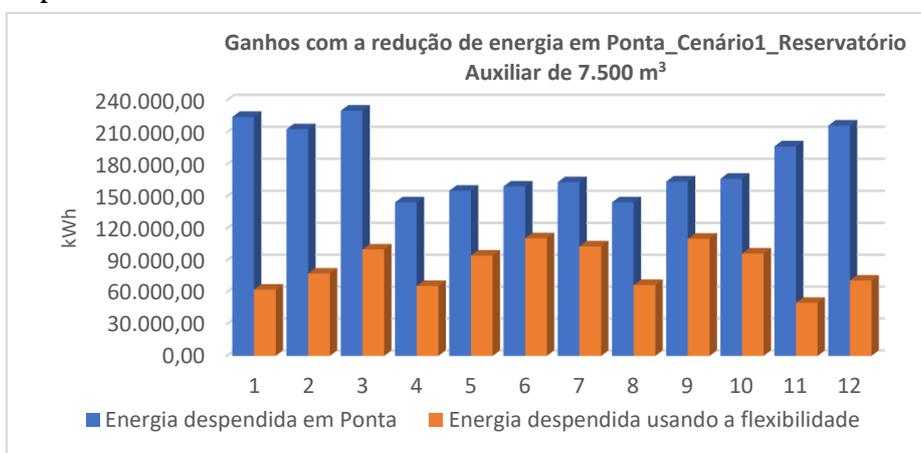


Figura A. 3 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 7.500 m³.

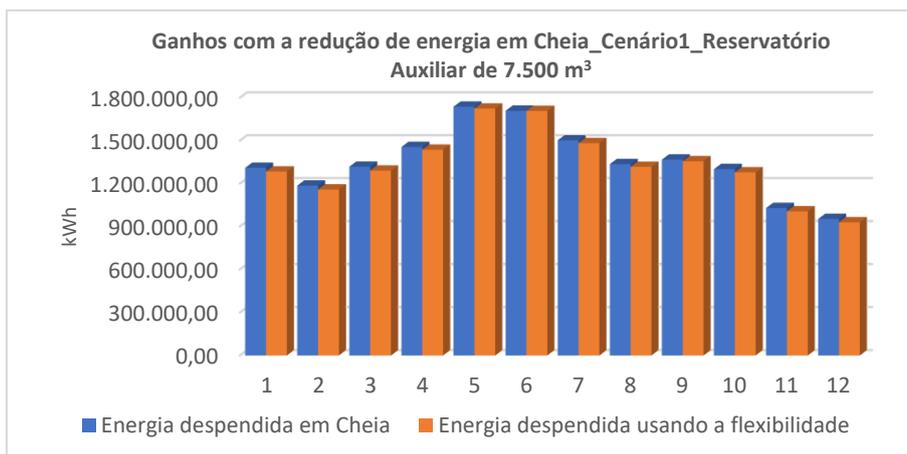


Figura A. 4 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 7.500 m³.

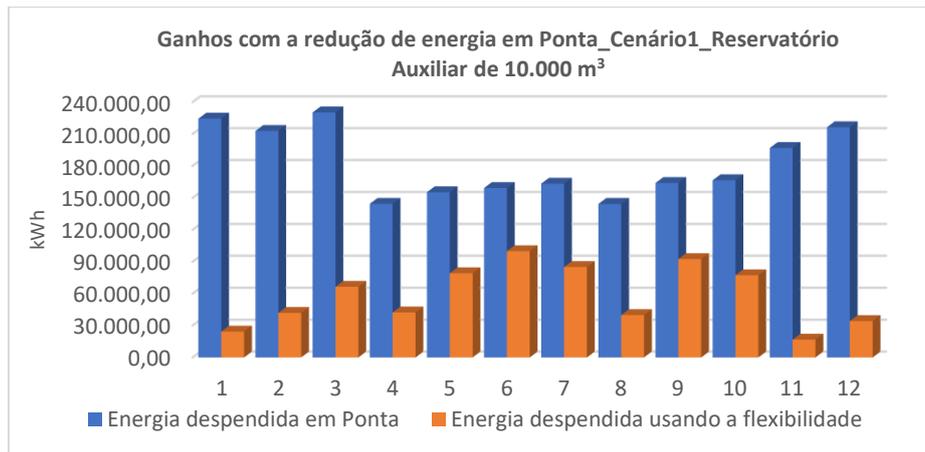


Figura A. 5 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 10.000 m³.

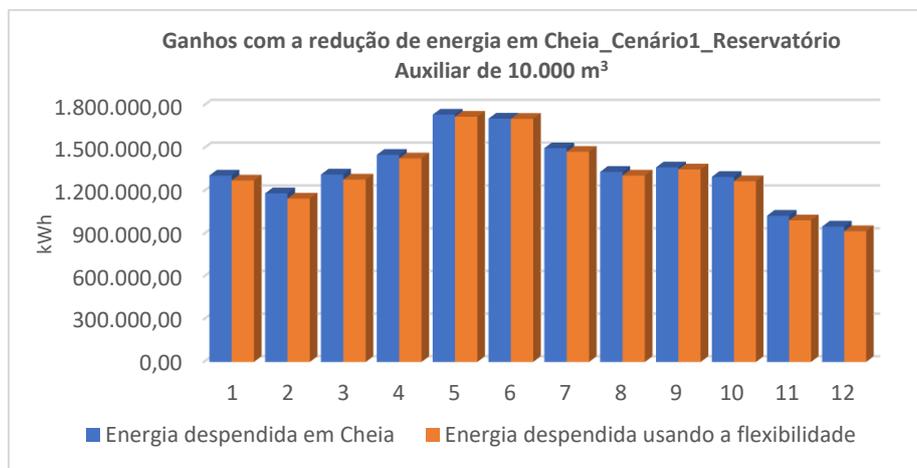


Figura A. 6 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 10.000m³.

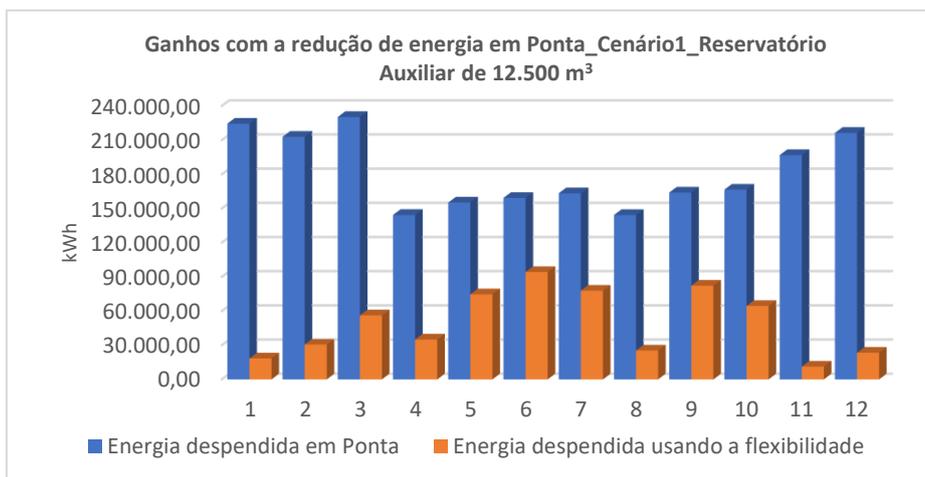


Figura A. 7 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 12.500 m³.

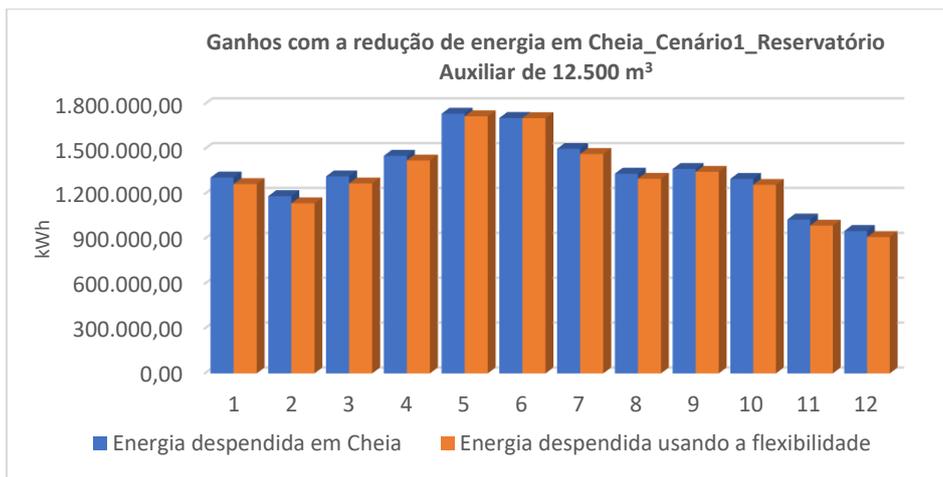


Figura A. 8 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 12.500 m³.

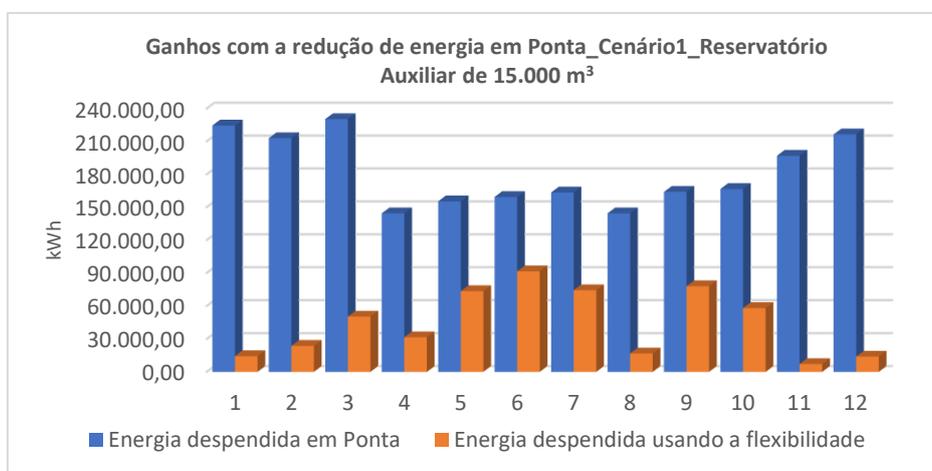


Figura A. 9 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 15.000 m³.

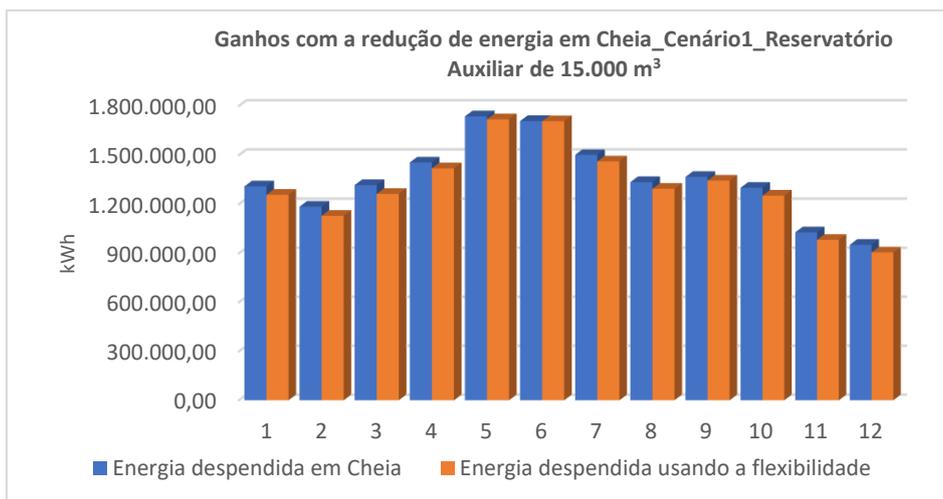


Figura A. 10 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 15.000 m³.

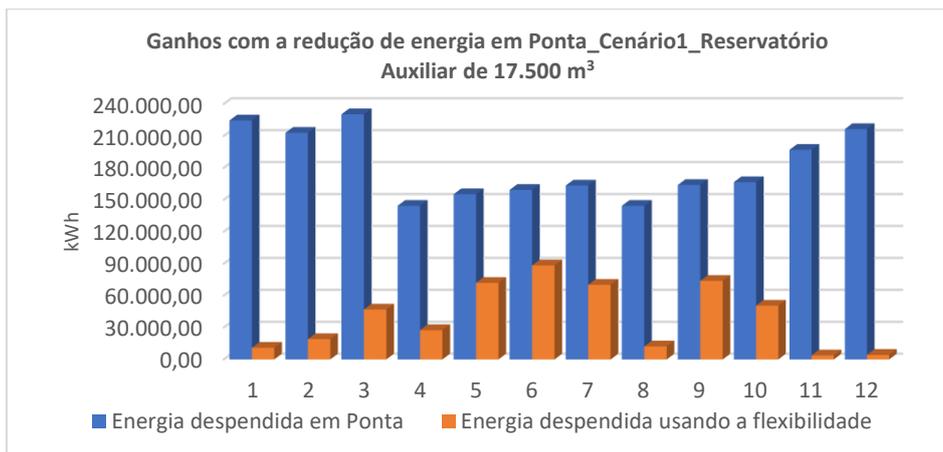


Figura A. 11 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 17.500 m³.

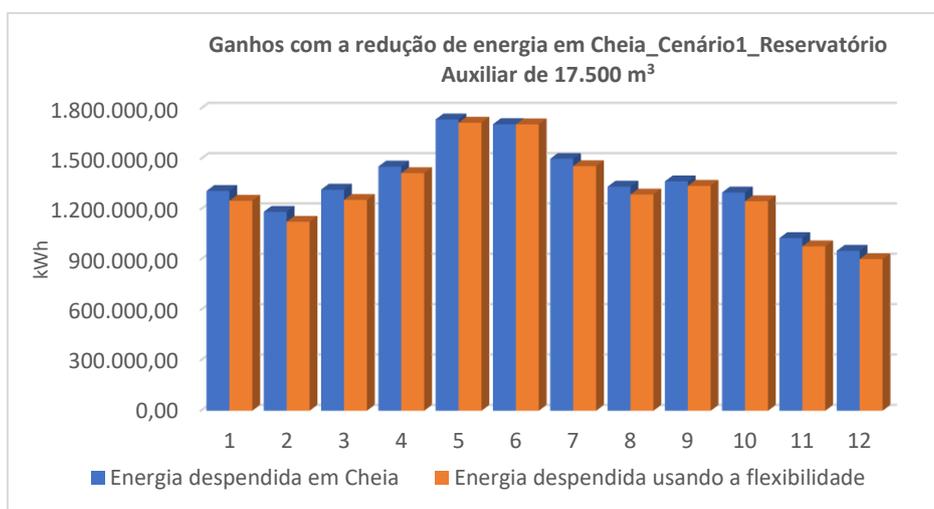


Figura A. 12 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 17.500 m³.

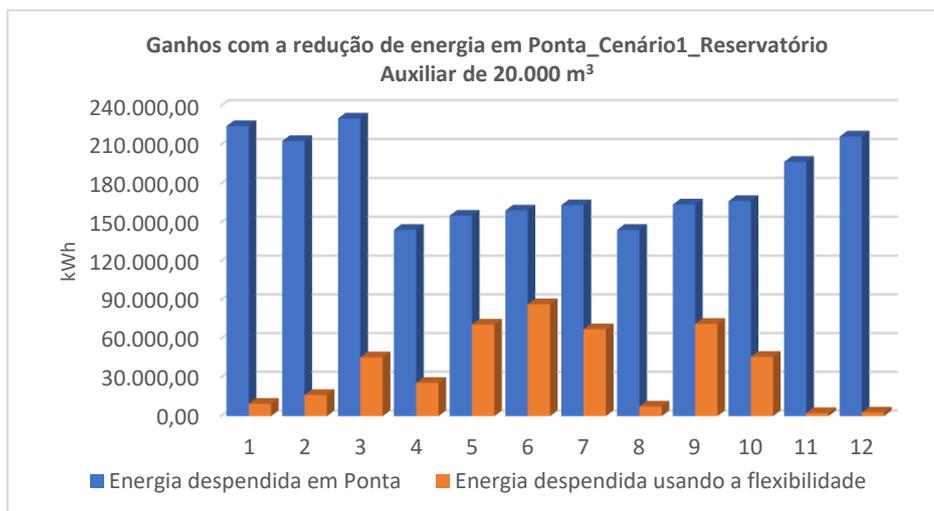


Figura A. 13 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 20.000 m³.

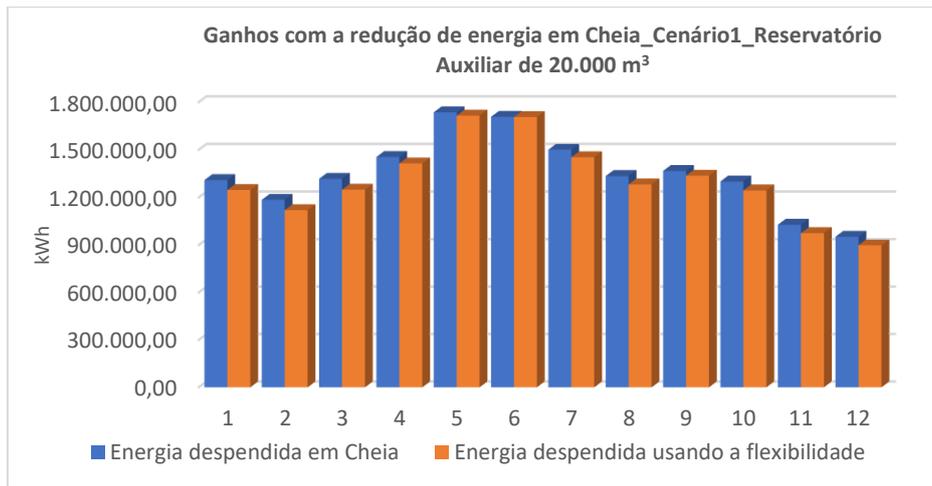


Figura A. 14 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 20.000 m³.

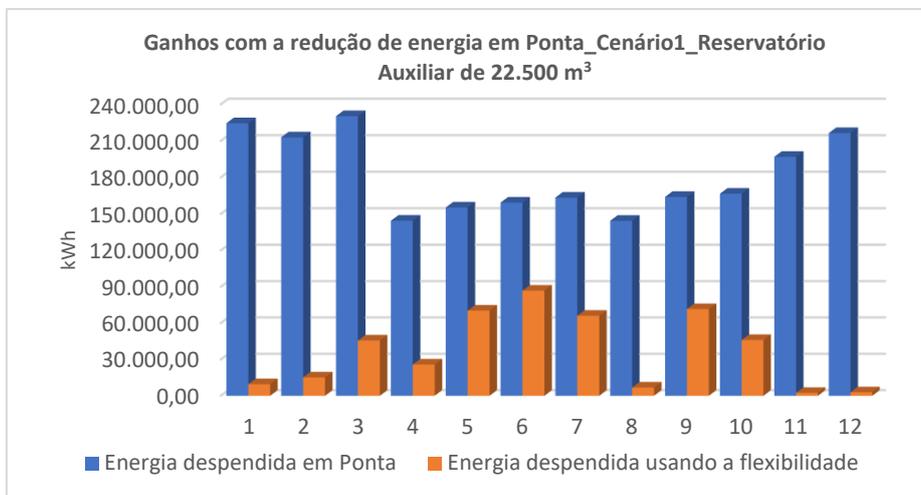


Figura A. 15 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 22.500 m³.

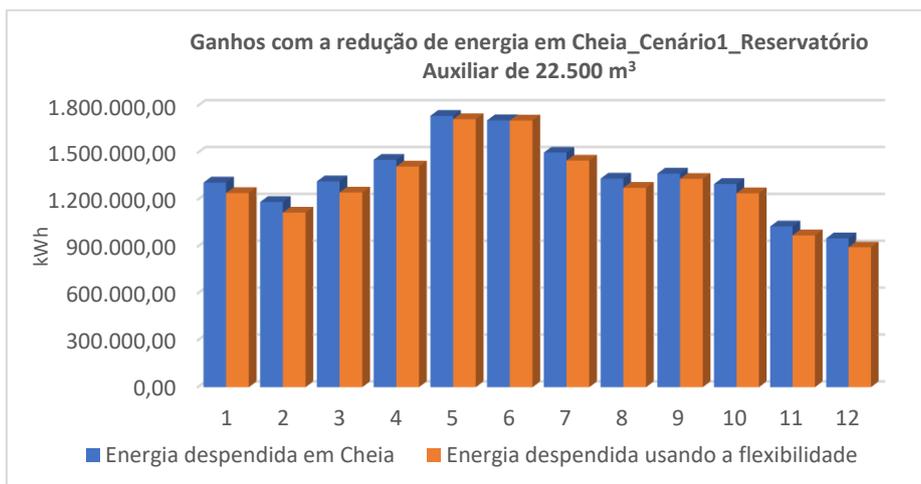


Figura A. 16 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 22.500 m³.

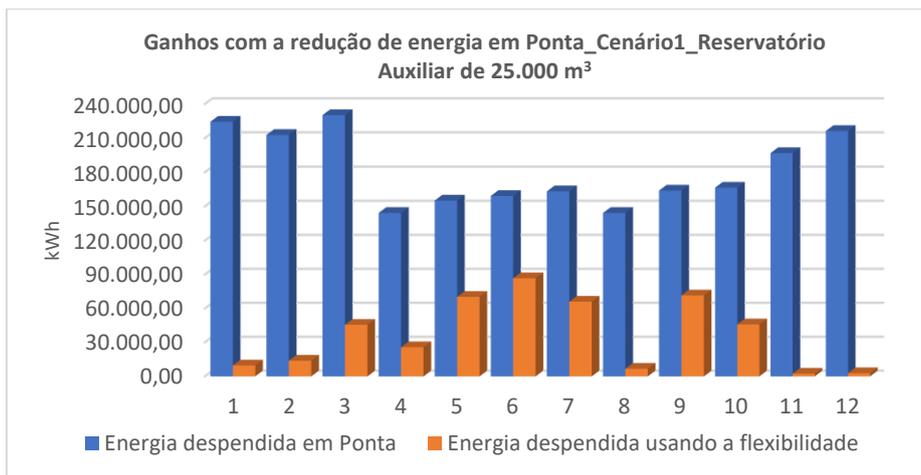


Figura A. 17 - Cenário1_ Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 25.000 m³.

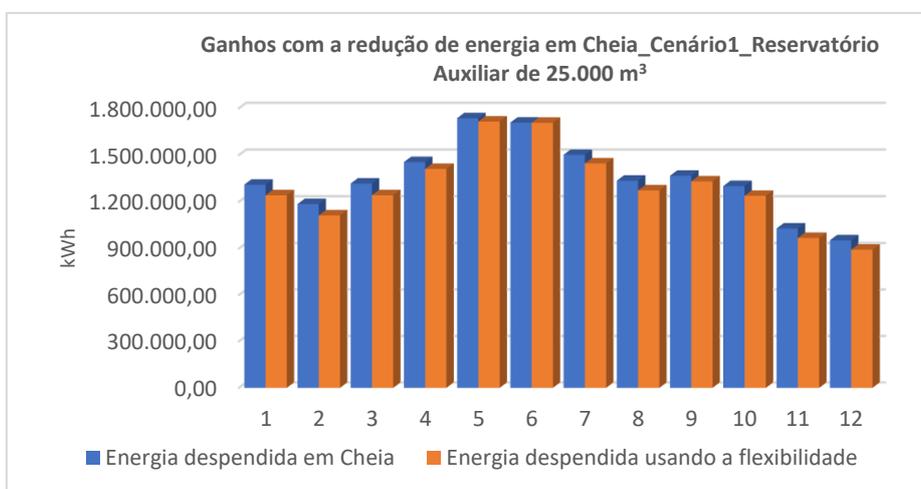


Figura A. 18 - Cenário1_ Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 25.000 m³.

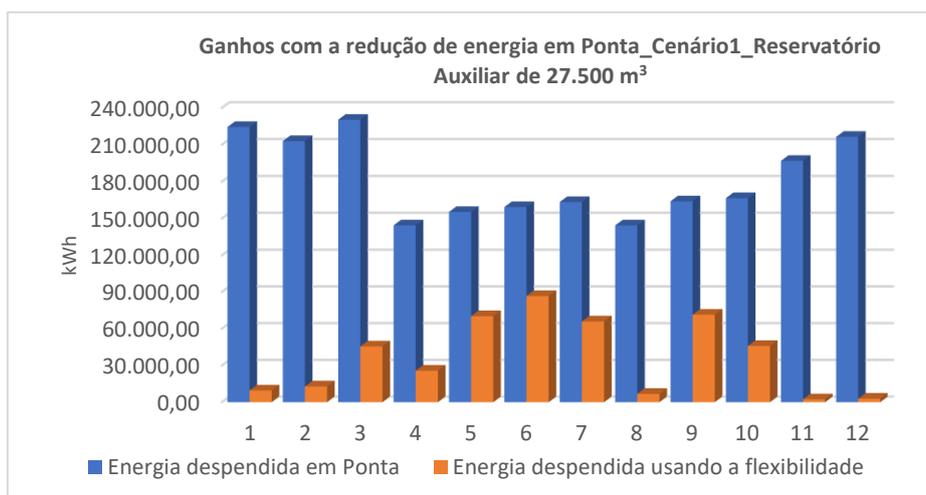


Figura A. 19 - Cenário1_ Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 27.500 m³.

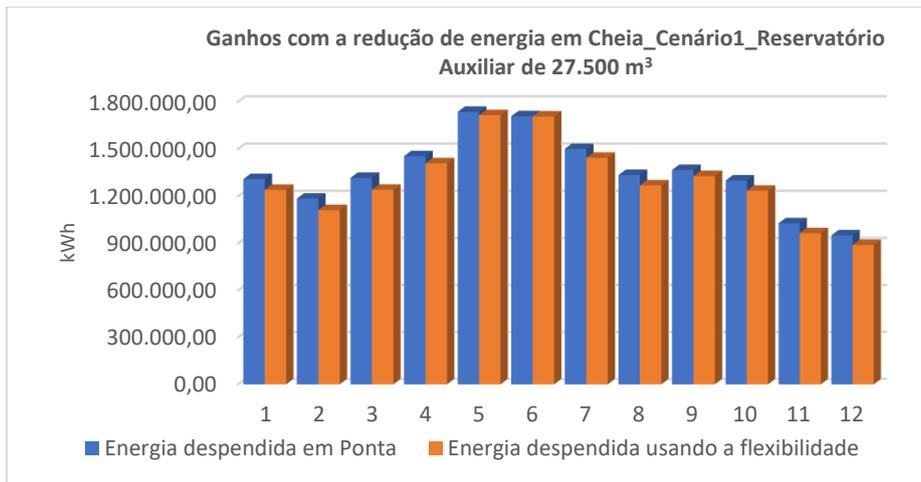


Figura A. 20 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 27.500 m³.

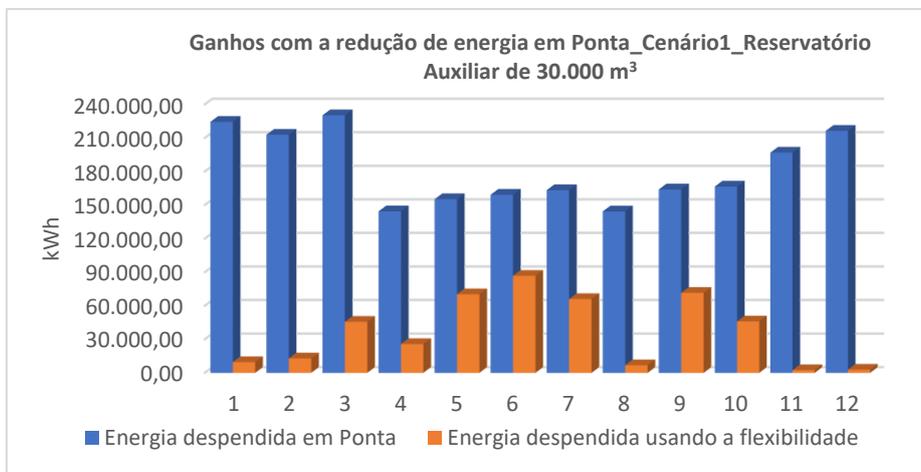


Figura A. 21 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 30.000 m³.

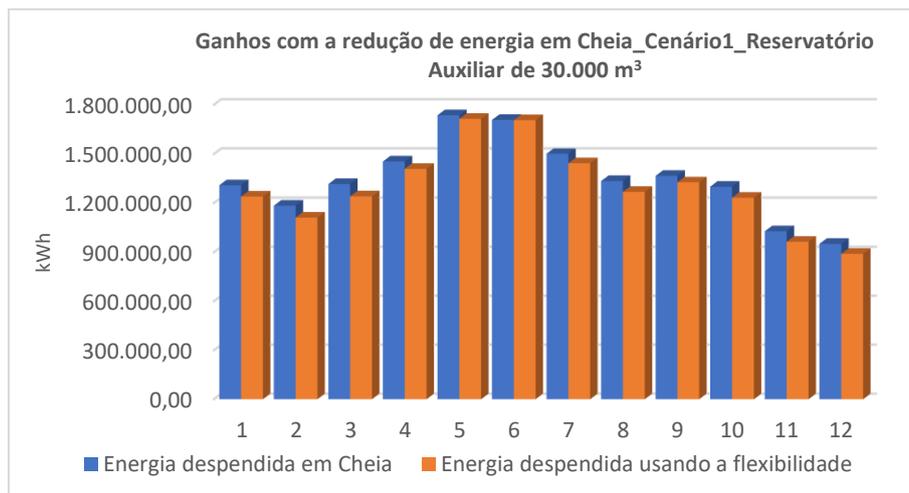


Figura A. 22 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 30.000 m³.

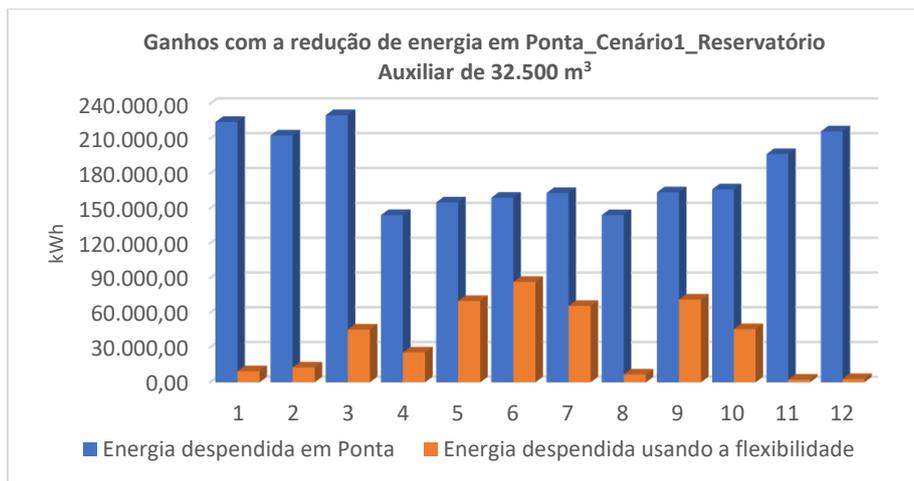


Figura A. 23 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 32.500 m³.

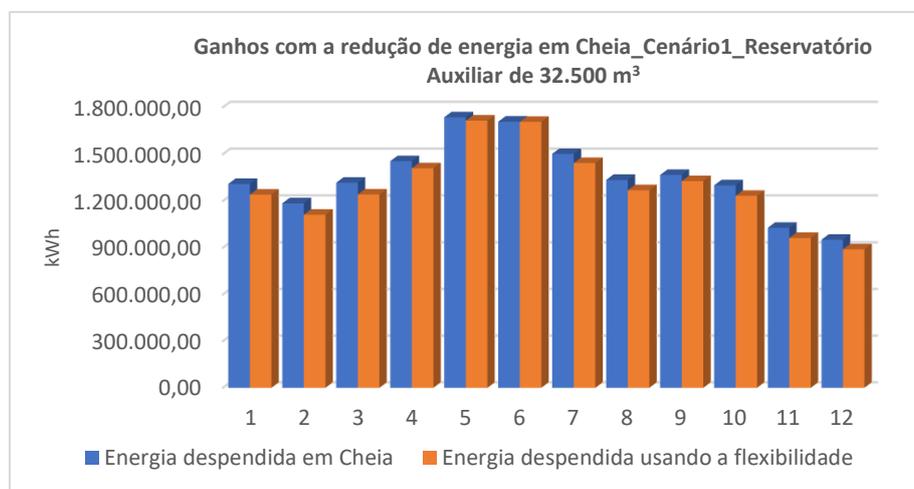


Figura A. 24 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 32.500 m³.

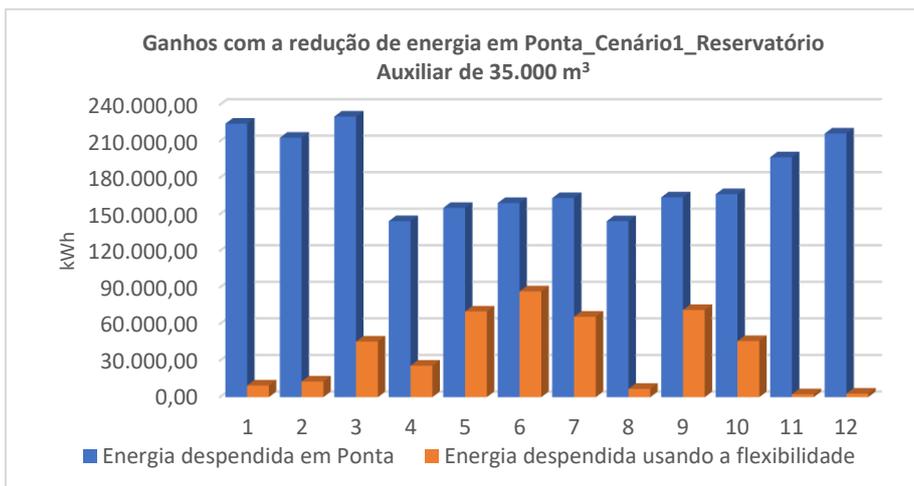


Figura A. 25 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 35.000 m³.

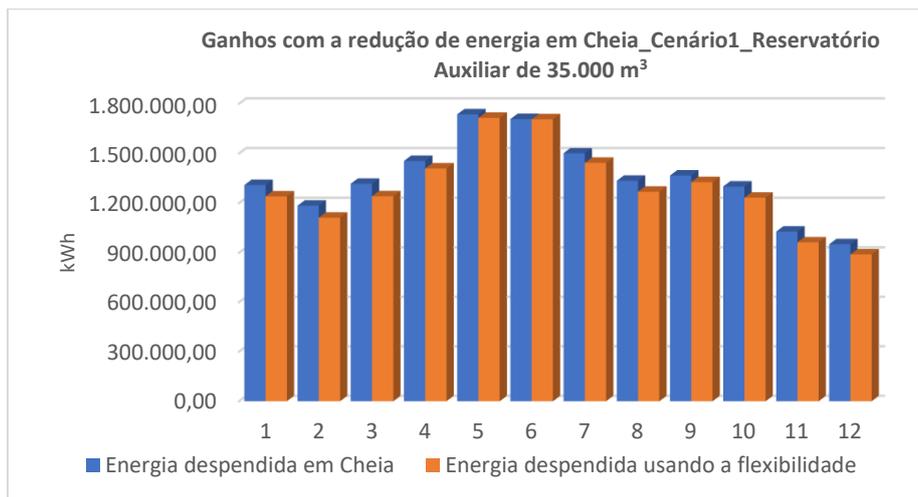


Figura A. 26 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 35.000 m³.

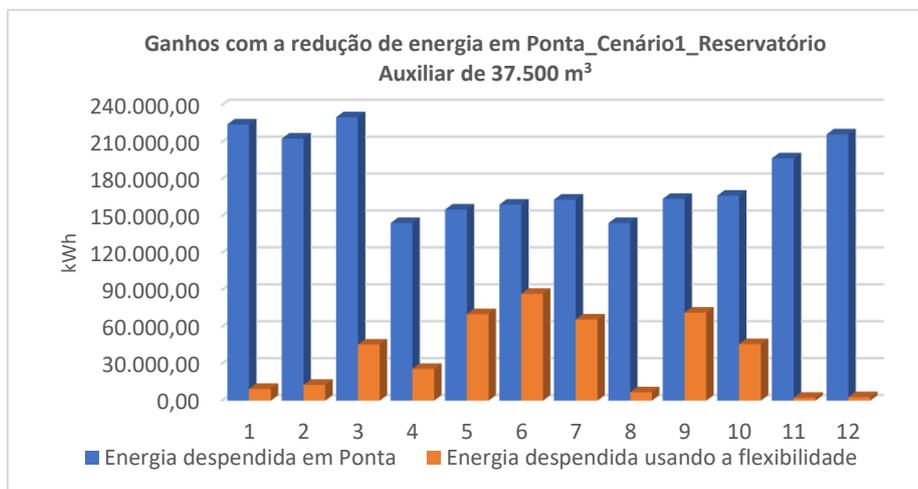


Figura A. 27 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 37.500 m³.

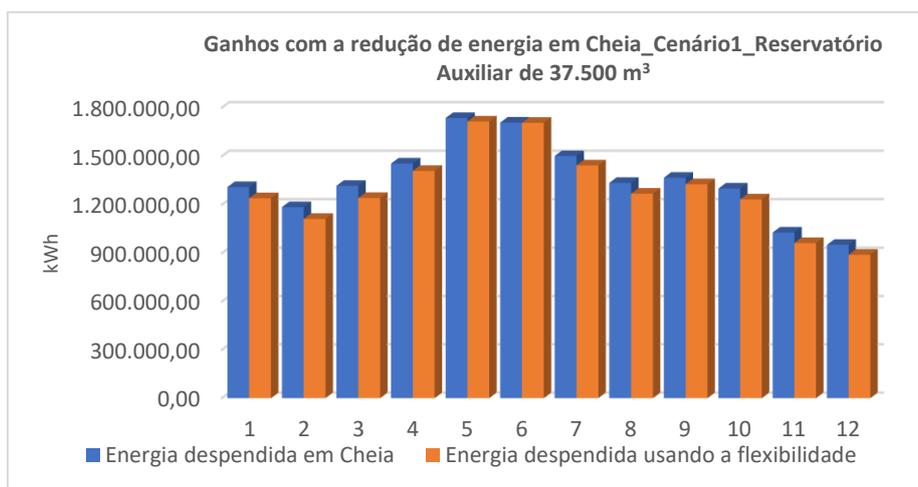


Figura A. 28 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 37.500 m³.

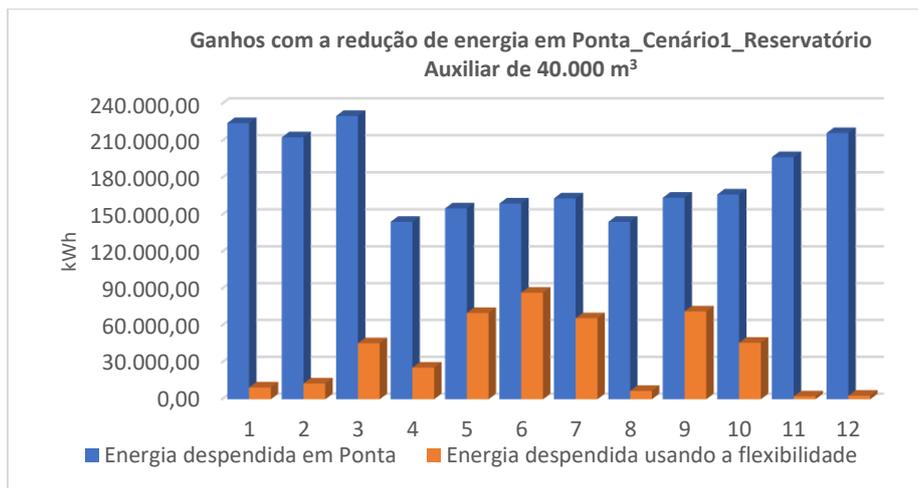


Figura A. 29 - Cenário1_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 40.000 m³.

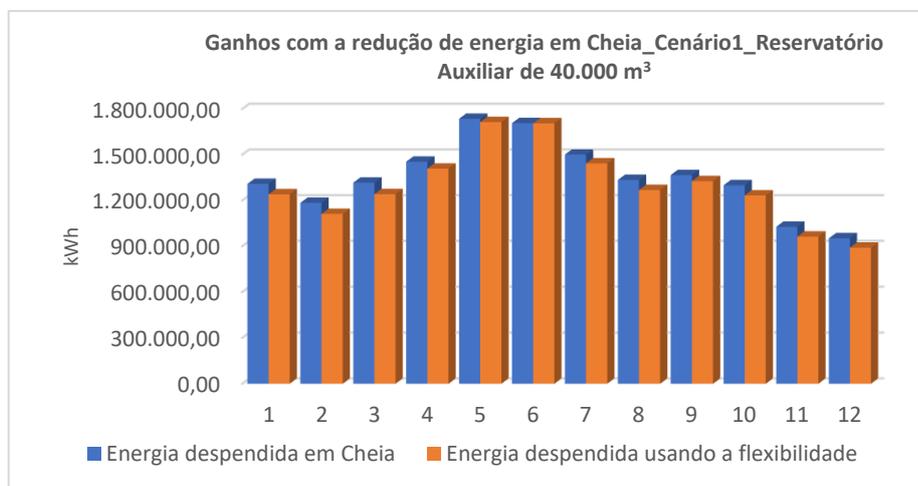


Figura A. 30 - Cenário1_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 40.000 m³.

Figuras dos gráficos - cenário 2

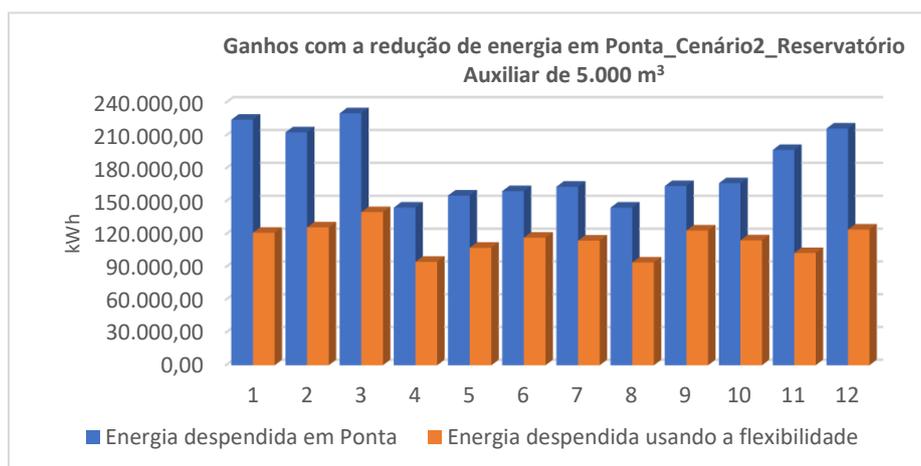


Figura A. 31 - Cenário2_ Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 5.000 m³.

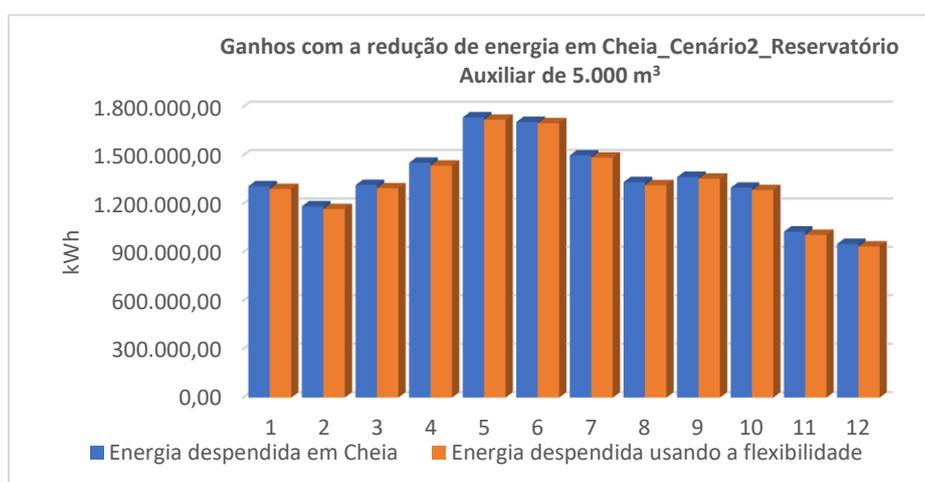


Figura A. 32 - Cenário2_ Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 5.000 m³.

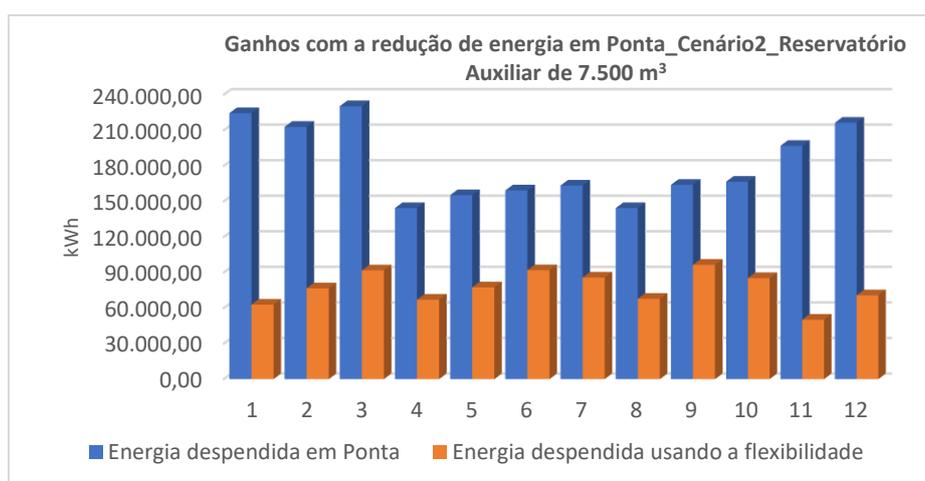


Figura A. 33 - Cenário2_ Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 7.500 m³.

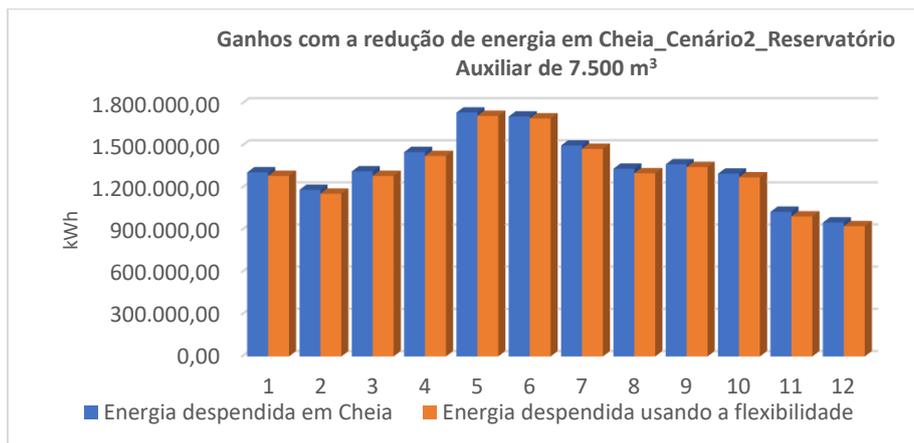


Figura A. 34 - Cenário2_ Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 7.500 m³.

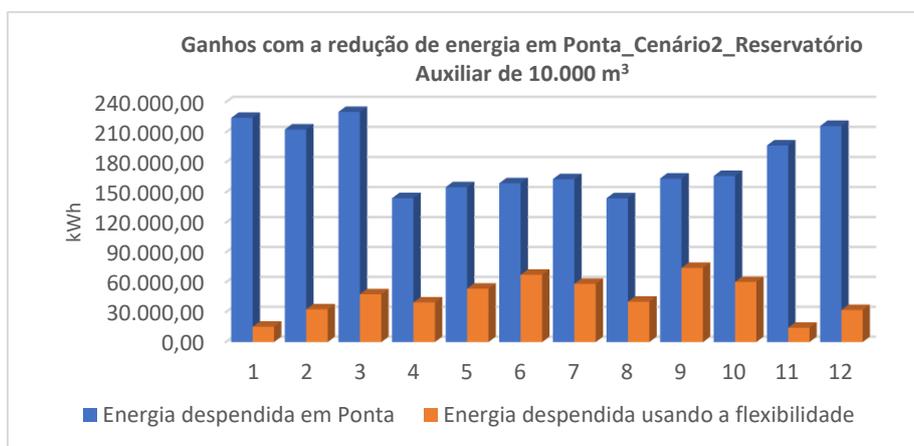


Figura A. 35 - Cenário2_ Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 10.000 m³.

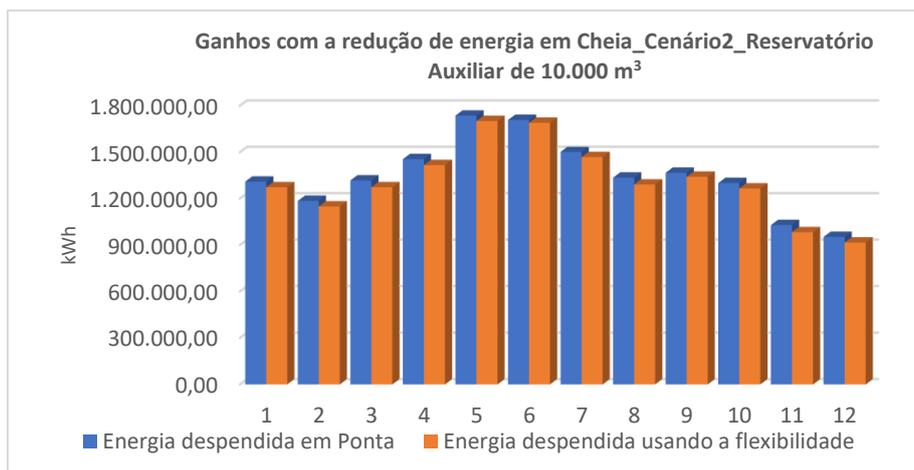


Figura A. 36 - Cenário2_ Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 10.000 m³.

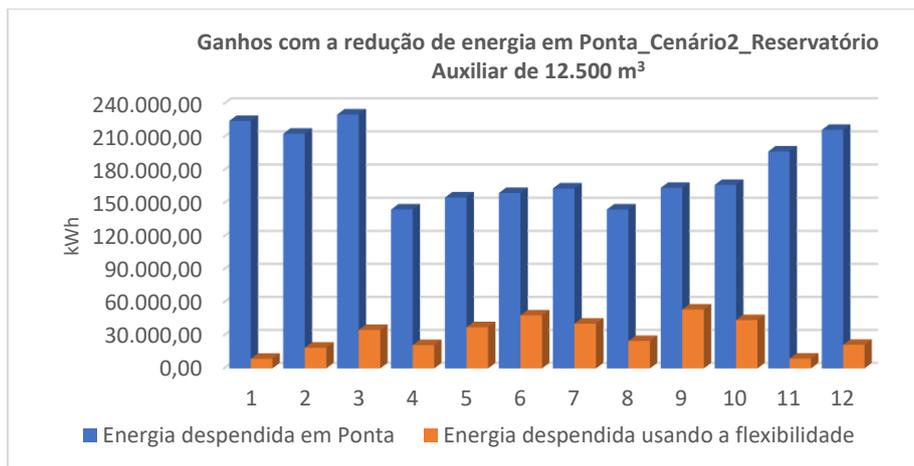


Figura A. 37 - Cenário2_ Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 12.500 m³.

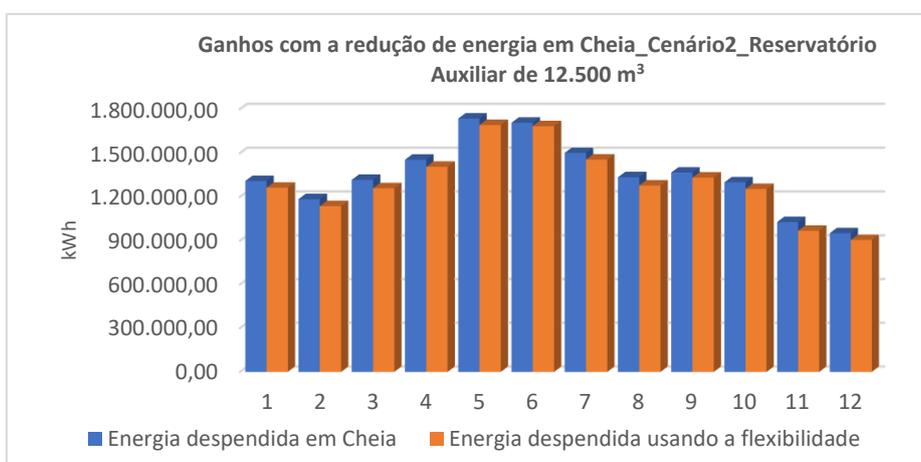


Figura A. 38 - Cenário2_ Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 12.500 m³.

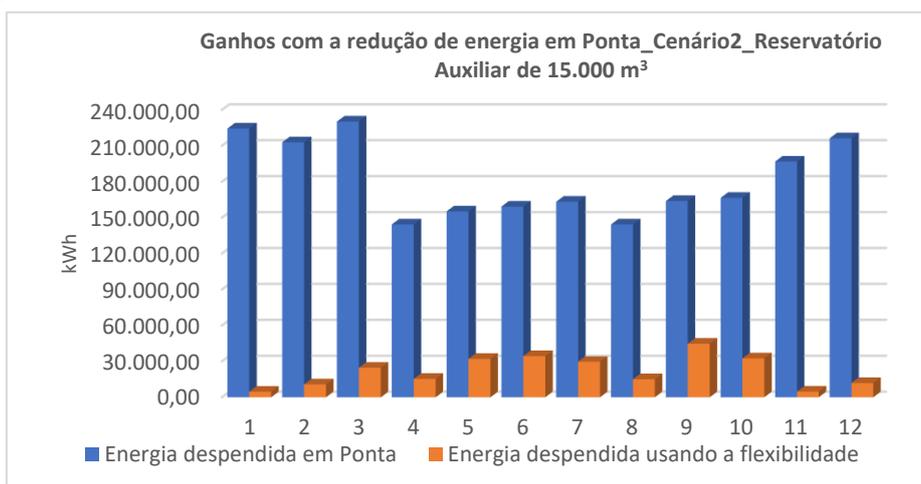


Figura A. 39 - Cenário2_ Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 15.000 m³.

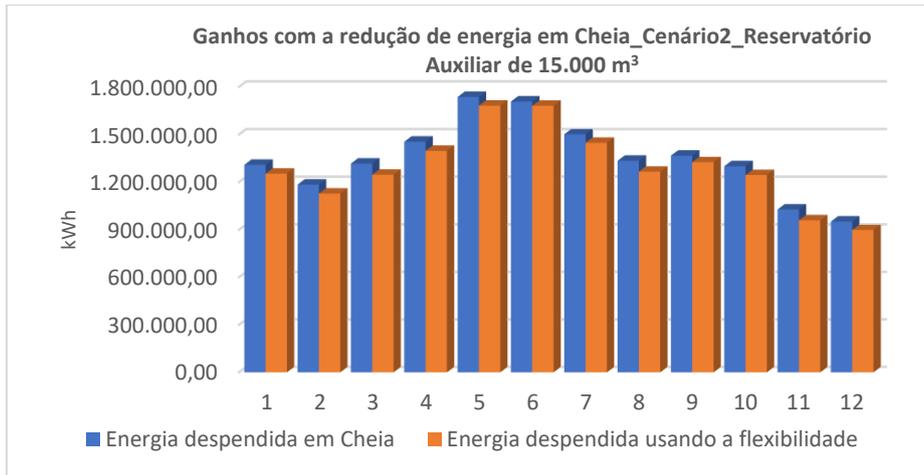


Figura A. 40 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 15.000 m³.

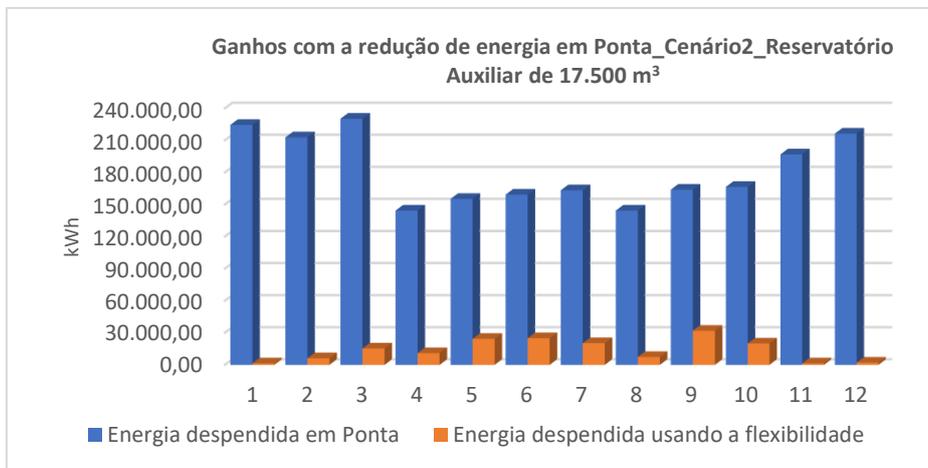


Figura A. 41 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 17.500 m³.

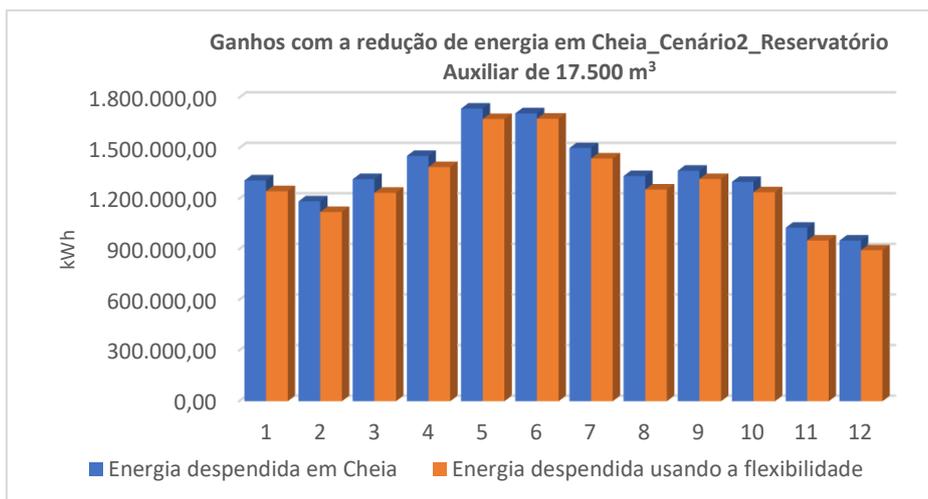


Figura A. 42 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 17.500 m³.

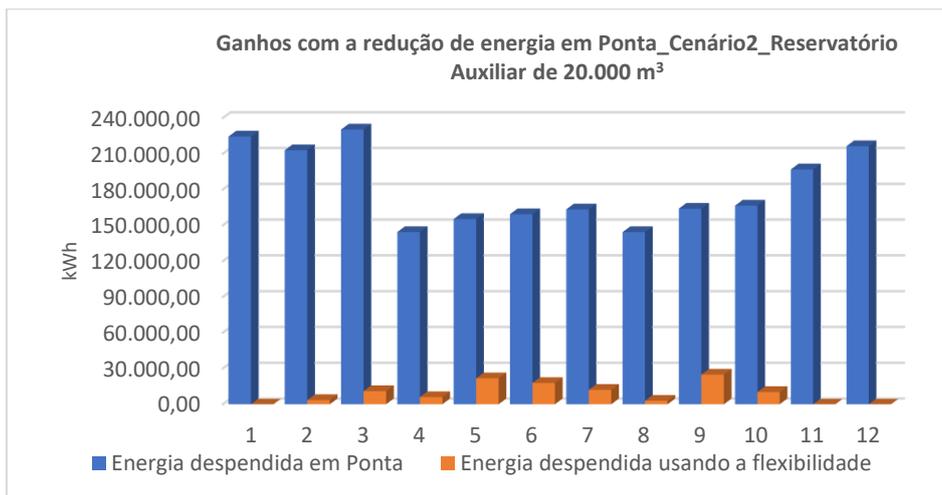


Figura A. 43 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 20.000 m³.

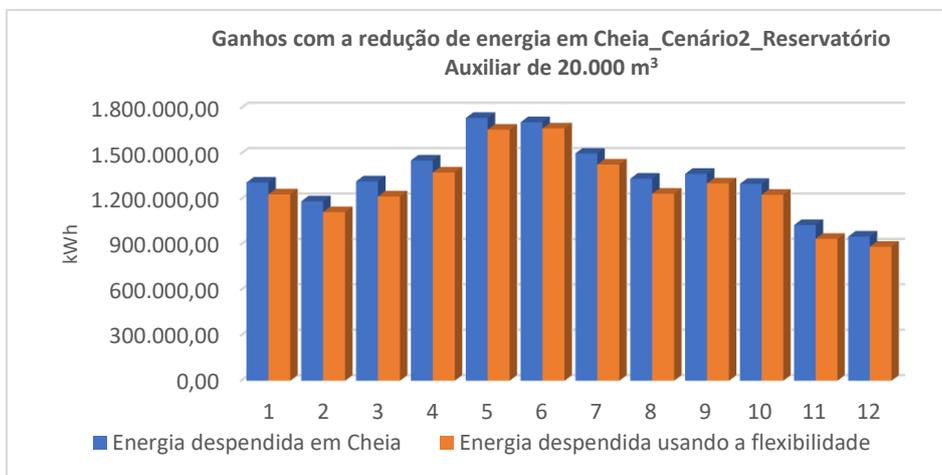


Figura A. 44 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 20.000 m³.

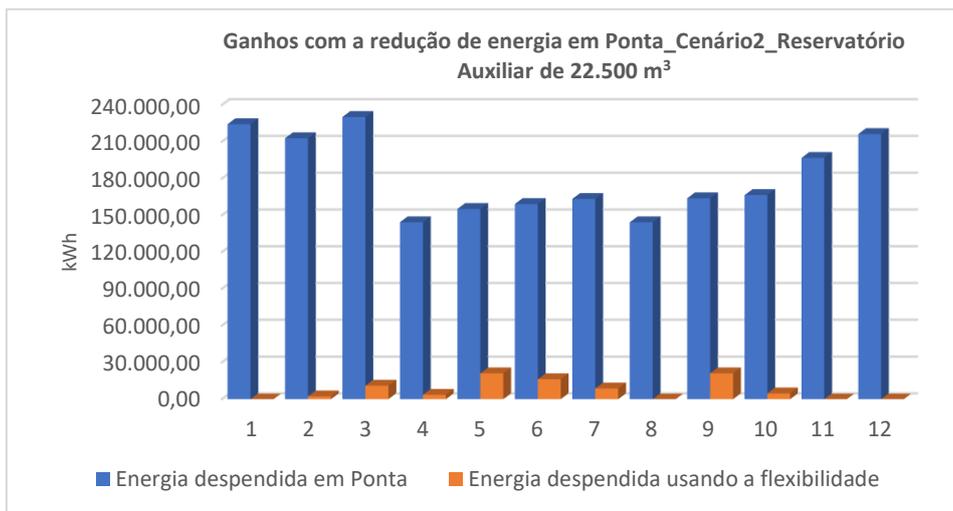


Figura A. 45 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 22.500 m³.

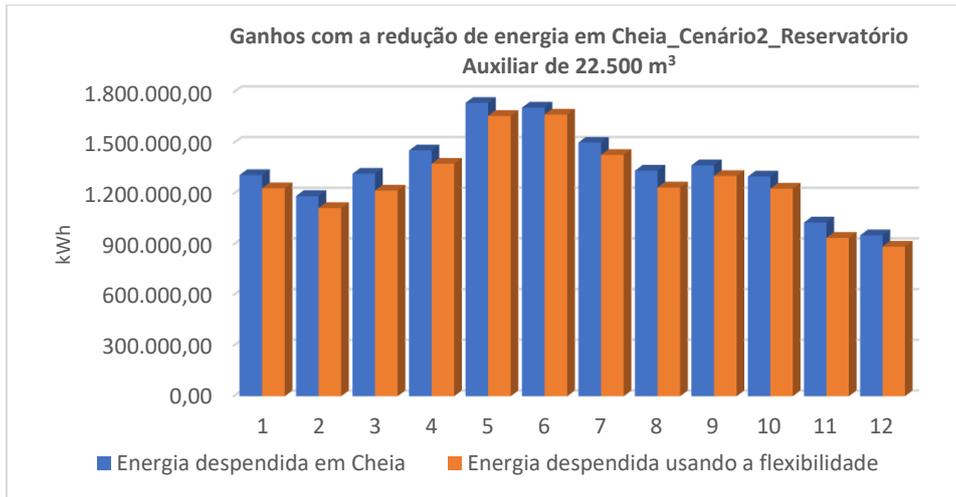


Figura A. 46 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 22.500 m³.

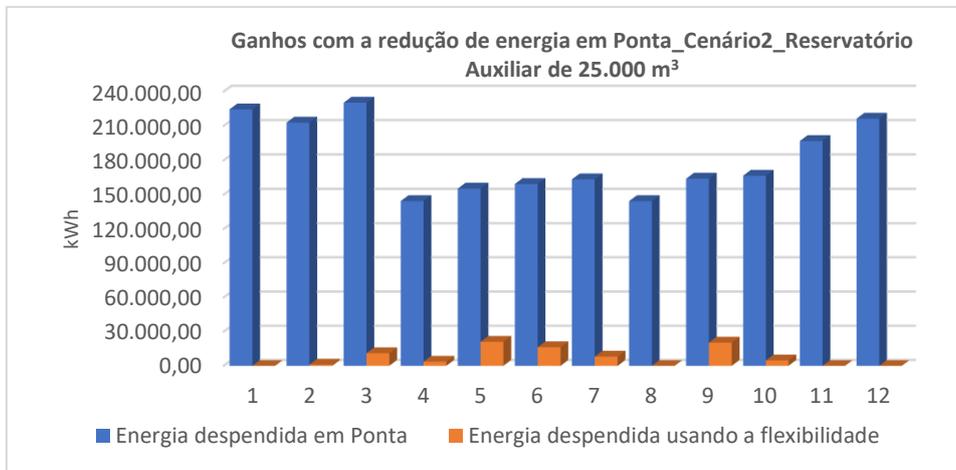


Figura A. 47 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 25.000 m³.

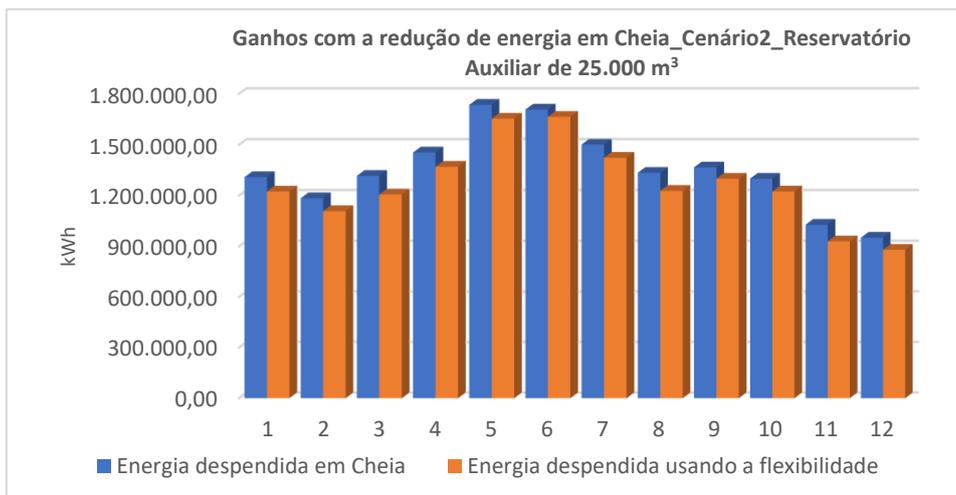


Figura A. 48 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 25.000 m³.

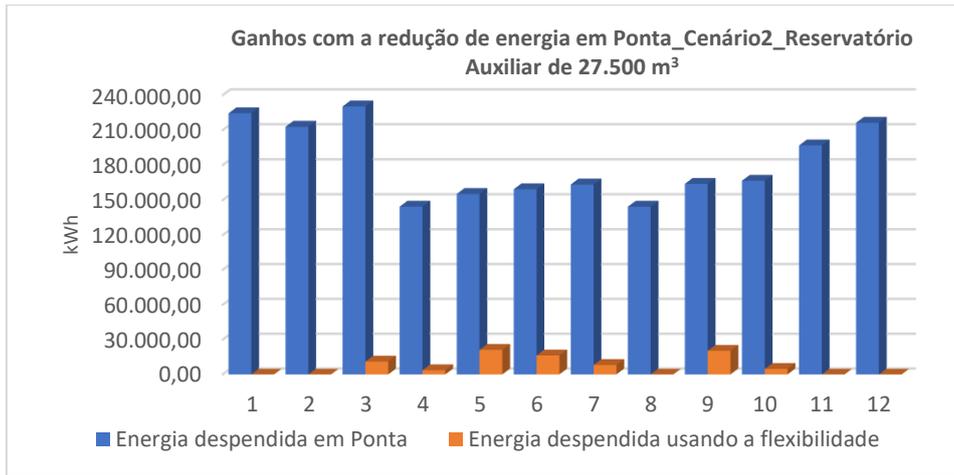


Figura A. 49 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 27.500 m³.

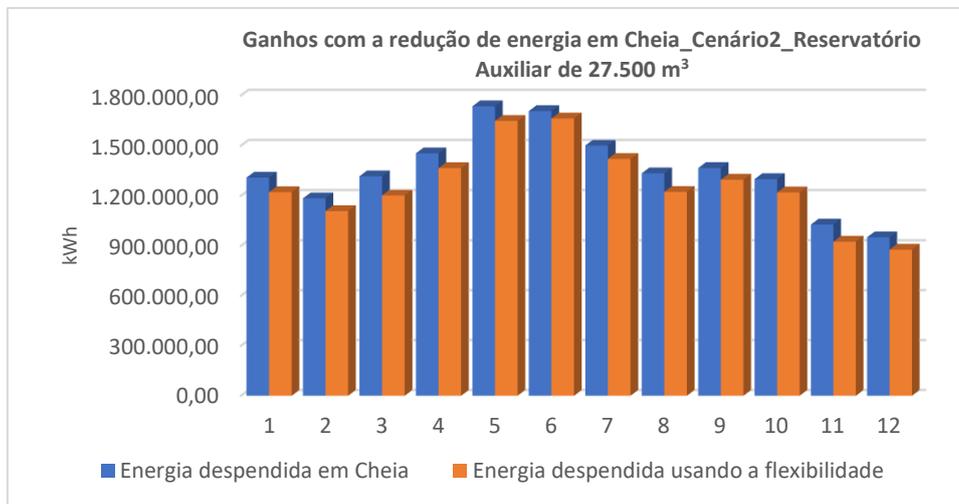


Figura A. 50 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 27.500 m³.

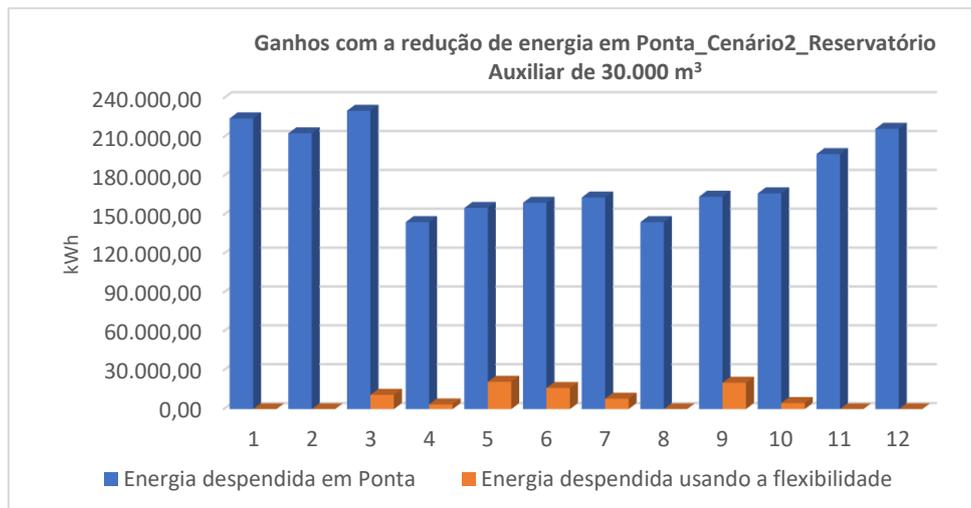


Figura A. 51 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 30.000 m³.

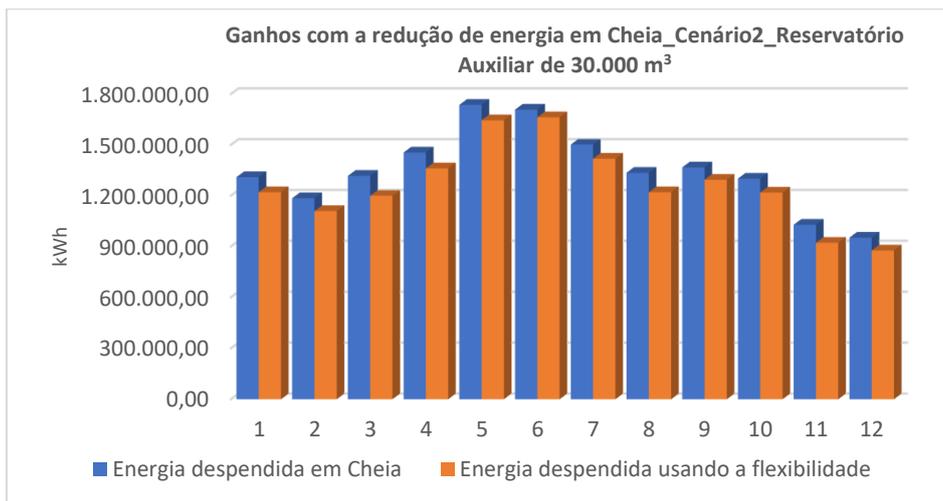


Figura A. 52 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 30.000 m³.

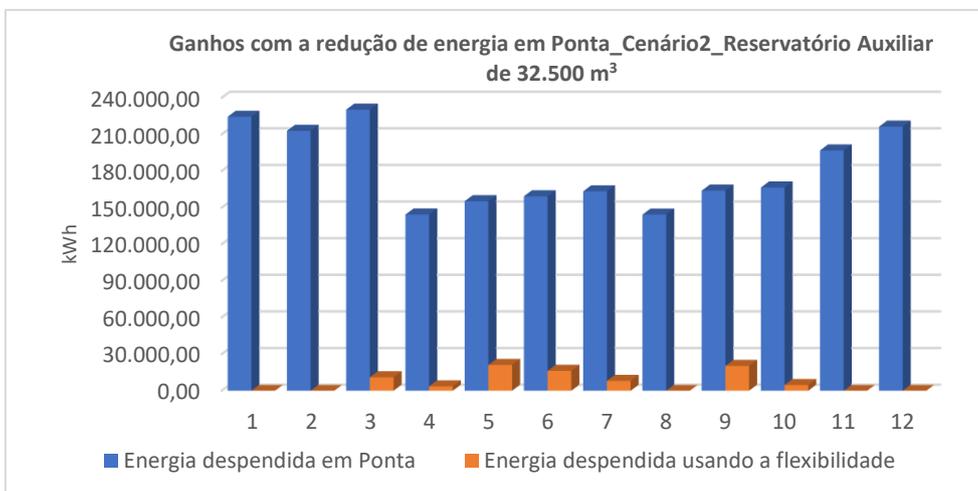


Figura A. 53 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 32.500 m³.

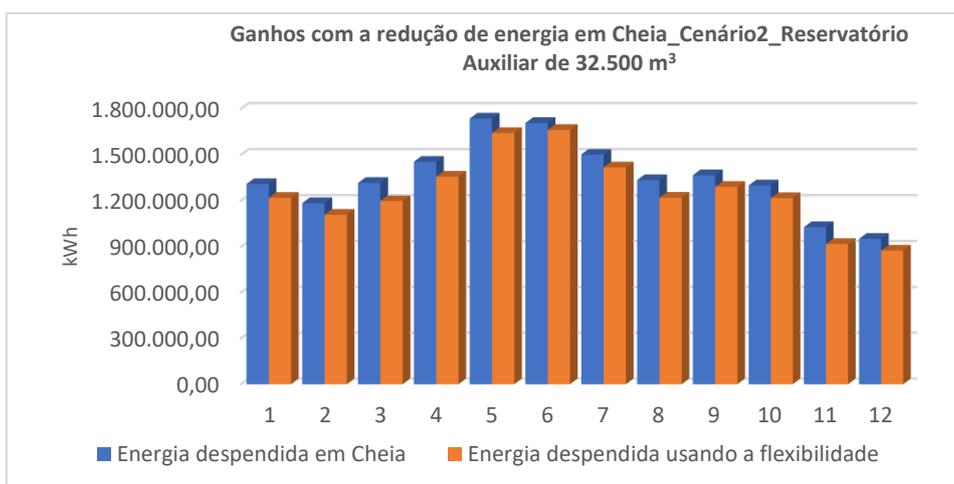


Figura A. 54 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 32.500 m³.

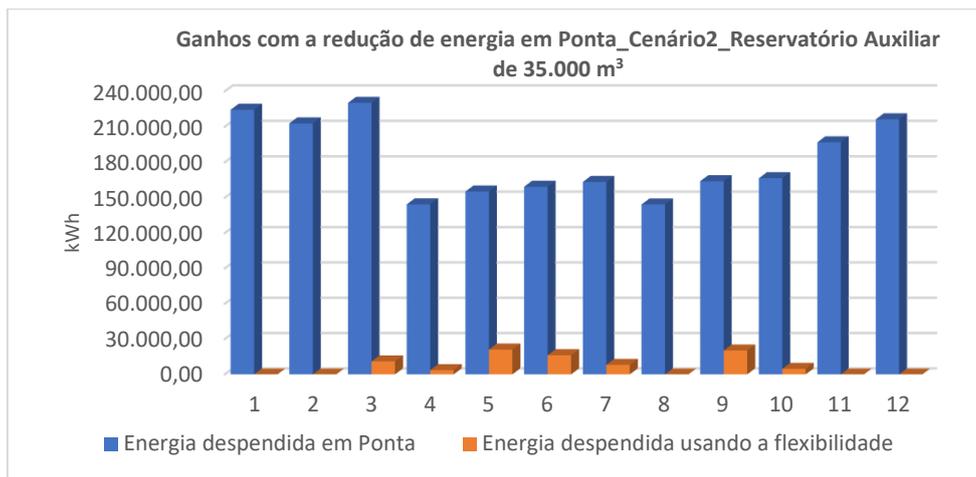


Figura A. 55 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 35.000 m³.

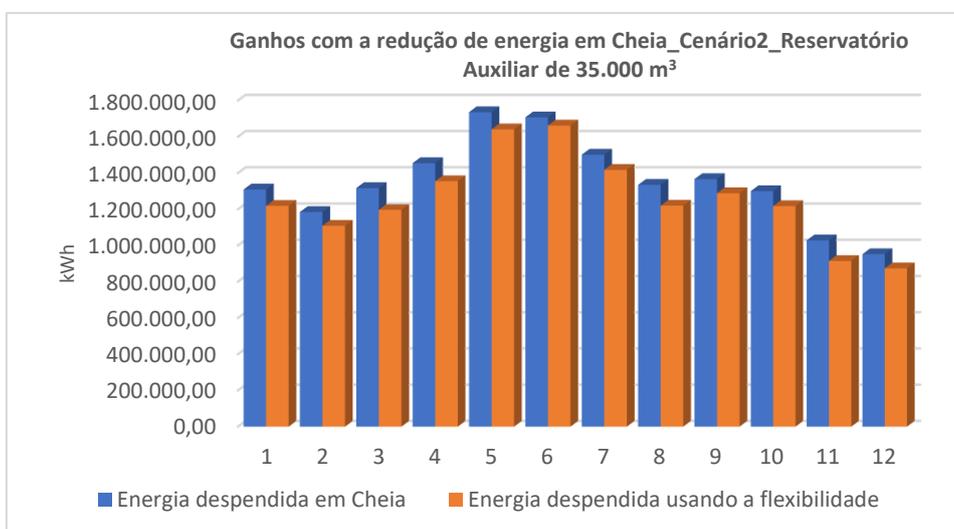


Figura A. 56 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 35.000 m³.

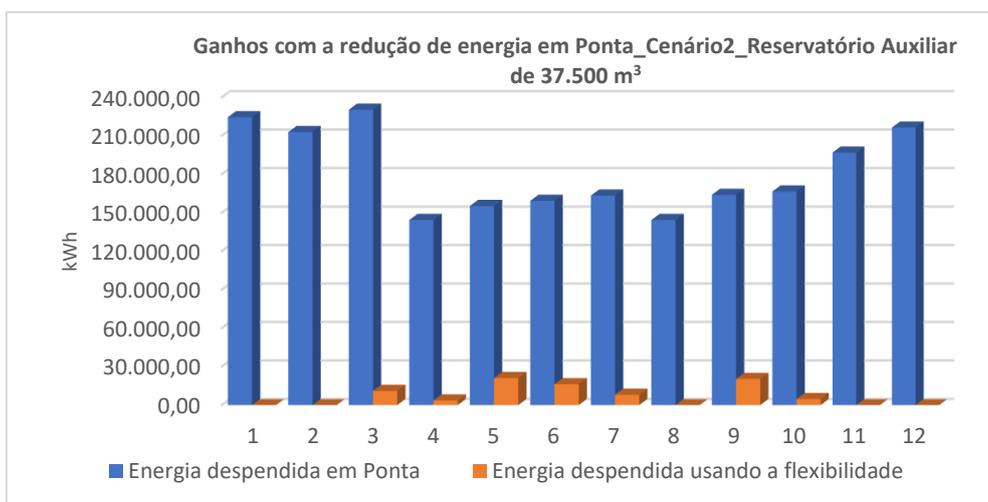


Figura A. 57 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 37.500 m³.

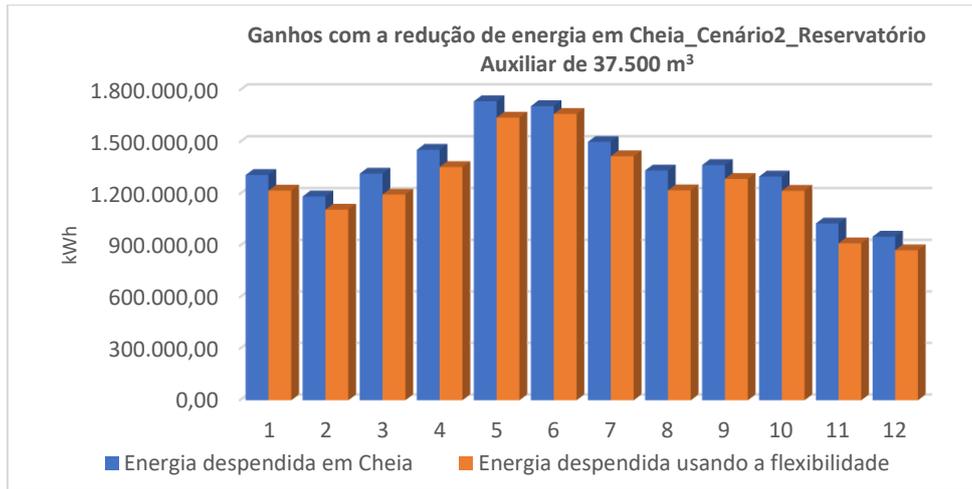


Figura A. 58 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 37.500 m³.

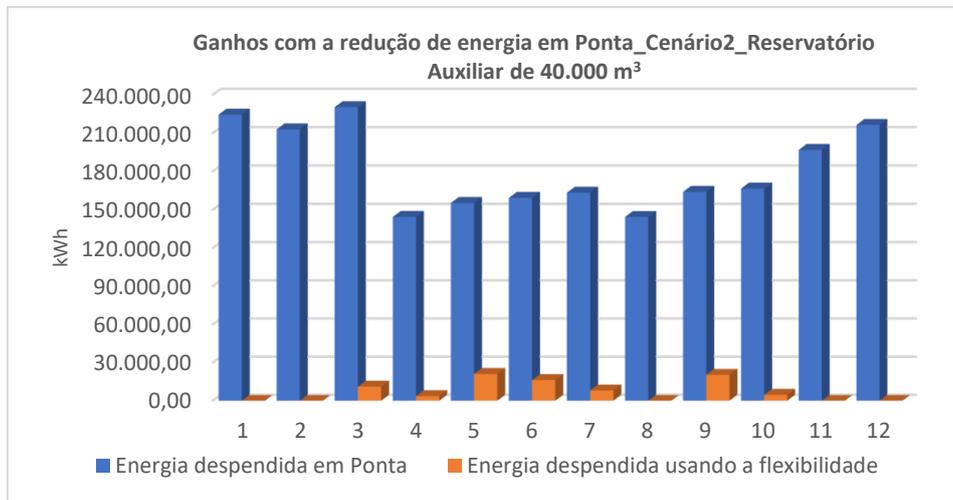


Figura A. 59 - Cenário2_Redução de energia, desviando bombagens de Ponta para SV e Ponta para Cheia utilizando reservatório auxiliar de 40.000 m³.

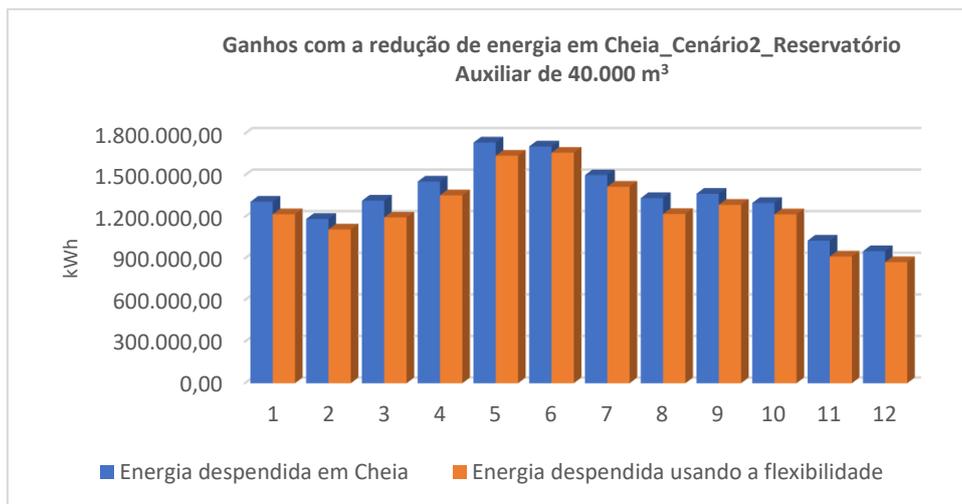


Figura A. 60 - Cenário2_Redução de energia consumida em cheia, desviando bombagens de Cheia para SV e Cheia para Vazio utilizando reservatório auxiliar de 40.000 m³.

