

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA E MICROGERAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA

DAVID GIL GONÇALVES CARDOSO DA SILVA

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de
**MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL — ESPECIALIZAÇÃO EM HIDRÁULICA, RECURSOS HÍDRICOS
E AMBIENTE**

Orientador: Professor Doutor Francisco Manuel de Oliveira Piqueiro

JUNHO 2026

MESTRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2025/2026

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E GEORRECURSOS

Tel. +351-22-508 1901



m.ec@fe.up.pt

Editado por

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Rua Dr. Roberto Frias

4200-465 PORTO

Portugal

Tel. +351-22-508 1400



feup@fe.up.pt



<http://www.fe.up.pt>

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição que seja mencionado o Autor e feita referência a *Mestrado em Engenharia Civil - 2025/2026 - Departamento de Engenharia Civil e Georrecursos, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2026*.

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

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

A meus pais

Se tens que lidar com água, consulta primeiro a experiência, depois a razão.

Leonardo da Vinci

AGRADECIMENTOS

A elaboração desta dissertação contou com a colaboração e o incentivo de diversas pessoas e instituições, sem as quais a sua concretização não teria sido possível. A todas elas, manifesto o meu mais sincero agradecimento.

Ao Professor Francisco Piqueiro, pela confiança depositada, pelo rigor científico e pela total disponibilidade demonstrada. Agradeço a orientação esclarecida e o apoio, fundamentais não só no desenvolvimento deste projeto, mas também ao longo do meu percurso académico.

À empresa Águas do Douro e Paiva (AdDP), pela disponibilização dos dados essenciais à realização deste trabalho. Expresso um especial agradecimento aos engenheiros Alexandre Fortunato, Gabriel Silva e Vítor Pereira, pelo constante interesse demonstrado no progresso deste estudo.

Aos meus pais, pelo apoio incondicional em todas as decisões e por serem o pilar central na minha vida. Ao meu irmão, que sempre foi um mentor e uma referência indispensável no meu crescimento pessoal, académico e intelectual.

Por fim, aos meus colegas e amigos, que de forma direta ou indireta acompanharam esta jornada. A sua presença e camaradagem tornaram a vida universitária uma experiência verdadeiramente inesquecível.

RESUMO

O setor da água destaca-se pelo seu carácter eletrointensivo, exigindo das entidades gestoras a implementação de soluções de produção de energia que conciliem a viabilidade económica com a sustentabilidade ambiental. Esta dissertação avalia o potencial de recuperação energética e microgeração em locais estratégicos da rede de adução em "alta" operada pela empresa Águas do Douro e Paiva (AdDP). O estudo foca-se na conversão da energia hidráulica tradicionalmente dissipada por Válvulas Redutoras de Pressão (VRP), em energia eléctrica limpa através da introdução de turbinas, integrando as infraestruturas no regime de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC).

A metodologia adotada compreendeu o levantamento e tratamento de séries temporais de dados de exploração de três casos de estudo: as Estações Elevatórias (EE) de São João de Ver e de São Vicente de Louredo, e a envolvente fluvial da Estação de Tratamento de Água (ETA) da Bateira. Para simular o comportamento energético anual, desenvolveram-se e validaram-se dois métodos distintos de estimativa: o Método 1, baseado em extrapolações de dados semi-horários sazonais, e o Método 2, fundamentado em volumes diários e operação estável no Ponto de Eficiência Máxima (BEP) do grupo gerador. Procedeu-se ao dimensionamento de Bombas a Funcionar como Turbinas (PAT) da gama Line da *PowerTurbines* para as estações elevatórias, e de uma turbina de reação convencional do tipo Kaplan (fabricante *Ossberger*) para o aproveitamento a fio-de-água na ETA da Bateira. Complementarmente, elaborou-se uma avaliação financeira a um horizonte de 25 anos com base nos indicadores do Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e período de retorno (Payback), suportada por análises de sensibilidade, derrapagens de capital (CAPEX) e quebras sazonais de caudal.

Os resultados validam a elevada atratividade das UPACs nas estações elevatórias. Em S. João de Ver registando uma TIR de 24.39%, VAL de 323 209.55 € e payback de 4 anos. Em S. Vicente de Louredo obteve-se uma TIR de 10.98% e retorno em 8 anos. Por fim, o aproveitamento fluvial na ETA da Bateira, apesar de gerar 466,02 MWh/ano, revelou-se inviável no cenário base devido ao elevado CAPEX, estando dependente de financiamento comunitário.

PALAVRAS-CHAVE: Microgeração Hídrica, Recuperação Energética, Redes de Abastecimento, Bombas a Funcionar como Turbinas, Produção de Energia Descentralizada.

ABSTRACT

The water sector stands out due to its energy-intensive nature, requiring managing entities to implement energy production solutions that reconcile economic viability with environmental sustainability. This dissertation assesses the potential for energy recovery and microgeneration at strategic locations within the "high" adduction network operated by the company Águas do Douro e Paiva (AdDP). The study focuses on converting hydraulic energy, traditionally dissipated by Pressure Reducing Valves (PRVs), into clean electrical energy through the introduction of turbines, integrating the infrastructures into the self-consumption production units (UPAC) regime.

The adopted methodology comprised the gathering and analysis of time-series operational data from three case studies: the São João de Ver and São Vicente de Louredo Pumping Stations (EE), and the riverine surroundings of the Bateira Water Treatment Plant (ETA). To simulate the annual energy behavior, two distinct estimation methods were developed and validated: Method 1, based on extrapolations of seasonal semi-hourly data, and Method 2, based on daily volumes and stable operation at the Best Efficiency Point (BEP) of the generator set. Regarding the technological design, Pumps Working as Turbines (PATs) from PowerTurbines' Line series were dimensioned for the pumping stations, and a conventional Kaplan reaction turbine (manufactured by Ossberger) was selected for the run-of-river scheme at the Bateira WTP. Additionally, a financial evaluation was conducted over a 25-year horizon based on Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback period indicators, supported by sensitivity analyses, capital expenditure (CAPEX) overruns, and seasonal flow reductions.

The results validate the high attractiveness of UPACs in pumping stations. In S. João de Ver, an IRR of 24.39%, an NPV of €323,209.55, and a payback of 4 years were recorded. In S. Vicente de Louredo, an IRR of 10.98% and a payback of 8 years were obtained. Finally, despite generating 466.02 MWh/year, the riverine scheme at the Bateira WTP proved unfeasible in the baseline scenario due to the high CAPEX, being strictly dependent on community funding.

KEYWORDS: Micro-hydro Generation, Energy Recovery, Water Supply Networks, Pumps as Turbines, Decentralized Energy Production.

ÍNDICE GERAL

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 ASPETOS GERAIS.....	1
1.2 OBJETIVOS	3
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	4
2 ESTADO DA ARTE.....	7
2.1 ENQUADRAMENTO GEOPOLÍTICO, AMBIENTAL E ENERGÉTICO	7
2.2 O PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL E O ENQUADRAMENTO POLÍTICO	9
2.2.1 O Papel das Energias Renováveis.....	10
2.2.2 Metas Estratégicas: PNEC 2030 e RNC 2050	12
2.3 RECUPERAÇÃO DE ENERGIA EM INFRAESTRUTURAS HÍDRICAS: ENQUADRAMENTO E EVOLUÇÃO	13
2.3.1 Impactos, Vantagens e Classificação dos Aproveitamentos	15
2.3.2 Centrais Mini-Hídricas (CMH) e a Nova Abordagem de Recuperação Energética	18
2.4 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DAS ENTIDADES GESTORAS DE REDES DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA	20
2.4.1 Enquadramento e Metas de Descarbonização do Setor	20
2.4.2 Estratégias de Eficiência e Otimização no Setor da Água	22
2.5 PROJETOS E CASOS DE REFERÊNCIA	24
3 ENQUADRAMENTO LEGAL E NORMATIVO	27
3.1 ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	27
3.1.1 Regimes Jurídicos de Produção (UPAC)	28

3.1.2 Normas Técnicas e Requisitos de Ligação à Rede	31
3.1.2.1 Critérios de Proximidade no Autoconsumo	32
3.1.2.2 Telecontagem e Monitorização.....	32
3.1.2.3 Regulamentação Técnica e Qualidade de Energia	32
3.1.2.4 Regulamentação da ERSE e Relações Comerciais	33
3.1.2.5 Proteção Elétrica e Segurança	33
3.2 LEI DA ÁGUA E DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO.....	33
3.2.1 Princípios de Gestão e Uso Sustentável	34
3.2.2 Títulos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH).....	34
3.3 PROCEDIMENTOS DE LICENCIAMENTO, ENTIDADES COMPETENTES E PRAZOS	36
3.3.1 Parecer Prévio de Salvaguarda Patrimonial	37
3.3.2 Controlo Prévio Energético	37
3.3.3 Obtenção do Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH)	38
3.3.4 Avaliação de Impacte Ambiental (AIA)	38
3.3.5 Autorização de Ligação à RESP e Vistoria Final	38
3.4 TAXA DE RECURSOS HÍDRICOS (TRH) E ISENÇÕES.....	39
3.4.1 Taxa de Recursos Hídricos (TRH).....	39
3.4.2 Taxas Administrativas de Licenciamento.....	40
3.4.3 Seguro de Responsabilidade Civil	40
4 REDES DE ABASTECIMENTO E POTENCIAL ENERGÉTICO	41
4.1 FUNCIONAMENTO E CONSTITUINTES DAS REDES DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA.....	41
4.1.1 Sistemas de Adução e Distribuição	41
4.1.2 Órgãos de Controlo e Dissipação de Energia (VRP e Reservatórios)	42
4.2 PRODUÇÃO ENERGÉTICA.....	45
4.2.1 Potencial energético	47
4.2.2 Variáveis em sistemas de Abastecimento de água	49
4.2.3 Otimização do Caudal Nominal e Viabilidade Económica	49
4.2.3.1 Relação Custo-Benefício em Sistemas de Abastecimento.....	50

4.2.3.2 Estratégia de Exploração e Seleção de Equipamentos	50
4.2.3.3 Gestão Integrada: Sinergia entre Hidráulica, Procura e Híbridação	51
4.2.4 Energia Produtível.....	51
5 TURBOMÁQUINAS HIDRÁULICAS	53
5.1 TURBINAS DE IMPULSO (OU DE AÇÃO)	53
5.1.1 Turbinas Pelton	54
5.1.2 Turbinas Turgo	54
5.1.3 Turbinas Crossflow	55
5.2 TURBINAS DE REAÇÃO.....	55
5.2.1 Turbina Kaplan.....	56
5.2.2 Turbina Francis	56
5.3 BOMBAS A FUNCIONAR COMO TURBINAS (PAT).....	57
5.4 COMPONENTES DO SISTEMA ELETROMECÂNICO	57
5.4.1 Geradores, Conversores e Sistemas de Excitação	58
5.4.2 Sistemas de Controlo, Regulação de Velocidade e Proteção	59
5.5 INTEGRAÇÃO ELÉTRICA, ESQUEMAS DE LIGAÇÃO E PROTEÇÕES	59
5.5.1 Esquemas de Ligação e Configuração de UPAC.....	60
5.5.2 Sistemas de Proteção, Segurança e Qualidade de Energia	61
5.5.2.1 Proteção contra Sobrecargas e Curto-circuitos:.....	61
5.5.2.2 Proteção contra Variações de Tensão e Frequência	61
6 CARACTERIZAÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO	63
6.1 DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO.....	63
6.1.1 Estações Elevatórias.....	63
6.1.2 ETA da Bateira	69
6.2 LEVANTAMENTO E TRATAMENTO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO	69
6.2.1 Séries Temporais e Resolução dos Dados Hidráulicos	70
6.2.1.1 Estações elevatórias	70
6.2.1.2 Açude da Bateira.....	72
6.2.2 Caracterização dos Perfis de Consumo Energético Local	74

7	METODOLOGIA.....	77
7.1	DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS PARA O CASO DE ESTUDO	77
7.1.1	EE São João de Ver	77
7.1.2	EE São Vicente de Louredo	80
7.1.3	ETA da Bateira	81
7.2	MODELO DE ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA ANUAL.....	82
7.2.1	Método 1: Extrapolação Baseada em Séries de caudais Semi-Horários Sazonais.....	83
7.2.2	Método 2: Modelo Baseado em Volumes Diários e Otimização Operacional	84
7.2.3	Central Micro-hídrica da ETA da Bateira	85
7.3	METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE FINANCEIRA	86
7.3.1	Custo de Investimento (CAPEX).....	86
7.3.2	Custos de Operação e Manutenção (OPEX).....	87
7.3.3	Análise do Retorno do Investimento	88
7.3.3.1	<i>Valor atual líquido (VAL)</i>	88
7.3.3.2	<i>Taxa interna de retorno (TIR)</i>	88
7.3.3.3	<i>Período de retorno</i>	89
7.3.4	Considerações sobre Financiamento e Mitigação de Risco	89
8	RESULTADOS	91
8.1	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO ENERGÉTICA	91
8.1.1	EE São João de Ver	91
8.1.2	EE São Vicente de Louredo	92
8.1.3	ETA da Bateira	94
8.2	VIABILIDADE ECONÓMICA E FINANCEIRA	95
8.2.1	Poupança anual.....	95
8.2.2	Investimento Inicial (CAPEX).....	96
8.2.2.1	<i>Estações elevatórias</i>	96
8.2.2.2	<i>Mini-Hídrica</i>	98
8.2.3	Análise Financeira e Retorno do Investimento	100
8.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	102

8.3.1 Impacto da Flutuação do Preço da Energia da Rede.....	102
8.3.2 Derrapagem Orçamental do Investimento Inicial (CAPEX)	103
8.3.3 Quebra na Produção Energética por Sazonalidade Climática	103
8.4 DISCUSSÃO CRÍTICA DOS RESULTADOS.....	104
8.4.1 Decisão Técnica nas Estações Elevatórias.....	104
8.4.2 A ETA da Bateira e a Dependência de Fundos Comunitários.....	104
8.4.3 Contributo Estratégico para a Águas do Douro e Paiva	105
9 CONCLUSÕES	107
9.1 CONCLUSÕES FINAIS	107
9.2 LIMITAÇÕES DO ESTUDO E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	108
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
ANEXOS	116
A.1 SÉRIES TEMPORAIS DE CAUDAL COM RESOLUÇÃO SEMI-HORÁRIA (SEMANAS DE JANEIRO E AGOSTO)	118
A.2 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA SEMI-HORÁRIA NA EE DE S. JOÃO DE VER	134
A.3 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA SEMI-HORÁRIA NA EE DE S. VICENTE DE LOUREDO	164

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1 - Esquema representativo do Ciclo Urbano da Água (<i>Lisboa debate «Desafios do Ciclo Urbano da Água» - O Instalador - Informação profissional do setor das instalações em Portugal, 2019</i>).....	1
Fig. 2.1 - Evolução da potência instalada das fontes de geração de eletricidade em Portugal entre 2000 e 2024 (<i>APREN Anuário 2024, 2025</i>).....	10
Fig. 2.2 - Quota de participação das diferentes fontes na geração de eletricidade em Portugal Continental no ano de 2024 (<i>APREN Anuário 2024, 2025</i>).....	11
Fig. 2.3 - Desagregação tecnológica do perfil de produção de energia elétrica em Portugal (<i>APREN Anuário 2024, 2025</i>).....	11
Fig. 2.4 - Localização geográfica dos aproveitamentos hidroelétricos em Portugal Continental: Grandes Hídricas versus Mini-hídricas (Grandes Hídricas vs. Mini-hídricas).....	14
Fig. 2.5 - Balanço da Geração de Eletricidade e das Trocas Internacionais de Portugal em 2024 (<i>APREN Anuário 2024, 2025</i>).....	15
Fig. 2.6 - Barragem do Cabril (<i>Barragem do Cabril, s.d.</i>).....	17
Fig. 2.7 - Barragem da Valeira (<i>Imagens de Valeira – Explore Fotografias do Stock, Vetores e Vídeos de 39, s.d.</i>).....	17
Fig. 2.8 - Açude da Mini-hídrica de Peneda, Chaves.....	18
Fig. 2.9 - Esquema conceptual de um aproveitamento mini-hídrico convencional em zona de cabeceira (Fuentes Bargues & Ferrer-Gisbert, 2015).....	19
Fig. 2.10 - Estratégia Nacional de Gestão da Água - “Água que Une”.....	21
Fig. 2.11 - Água distribuída por habitante (<i>Portal INE - Base Dados - Indicador 0000995, 2009; Portal INE - Base Dados - Indicador 0001877, 2012; Portal INE - Base Dados - Indicador 0009600, 2026</i>).....	22
Fig. 3.1 - Fluxograma do Escalonamento de Procedimentos de Controlo Prévio para UPAC (Adaptado de (Cátedra ER, Universidade de Évora, 2020)).....	31
Fig. 3.2 - Fluxograma do procedimento integrado de licenciamento e prazos legais para microgeração hidroelétrica (Adaptado de Barbosa, 2026).....	39
Fig. 4.1 - Esquema de Conduta adutora gravítica - Diferentes hipóteses de funcionamento (Oliveira, 2008).....	42
Fig. 4.2 - Corte esquemático de uma válvula redutora de pressão (Oliveira, 2008).....	44
Fig. 4.3 - VRP em estado activo com pressão constante a jusante (Oliveira, 2008).....	45
Fig. 4.4 - Configuração esquemática da linha de energia para dois escoamentos de características diferentes (Ramos et al., 2000).....	46
Fig. 5.1 - Esquema de uma turbina Pelton.....	54
Fig. 5.2 - Esquema de uma turbina Turgo.....	54
Fig. 5.3 - Esquema de uma turbina Crossflow.....	55
Fig. 5.4 - Esquema de uma turbina Kaplan.....	56
Fig. 5.5 - Esquema de uma turbina Francis.....	56

Fig. 5.6 - Esquema de funcionamento de uma UPAC híbrida.	60
Fig. 6.1 - Vista geral da EE de S. João de Ver.	64
Fig. 6.2 - Vista geral da EE de S. Vicente de Louredo.	64
Fig. 6.3 - Painéis fotovoltaicos na cobertura da EE de S. João de Ver (imagem do Google Earth do dia 10 de outubro de 2025).	65
Fig. 6.4 - Painéis fotovoltaicos na cobertura da EE de S. Vicente de Louredo (imagem do Google Earth do dia 10 de outubro de 2025).	66
Fig. 6.5 - Registo fotográfico do ramal atual da EE de São João de Ver, com evidência para a Válvula Redutora de Pressão (VRP) existente no alinhamento da direita.	66
Fig. 6.6 - Desenho esquemático em planta da intervenção proposta para a EE de São João de Ver.	67
Fig. 6.7 - Registo fotográfico do ramal atual da EE de São Vicente de Louredo, com especial relevo para a Válvula Redutora de Pressão (VRP).	68
Fig. 6.8 - Desenho esquemático em planta da intervenção proposta para a EE de São Vicente de Louredo.	68
Fig. 6.9 - ETA da Bateira.	69
Fig. 6.10 - Perfis de médio caudal diário (janeiro vs. agosto).	71
Fig. 6.11 - Curva de caudais classificados (permanência) para o rio Paiva, na Ponte da Bateira.	73
Fig. 6.12 - Perfil esquemático do açude da Bateira.	73
Fig. 6.13 - Ciclos horários de entrega de energia elétrica em Média Tensão (ERSE).	74
Fig. 7.1 - Modelo Line <i>PowerTurbines</i>	78
Fig. 7.2 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line 250-H.	79
Fig. 7.3 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line R 300-J.	79
Fig. 7.4 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line 100-B.	80
Fig. 7.5 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line 125-B.	81
Fig. 7.6 - Turbina Kaplan.	82

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Análise comparativa das formas de organização do autoconsumo (Cátedra ER, Universidade de Évora, 2020).....	29
Tabela 3.2 - Tipos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH), (<i>Decreto-Lei n.º 226-A/2007</i> , 2007). 36	
Tabela 5.1 - Comparação entre geradores síncronos e assíncronos (<i>Micro-Hydropower Systems</i> , 2004).	58
Tabela 6.1 - Parâmetros altimétricos e perdas de carga estimadas para as EE em condições nominais.	72
Tabela 6.2 - Estrutura de custos da energia elétrica em MT para o ano económico de 2025.	75
Tabela 6.3 - Balanço anual de consumo energético e encargos financeiros associados (ano de 2025).	75
Tabela 7.1 - Limites Operacionais (Hidráulicos e de Potência).	82
Tabela 8.1 - Condições Operacionais S. João de Ver.	91
Tabela 8.2 - Condições Operacionais S. Vicente de Louredo.	93
Tabela 8.3 - Balanço energético e poupanças financeiras anuais estimadas por local e método.	95
Tabela 8.4 - Custos unitários de referência dos equipamentos do circuito hidráulico.	97
Tabela 8.5 - Síntese da estrutura de custos e apuramento do CAPEX total por Estação Elevatória e modelo de turbomáquina.	98
Tabela 8.6 - Estrutura de custos e apuramento do CAPEX total para a central micro-hídrica da Ponte da Bateira (ETA da Bateira).	99
Tabela 8.7 - Síntese dos indicadores económicos e de rentabilidade financeira.	100

SÍMBOLOS, ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

E	kWh ou MWh	Energia elétrica produtível
g	m/s^2	Aceleração da gravidade
H	<i>m. c. a</i>	Altura de queda hidráulica
H_b	<i>m. c. a</i>	Altura de queda bruta
H_{max}	<i>m. c. a</i>	Altura de queda bruta máxima
H_u	<i>m. c. a</i>	Altura de queda útil
J	m/m	Perda de carga unitária
L	m	Comprimento da conduta
P_b	kW ou MW	Potência bruta
$P_{b,max}$	kW ou MW	Potência bruta máxima
P_e	kW ou MW	Potência elétrica útil
P_h	kW ou MW	Potência hidráulica disponível
P_{inst}	kW ou MW	Potência nominal instalada
P_{med}	kW ou MW	Potência média disponível
Q	m^3/s ou l/s	Caudal volumétrico
Q_{ad}	m^3/s ou l/s	Caudal aduzido
Q_{eco}	m^3/s ou l/s	Caudal ecológico ou sanitário mínimo
Q_{inst}	m^3/s ou l/s	Caudal instalado ou máximo turbinável
Q_{mod}	m^3/s ou l/s	Caudal modular ou caudal médio anual
Q_{nom}	m^3/s ou l/s	Caudal nominal de projeto
Q_{95}	m^3/s ou l/s	Caudal excedido em 95% do período de registo
γ	N/m^3	Peso específico do fluido (Água)
Δh_{loc}	<i>m. c. a</i>	Somatório das perdas de carga localizadas
Δt	s	Intervalo de tempo de operação
η	%	Rendimento global do grupo turbogerador
ρ	kg/m^3	Massa volúmica do fluido

<i>AdDP</i>	Águas do Douro e Paiva, S.A.
<i>AIA</i>	Avaliação de Impacte Ambiental
<i>APA</i>	Agência Portuguesa do Ambiente
<i>ARH</i>	Administração da Região Hidrográfica
<i>AT</i>	Alta Tensão
<i>BEP</i>	Best Efficiency Point (Ponto de Eficiência Máxima)
<i>BFT</i>	Bomba a Funcionar como Turbina
<i>BT</i>	Baixa Tensão
<i>CAPEX</i>	Capital Expenditure (Custo de Investimento Inicial)
<i>CER</i>	Comunidade de Energia Renovável
<i>CMH</i>	Central Mini-Hídrica
<i>CTL</i>	Condições Técnicas de Ligação
<i>DECG</i>	Departamento de Engenharia Civil e Georrecursos
<i>DGEG</i>	Direção-Geral de Energia e Geologia
<i>DGPC</i>	Direção-Geral do Património Cultural
<i>DN</i>	Diâmetro Nominal
<i>DPH</i>	Domínio Público Hídrico
<i>EE</i>	Estação Elevatória
<i>ERSE</i>	Entidade Reguladora dos Setores Energéticos
<i>ETA</i>	Estação de Tratamento de Água
<i>FEUP</i>	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
<i>FER</i>	Fontes de Energia Renovável
<i>IU</i>	Instalação de Utilização
<i>MAT</i>	Muito Alta Tensão
<i>MT</i>	Média Tensão
<i>OPEX</i>	Operational Expenditure (Custos de Operação e Manutenção)
<i>ORD</i>	Operador da Rede de Distribuição
<i>ORT</i>	Operador da Rede de Transporte
<i>PAT</i>	Pump as Turbine (Bomba a Funcionar como Turbina)

<i>PGRH</i>	Plano de Gestão de Região Hidrográfica
<i>PHR</i>	Plano Horizontal de Referência
<i>PLC</i>	Programmable Logic Controller (Autómato Programável)
<i>PN</i>	Pressão Nominal
<i>PNEC</i>	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
<i>RESP</i>	Rede Elétrica de Serviço Público
<i>RNC</i>	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
<i>RNT</i>	Rede Nacional de Transporte
<i>RRC</i>	Regulamento de Relações Comerciais
<i>SCADA</i>	Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de Telegestão e Aquisição de Dados)
<i>SEN</i>	Sistema Elétrico Nacional
<i>SERUP</i>	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
<i>TAR</i>	Tarifas de Acesso às Redes
<i>TIR</i>	Taxa Interna de Retorno
<i>TRC</i>	Título de Reserva de Capacidade
<i>TRH</i>	Taxa de Recursos Hídricos
<i>TURH</i>	Título de Utilização de Recursos Hídricos
<i>UPAC</i>	Unidade de Produção para Autoconsumo
<i>VAL</i>	Valor Atual Líquido
<i>VRP</i>	Válvula Redutora de Pressão
<i>aprox.</i>	Aproximadamente
<i>Cap.</i>	Capítulo
<i>Eq.</i>	Equação
<i>et tal.</i>	E outros
<i>Fig.</i>	Figura
<i>Lda.</i>	Limitada
<i>n.º</i>	Número

<i>pág.</i>	Páginas
<i>S. A.</i>	Sociedade Anónima
<i>s. d.</i>	Sem data
<i>vol.</i>	Volume

1

INTRODUÇÃO

1.1 ASPETOS GERAIS

Os sistemas de abastecimento de água e de saneamento de águas residuais constituem infraestruturas críticas para a gestão eficiente e segura do ciclo urbano da água. Este complexo sistema integra as operações de captação, tratamento e distribuição de água potável, bem como a recolha, transporte e tratamento de efluentes domésticos e industriais. A sua componente física é constituída por uma rede extensa de condutas, reservatórios de armazenamento, estações de bombagem e diversos órgãos de controlo e segurança, cujo funcionamento contínuo leva a um consumo energético substancial.

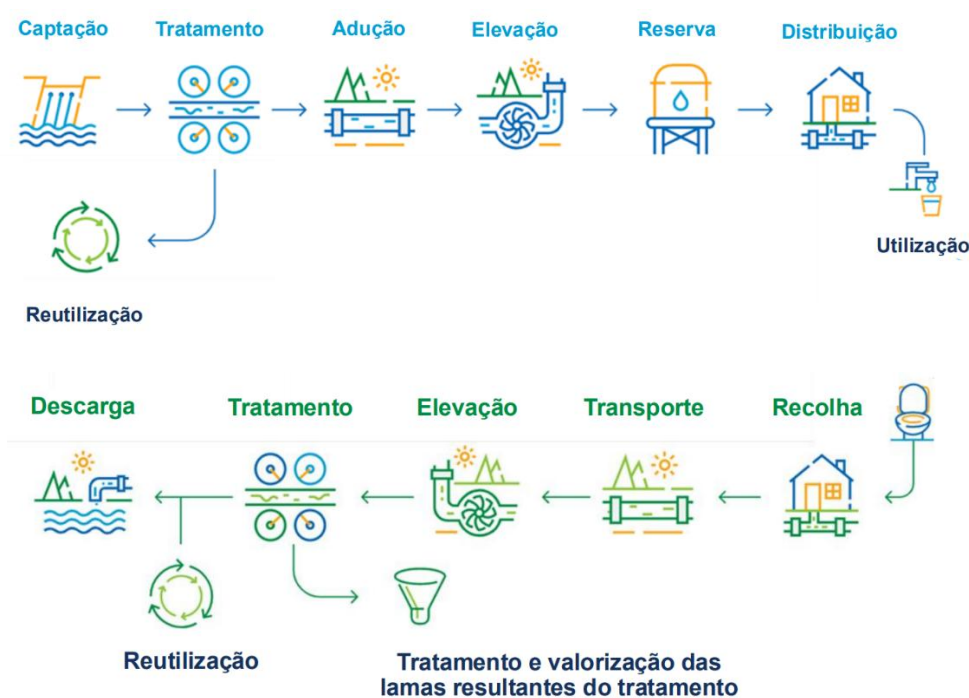


Fig. 1.1 - Esquema representativo do Ciclo Urbano da Água

No início deste processo, a água é captada a partir de origens superficiais ou subterrâneas, exigindo, na maioria dos cenários, a sua elevação para as Estações de Tratamento de Água (ETA). Posteriormente, o recurso é encaminhado para reservatórios de regularização estrategicamente implantados em cotas elevadas. A viabilidade destas operações está estritamente dependente do desempenho de grupos eletrobomba que, operando como grandes consumidores de energia elétrica, têm como função vencer os desníveis geométricos e as perdas de carga contínuas e singulares intrínsecas ao sistema adutor.

Após a fase de tratamento, a água é introduzida nas redes de transporte e distribuição, onde é necessário garantir os limites de pressão mínima e máxima regulamentares. Estas condições hidráulicas são asseguradas, idealmente, através de escoamento gravítico, ou recorrendo a novos grupos de bombagem. Enquanto o primeiro método aproveita a energia potencial gravítica acumulada no reservatório de montante para movimentar o fluido, o segundo agrava diretamente a fatura energética da infraestrutura.

Nas últimas décadas, a degradação progressiva da qualidade das massas de água brutas, o aperto das exigências legais de potabilidade e o crescimento da procura demográfica e industrial têm exigido processos de tratamento mais complexos e avançados. Consequentemente, verificou-se um aumento acentuado nos consumos energéticos específicos das instalações, refletindo-se diretamente no agravamento dos custos operacionais das entidades gestoras. Torna-se, por isso, prioritário otimizar a eficiência destes sistemas, visando não só a sustentabilidade financeira do serviço, mas também a moderação das tarifas aplicadas aos consumidores finais.

A necessidade de contrair os consumos energéticos transcende, contudo, a mera viabilidade económico-financeira, assumindo um papel importante na política de sustentabilidade ambiental do setor. Num contexto global de transição energética, a mitigação do consumo de eletricidade nas infraestruturas hidráulicas contribui diretamente para a redução da pegada carbónica associada, especialmente quando a energia provém de fontes de origem fóssil. Deste modo, a melhoria da eficiência nos processos de adução e distribuição constitui uma das principais prioridades das entidades gestoras, traduzindo-se no reforço da monitorização em tempo real e na implementação de planos rigorosos de manutenção preventiva dos ativos.

Simultaneamente, a operação de sistemas de abastecimento em terrenos com topografia acidentada gera, frequentemente, pressões hidrostáticas excessivas que põem em risco a integridade estrutural da infraestrutura. Para mitigar este problema e cumprir os limites regulamentares, as entidades gestoras recorrem tradicionalmente à instalação de Válvulas Redutoras de Pressão (VRP), órgãos que dissipam o excesso de energia piezométrica. Perante este cenário de desperdício energético, desperta o interesse técnico e científico na integração de tecnologias de microgeração hídrica. A substituição ou associação de VRP a turbomáquinas (como as bombas a funcionar como turbinas - PAT) surge como uma oportunidade de engenharia altamente eficaz, convergindo a necessidade técnica de controlo da carga hidráulica com a oportunidade económica de recuperar e autoproduzir energia limpa.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo primordial desta dissertação consiste em avaliar a viabilidade técnica, económica e regulamentar da implementação de unidades de microgeração e recuperação energética em locais estratégicos da rede de adução em "alta" operada pela Águas do Douro e Paiva (AdDP). Esta entidade concessionária é responsável pela captação, tratamento e fornecimento de água potável aos municípios da região do Grande Porto, abrangendo uma área de intervenção de 2 715 km² onde reside uma população estimada em 1,8 milhões de habitantes («A AdDP», s.d.).

Pretende-se demonstrar, de forma prática e experimental, que a energia sobrança e as perdas de carga atualmente dissipadas por órgãos de manobra convencionais, designadamente as Válvulas Redutoras de Pressão (VRP), podem ser convertidas eficientemente em energia elétrica limpa através da implementação estratégica de turbomáquinas. Adicionalmente, a investigação visa quantificar o impacto real da introdução deste sistema produtor descentralizado como um motor de eficiência energética, orientado para a mitigação do consumo elétrico global a partir da rede pública. Este procedimento permitirá avaliar de forma sistemática a correspondente redução nos encargos financeiros operacionais da entidade gestora e o incremento do índice de autossuficiência operativa e independência energética das respetivas estações.

Para alcançar este propósito central, estabeleceram-se os seguintes objetivos específicos:

- Efetuar o levantamento e a caracterização dos perfis de caudais aduzidos e das pressões nos casos de estudo selecionados: as Estações Elevatórias de São João de Ver e São Vicente de Louredo, e a envolvente fluvial da ETA da Bateira;

- Desenvolver e validar um modelo iterativo baseado em dois métodos distintos de estimativa para simular o comportamento energético anual das turbomáquinas, identificando o Ponto de Eficiência Máxima (*BEP*) face à volatilidade da procura hídrica;
- Proceder à seleção e ao dimensionamento técnico dos equipamentos eletromecânicos adequados para cada cenário, analisando o desempenho de Bombas a Funcionar como Turbinas (PAT) e o de turbinas de reação convencionais (Kaplan);
- Estruturar um modelo económico-financeiro detalhado com base na estimativa de custos de investimento (*CAPEX*) e encargos de exploração (*OPEX*), determinando a rentabilidade dos projetos através dos indicadores Valor Atual Líquido (*VAL*), Taxa Interna de Retorno (*TIR*) e período de retorno (Payback);
- Analisar os requisitos regulamentares de licenciamento, conectividade à rede elétrica em regime de autoconsumo (*UPAC*) e conformidade com o domínio público hídrico, mapeando as condicionantes de monitorização e exploração do sistema.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Por forma a apresentar os conteúdos desenvolvidos de forma lógica, progressiva e estruturada, a presente dissertação encontra-se dividida em nove capítulos principais, ordenados conforme se descreve em seguida:

Capítulo 1 - Introdução: Contextualiza a relevância do tema no âmbito do nexo água-energia, delimita o âmbito geográfico do estudo associado à rede da Águas do Douro e Paiva e elenca os objetivos gerais e específicos que norteiam a investigação.

Capítulo 2 - Estado da Arte: Aborda o enquadramento geopolítico e energético nacional, analisando as metas de descarbonização setoriais. Revê a evolução histórica da eficiência energética e da recuperação de energia em infraestruturas hídricas, apresentando os projetos de referência e antecedentes académicos.

Capítulo 3 - Enquadramento Legal e Normativo: Analisa a orgânica do Sistema Elétrico Nacional, detalhando o regime jurídico de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Efetua também uma análise da Lei da Água, os trâmites e prazos para a obtenção de Títulos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH) e os impactos financeiros da Taxa de Recursos Hídricos (TRH).

Capítulo 4 - Redes de Abastecimento e Potencial Energético: Dedicar-se à caracterização dos sistemas adutores e de distribuição. Equaciona o funcionamento de órgãos dissipadores (VRP) e formula os princípios para o cálculo da potência e da energia produtível.

Capítulo 5 - Turbomáquinas Hidráulicas: Classifica os diferentes tipos de turbinas de impulso e de reação, com especial enfoque nas Bombas a Funcionar como Turbinas (PAT). Detalha os componentes elétricos de interface, os esquemas de ligação à rede pública e os requisitos de proteção e segurança ativa.

Capítulo 6 - Caracterização dos Casos de Estudo: Apresenta detalhadamente a configuração física das Estações Elevatórias de São João de Ver e São Vicente de Louredo, bem como da ETA da Bateira. Consolida o processo de levantamento e tratamento das séries temporais de dados hidráulicos e de consumo elétrico local.

Capítulo 7 - Metodologia: Explicita os critérios adotados para o dimensionamento dos equipamentos. Desenvolve a formulação matemática dos dois métodos de estimativa energética e detalha os pressupostos matemáticos usados na avaliação financeira (*CAPEX*, *OPEX*, *VAL* e *TIR*).

Capítulo 8 - Resultados: Expõe e discute criticamente os dados gerados pelas simulações energéticas e pelos modelos económicos para cada um dos cenários, validando as escolhas de equipamento através da análise de custos.

Capítulo 9 - Conclusões: Sintetiza as principais deduções retiradas ao longo do trabalho, confronta o mérito financeiro das soluções face à realidade da entidade gestora e aponta as limitações do estudo, sugerindo caminhos para investigações e desenvolvimentos futuros.

2

ESTADO DA ARTE

2.1 ENQUADRAMENTO GEOPOLÍTICO, AMBIENTAL E ENERGÉTICO

A matriz de produção de energia global tem vindo a registar profundas alterações na sua génese e estrutura de mercado. Num cenário contemporâneo pautado pela progressão contínua do consumo eletromecânico e pelo incremento das exigências de fiabilidade por parte dos consumidores, o setor energético enfrenta a necessidade imperativa de desenvolver e consolidar soluções tecnológicas inovadoras e descentralizadas.

Desde o início do século XXI, este setor tem sofrido sucessivas mudanças de paradigma induzidas, primordialmente, por fatores geopolíticos e ambientais. Os custos de aquisição de energia registam uma trajetória fortemente ascendente nos últimos anos, impulsionados pela pressão inflacionária do período pós-pandemia. Este fenómeno foi severamente agravado pelos conflitos armados na Ucrânia e no Médio Oriente, os quais provocaram uma volatilidade extrema nos mercados de cotação do gás natural e do petróleo bruto, pondo em evidência os estrangulamentos logísticos e a vulnerabilidade das interligações da Europa com os seus fornecedores tradicionais.

Este complexo panorama internacional levou os Estados-Membros a repensarem o modelo de resiliência dos sistemas energéticos europeus, focando os esforços na redução da dependência externa da União Europeia (UE) face a combustíveis fósseis. Adicionalmente, a estabilidade física das infraestruturas de transporte e distribuição foi posta à prova em eventos de larga escala, como o apagão de 28 de abril de 2025, que afetou a Península Ibérica, demonstrando empiricamente os riscos sistémicos da excessiva centralização da rede e validando a urgência na transição para modelos de Produção Descentralizada (PD).

Em paralelo com as dinâmicas de segurança de abastecimento, a vertente regulamentar e de sustentabilidade ambiental tem fixado metas vinculativas ambiciosas. O Acordo de Paris estabeleceu como objetivo de longo prazo limitar o aumento da temperatura média global a 1,5 °C em relação aos níveis pré-industriais, de forma a mitigar as consequências catastróficas das alterações climáticas (*Acordo de Paris* | APA, 2021). A transposição deste tratado internacional para o quadro legislativo português concretizou-se através de instrumentos estratégicos como o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050). Estes documentos estipulam como meta nacional a redução das emissões totais de Gases de Efeito de Estufa (GEE) num intervalo entre 45% e 55% até ao final da corrente década, tomando como referência 2005. O setor energético, por configurar a componente com maior intensidade carbónica, assume a responsabilidade no cumprimento destes vetores, convergindo para o objetivo de "Zero Emissões Líquidas" (Net Zero), onde as emissões residuais inevitáveis deverão ser integralmente compensadas por sumidouros florestais ou por tecnologias de captação de carbono (*Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC)* | APA, 2024; RNC2050, 2019).

Neste âmbito, a mobilização das Fontes de Energia Renovável (FER) assume-se como a abordagem técnica mais viável, superando as restrições inerentes aos seus custos de capital inicial e às condicionantes geográficas locais. O desenvolvimento de projetos assentes em FER introduz vantagens, destacando-se (Barbosa, 2017):

As fontes de origem renovável (FER) são uma opção viável para a produção de energia apesar de apresentarem elevados custos e restrições geográficas e ambientais. No entanto, têm diversos benefícios tais como:

- Aproveitamento de recursos endógenos e distribuídos, reduzindo as perdas por transporte a grandes distâncias;
- Redução direta das emissões de CO_2 e de outros poluentes atmosféricos associados à queima de combustíveis fósseis;
- Estímulo à criação de postos de trabalho qualificados e fixação de valor acrescentado em regiões periféricas ou de menor densidade demográfica, promovendo a coesão territorial;
- Contração da dependência de mercados externos, conferindo estabilidade económica e segurança estratégica ao fornecimento de energia nacional.

Entre as tecnologias maduras de conversão de energia, o aproveitamento hidroelétrico constitui uma das soluções de maior fiabilidade e com maior histórico na engenharia. Mais especificamente, as microcentrais hidroelétricas têm ganhado um relevo acrescido no reforço da resiliência de redes isoladas e sistemas de distribuição locais. Estas infraestruturas de pequena escala têm registado um crescimento assinalável para preencher lacunas de flexibilidade na rede de distribuição primária e para assegurar o abastecimento a complexos industriais com regimes de consumo intensivo. Quando comparadas com outras tecnologias intermitentes, apresentam custos de ciclo de vida competitivos, assumindo-se como um dos eixos principais para a autossuficiência energética regional (Barbosa, 2017).

Finalmente, a engenharia hidroelétrica contemporânea tem expandido o seu âmbito de atuação tradicional através da integração de aproveitamentos com capacidade de armazenamento ou em sistemas adutores preexistentes. Esta filosofia de exploração permite dissociar o momento da captação ou bombagem do momento de turbinagem. Através de uma gestão hidráulica ativa das capacidades de retenção e armazenamento do sistema, torna-se possível otimizar os períodos de funcionamento da turbomáquina, maximizando a receita ou a poupança energética ao concentrar a geração nas fases de maior solicitação e de tarifas de rede mais agravadas (Oliveira, 2008).

2.2 O PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL E O ENQUADRAMENTO POLÍTICO

As políticas energéticas em Portugal têm sido vincadamente orientadas para a transição sustentável e para a mobilização das Fontes de Energia Renovável (FER). Este compromisso estratégico ficou demonstrado com o encerramento definitivo das duas maiores centrais termoelétricas a carvão do país: a Central de Sines, em janeiro de 2021, e a Central do Pego, em novembro do mesmo ano. O desmantelamento destas infraestruturas convencionais acelerou a reestruturação do mix elétrico nacional, aumentando o investimento em novas capacidades de geração limpa.

Como resultado desta trajetória, no final de 2024, o parque eletroprodutor nacional superou a marca histórica de 20 GW de potência instalada com base em tecnologias renováveis. Conforme ilustrado na Fig. 2.1, a evolução da potência instalada das FER tem registado um crescimento significativamente superior ao das fontes de origem fóssil, evidenciando que os recursos endógenos limpos estão a assumir a cobertura da maior fatia das necessidades de consumo do país.

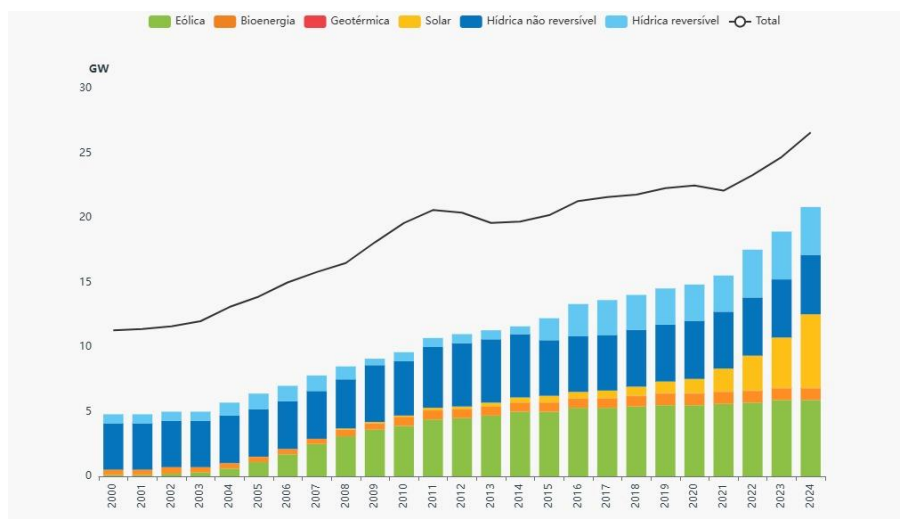


Fig. 2.1 - Evolução da potência instalada das fontes de geração de eletricidade em Portugal entre 2000 e 2024 (APREN Anuário 2024, 2025).

2.2.1 O Papel das Energias Renováveis

De acordo com os dados consolidados no Anuário da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN Anuário 2024, 2025), a incorporação de FER na rede atingiu um marco fulcral, representando 80% do total da energia elétrica gerada em Portugal Continental durante o ano de 2024 (Fig. 2.2).

No fecho deste balanço, assume particular relevância a contribuição de 7,6% associada à bombagem hídrica. Este indicador reflete a forte aposta estratégica do país no armazenamento de energia em larga escala. A integração de sistemas hidroelétricos reversíveis funciona como um elemento de flexibilidade essencial para o operador da rede, permitindo armazenar o excedente de energia gerado por fontes intermitentes (como a eólica e a solar fotovoltaica) em períodos de vazio tarifário ou de baixa procura, evitando o seu desperdício e otimizando a estabilidade do sistema elétrico nacional.

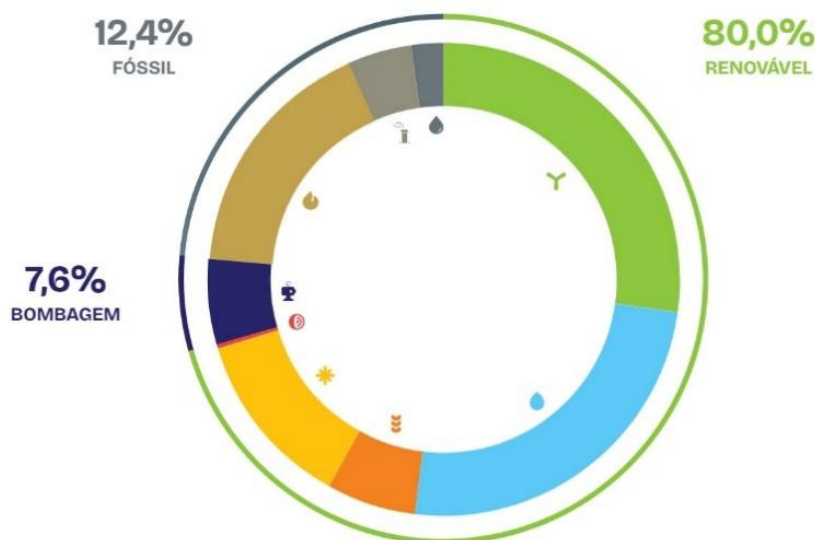


Fig. 2.2 - Quota de participação das diferentes fontes na geração de eletricidade em Portugal Continental no ano de 2024 (APREN Anuário 2024, 2025).

A energia hidroelétrica assume um papel de liderança na matriz de Portugal Continental, fixando a sua representatividade em 36,7% da produção total em 2024, conforme detalhado na decomposição tecnológica da Fig. 2.3. A progressiva entrada em exploração de novas centrais hídricas reversíveis, operadas em articulação estreita com os parques eólicos, tem permitido fortalecer a gestão e o controlo do despacho de carga na rede de transporte, mitigando as variações diárias e sazonais do recurso hídrico.



Fig. 2.3 - Desagregação tecnológica do perfil de produção de energia elétrica em Portugal (APREN Anuário 2024, 2025).

2.2.2 Metas Estratégicas: PNEC 2030 e RNC 2050

Esta trajetória de descarbonização e eficiência concorre diretamente para o cumprimento das metas vinculativas estabelecidas nos dois principais instrumentos de planeamento energético do Estado Português: o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC 2050).

O PNEC 2030 constitui o principal referencial de política setorial para a corrente década, definindo as metas intercalares necessárias para alinhar o país com os objetivos de neutralidade de longo prazo. No horizonte de 2030, destacam-se como compromissos nacionais mais ambiciosos (*Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) | APA, 2024*):

- A redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) num intervalo situado entre 45% e 55% face aos níveis registados em 2005;
- A obtenção de uma quota mínima de 47% de energia renovável no consumo final bruto de energia (o que exige a elevação dessa incorporação para 80% no subsetor da eletricidade);
- Uma contração de 35% no consumo global de energia primária, alavancada por medidas transversais de eficiência energética.

Complementarmente, o RNC 2050 delinea a visão estratégica de longo prazo para que o país atinja, a meio do século XXI, um balanço estritamente neutro entre as emissões antropogénicas de GEE e o respetivo sequestro de carbono. Tendo já concretizado o marco do fim da produção termoelétrica a carvão, o roteiro foca-se agora na eletrificação da economia.

No âmbito específico das infraestruturas de utilidade pública (onde se inserem os grandes sistemas adutores), o RNC 2050 confere uma relevância central à Economia Circular e à Eficiência de Recursos (RNC2050, 2019). Este enquadramento desafia as entidades gestoras do ciclo urbano da água a implementar soluções avançadas de auditoria, otimização hidráulica e microgeração hídrica. Desta forma, a recuperação de energia em condutas e reservatórios preexistentes deixa de ser um projeto isolado e passa a constituir um contributo direto para a resiliência energética do património público nacional.

2.3 RECUPERAÇÃO DE ENERGIA EM INFRAESTRUTURAS HÍDRICAS: ENQUADRAMENTO E EVOLUÇÃO

O aproveitamento da água como fonte de força motriz e conversão energética conta com séculos de história, feito inicialmente através de soluções mecânicas tradicionais como moinhos e azenhas. Todavia, a transição para a geração de energia hidroelétrica moderna ocorreu apenas na última década do século XIX, direcionada para o abastecimento de complexos industriais pioneiros e sistemas primitivos de iluminação pública. Em Portugal, este marco fixou-se a 31 de março de 1894, data em que entrou em exploração a primeira central hidroelétrica nacional no Poço do Aguieirinho, junto a Vila Real. Utilizando os recursos hídricos do rio Corgo (um afluente da margem direita do rio Douro), esta infraestrutura operava com uma potência instalada de 120 kW (*Energia Hídrica*, 2025).

Nas décadas seguintes, a produção hidroelétrica assumiu um papel importante na eletrificação estrutural do território nacional. O processo iniciou-se com o desenvolvimento de aproveitamentos de média dimensão, entre os quais se destacava a central do Lindoso, com os seus então expressivos 28 MW. Este modelo ganhou uma relevância acrescida e de grande escala na década de 1950, período marcado pelo início da construção das grandes barragens, tais como Venda Nova, Castelo do Bode, Cabril, Picote e Miranda.

Este impulso estratégico deveu-se em grande medida à visão do Prof. Ferreira Dias, materializada na publicação da Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944. Considerada o verdadeiro motor da eletrificação nacional, a Base II deste diploma estipulava que a produção de energia elétrica em Portugal seria predominantemente de matriz hidráulica, relegando para centrais térmicas a funções de apoio e reserva estratégica. Este enquadramento histórico demonstra que a política energética portuguesa tendeu, desde a sua génese, a valorizar o setor hidroelétrico (*Energia Hídrica*, 2025).

A última década foi caracterizada pelo maior reforço de potência hídrica registado na história do país, culminando com a conclusão e comissionamento do Sistema Eletroprodutor do Tâmega. Desenvolvido pela Iberdrola, este complexo (composto pelos aproveitamentos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega) adicionou cerca de 1 158 MW à rede elétrica nacional, sendo a sua componente maioritária (a central de Gouvães) dotada de tecnologia reversível (turbina-bomba) (*Gigabateria do Tâmega - Iberdrola*, 2026). Em paralelo, procedeu-se ao reforço de potência de aproveitamentos preexistentes de grande escala, como Venda Nova III, Salamonde II e Paradela II, dotando o sistema nacional de uma capacidade de bombagem crucial para o armazenamento de excedentes de energia eólica e solar fotovoltaica.

Em resultado destas intervenções, Portugal atingiu uma potência hídrica instalada superior a 8 100 MW, garantindo uma cobertura que oscila entre 35% e 40% da produção renovável total, dependendo do índice de produtividade hidroelétrica decorrente da pluviosidade anual. A distribuição geográfica destes aproveitamentos em Portugal Continental é apresentada na Fig. 2.4, onde é possível constatar a forte concentração do potencial hídrico nas regiões norte e centro do país, caracterizadas por perfis orográficos mais acidentados e montanhosos (*DGEG*, 2026).

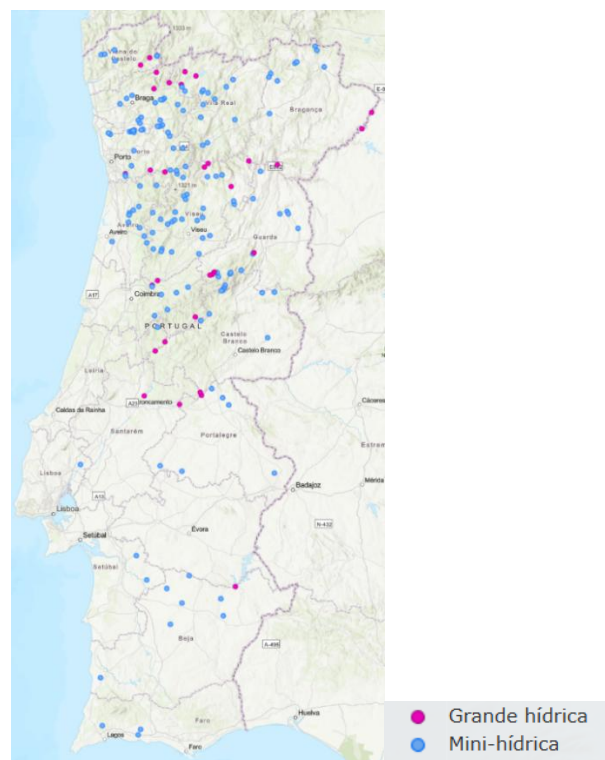


Fig. 2.4 - Localização geográfica dos aproveitamentos hidroelétricos em Portugal Continental: Grandes Hídricas versus Mini-hídricas (Grandes Hídricas vs. Mini-hídricas).

Em termos de contributo para o balanço eletroprodutor nacional, a tecnologia hídrica afirmou-se como a principal fonte de geração renovável, superando as matrizes eólica e solar fotovoltaica, em conformidade com o diagrama de fluxos e trocas internacionais exposto na Fig. 2.5 (APREN Anuário 2024, 2025).

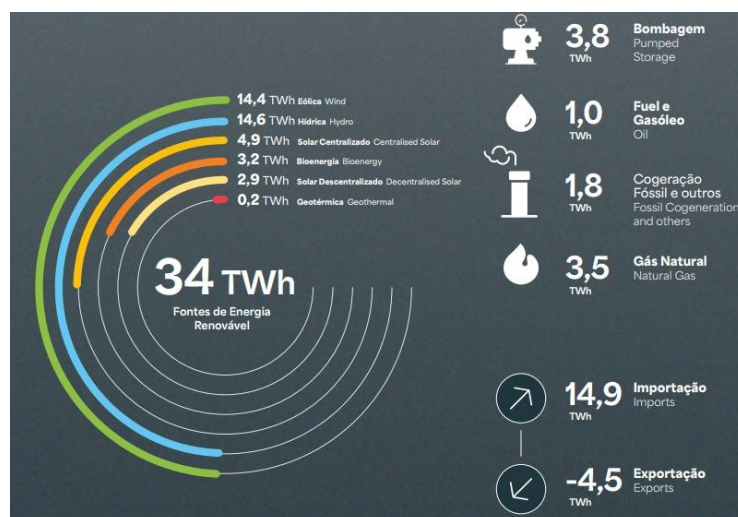


Fig. 2.5 - Balanço da Geração de Eletricidade e das Trocas Internacionais de Portugal em 2024 (APREN Anuário 2024, 2025).

2.3.1 Impactos, Vantagens e Classificação dos Aproveitamentos

Os aproveitamentos hidroelétricos geram impactos socioeconómicos e ambientais que se distinguem das restantes tecnologias renováveis, tanto em magnitude como em área de influência territorial. Entre as principais vantagens associadas a estes empreendimentos, destacam-se os seguintes (Barbosa, 2017):

- Configura uma fonte de energia renovável e inesgotável, cujo processo de conversão eletromecânica não consome a massa fluida;
- Capacidade de armazenamento de energia excedentária proveniente de outras FER de geração intermitente através de ciclos de bombagem;
- Elevada rapidez de resposta e capacidade de regulação face às flutuações intradiárias diagramáticas de carga e consumo da rede;
- Reforço da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e mitigação da exposição aos mercados externos de combustíveis fósseis;

- Criação de massas de água para fins múltiplos, designadamente o abastecimento público urbano, industrial, agropecuário, conservação de ecossistemas, turismo e regularização de vias navegáveis;
- Dinamização económica regional e fixação de populações em territórios do interior;
- Regularização de caudais superficiais, permitindo o controlo efetivo de cheias a jusante e a gestão de reservas em períodos de seca extrema;
- Redução acentuada das emissões específicas de GEE pelo desfasamento de centrais térmicas equivalentes;
- Criação de planos de água estratégicos que viabilizam o reabastecimento célere de meios aéreos de combate a incêndios florestais.

Por outro lado, as grandes infraestruturas hídricas acarretam desvantagens e riscos significativos. O seu desempenho está estritamente indexado à variabilidade climática e aos regimes hidrológicos locais. Sob o ponto de vista socioambiental, a inundação de grandes vales provoca a perda irreversível de solos agrícolas e ecossistemas ripícolas, exigindo frequentemente o realojamento complexo de aglomerados populacionais inteiros (Barbosa, 2017).

A introdução de barreiras transversais nos cursos de água altera profundamente a dinâmica fluvial, fraturando habitats e interrompendo os corredores ecológicos de migração de espécies piscícolas, impactos estes que são apenas atenuados, pela instalação de eclusas ou escadas de peixes. Adicionalmente, verifica-se a retenção de sedimentos a montante da barragem, o que altera os parâmetros físico-químicos e a temperatura da água, podendo agravar os fenómenos de erosão costeira e de intrusão salina nas zonas de foz (Barbosa, 2017).

Quanto ao seu regime de funcionamento e capacidade de regularização de caudais, estas estruturas classificam-se em duas grandes tipologias:

- Aproveitamentos com regularização, equipados com albufeiras de armazenamento que permitem gerir e modular o caudal afluente em função das necessidades de exploração (Fig. 2.6).
- Aproveitamentos a fio-de-água, desprovidos de capacidade de armazenamento significativo, onde o caudal utilizável para turbinação fica adstrito ao caudal instantâneo que escoar no curso de água (Fig. 2.7 **Error! Reference source not found.**).



Fig. 2.6 - Barragem do Cabril (*Barragem do Cabril*, s.d.).



Fig. 2.7 - Barragem da Valeira (*Imagens de Valeira – Explore Fotografias do Stock, Vetores e Vídeos de 39*, s.d.)

Para efeitos regulamentares e tarifários, a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) adota uma classificação bipartida para os aproveitamentos hidroelétricos com base no limiar de potência instalada:

- Grandes Hídricas: Instalações com potência nominal instalada superior a 10 MW;
- Centrais Mini-hídricas (CMH): Instalações com potência nominal instalada igual ou inferior a 10 MW.

2.3.2 Centrais Mini-Hídricas (CMH) e a Nova Abordagem de Recuperação Energética

As centrais mini-hídricas baseiam o seu princípio de funcionamento no aproveitamento do caudal e do desnível geométrico disponíveis numa determinada secção de um rio. Por conseguinte, a altura da queda útil (H), condicionada pela orografia local, constitui a variável invariante no tempo e o fator determinante para o dimensionamento técnico do aproveitamento.



Fig. 2.8 - Açude da Mini-hídrica de Peneda, Chaves.

Estas centrais de pequena escala localizam-se maioritariamente em linhas de água de pequeno e médio curso e operam, na sua quase totalidade, em regime de fio-de-água. A Fig. 2.9 ilustra o esquema conceptual típico de um aproveitamento mini-hídrico em zonas de cabeceira, característico da região norte do país, onde se registam os desníveis orográficos mais acentuados.



Fig. 2.9 - Esquema conceptual de um aproveitamento mini-hídrico convencional em zona de cabeceira (Fuentes BARGUES & Ferrer-Gisbert, 2015).

A configuração clássica destas infraestruturas integra um pequeno açude de derivação que desvia uma fração do caudal para um circuito hidráulico em canal aberto ou conduta em baixa pressão. Este circuito encaminha o fluido com perdas de carga minimizadas até à câmara de carga e respetiva conduta forçada, onde a energia potencial é convertida em energia cinética à entrada da central, habitualmente equipada com turbinas de ação (Pelton) ou de reação (Francis) (Barbosa, 2017).

Devido à ausência de albufeiras de regularização, as CMH convencionais apresentam uma dependência absoluta do regime hidrológico sazonal. Ao contrário das grandes hídricas, que dispõem de flexibilidade para coordenar a produção em articulação com as necessidades em tempo real, as mini-hídricas perdem esta capacidade de modulação, ficando a sua geração condicionada às janelas temporais de escoamento natural.

Atualmente, a capacidade instalada associada ao segmento das CMH estabilizou em torno dos 850 MW em Portugal. O licenciamento e a construção de novas mini-hídricas em rios em estado natural encontram-se virtualmente estagnados devido a restrições e diretivas de proteção ambiental. Perante esta conjuntura, o foco tecnológico e científico do setor deslocou-se de forma expressiva para a recuperação de energia em infraestruturas existentes, com especial enfoque nas redes de abastecimento de água potável em alta e nos sistemas de regadio (*APREN Anuário 2024*, 2025). Esta abordagem permite valorizar energeticamente caudais e pressões já controlados pelo Homem, anulando os impactos ecológicos nos rios e aproveitando estruturas construídas para gerar energia limpa de forma perfeitamente integrada no ciclo urbano.

2.4 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DAS ENTIDADES GESTORAS DE REDES DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

2.4.1 Enquadramento e Metas de Descarbonização do Setor

Como foi referido no ponto anterior, é necessário criar uma estratégia integrada de políticas energéticas e ambientais de forma a encontrar um ponto de equilíbrio entre a viabilidade económica e as condicionantes ambientais, considerando a relação custo-eficácia e o desenvolvimento social e económico na promoção de um desenvolvimento sustentável, não perdendo de vista a segurança e a continuidade do abastecimento público.

O setor da água em alta destaca-se pelo seu carácter eletrointensivo. A Águas do Douro e Paiva, enquanto empresa integrada no Grupo Águas de Portugal (AdP), reflete uma realidade à escala nacional que se encontra espelhada no Relatório de Sustentabilidade da holding. Em 2024, o Grupo AdP registou um consumo elétrico global de 779.73 GWh, distribuído numa proporção aproximada de 60% para as infraestruturas de saneamento de águas residuais e 40% para os sistemas de abastecimento de água potável (AdP-Águas de Portugal, 2024). De acordo com os dados estatísticos da Redes Energéticas Nacionais (REN), este volume de consumo setorial representa cerca de 1,56% do consumo elétrico total de Portugal Continental, tipicamente balizado na ordem dos 50 000 GWh. Em sentido inverso, e com o intuito de mitigar esta pegada, o mesmo relatório indica que o grupo gerou 38,18 GWh de energia renovável em 2024, recorrendo prioritariamente à valorização energética do biogás em ETAR e à instalação de parques solares fotovoltaicos (AdP-Águas de Portugal, 2024).

Em março de 2025, o Governo português reforçou o enquadramento político do setor ao lançar a Estratégia Nacional de Gestão da Água, designada por “Água que Une” (Fig. 2.10). Esta iniciativa estruturante resultou dos trabalhos de um grupo técnico partilhado entre a AdP, a Agência Portuguesa do Ambiente (APA), a Direção-Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural (DGADR) e a Empresa de Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva (EDIA). O programa visa dar suporte técnico e normativo à revisão do Plano Nacional da Água (previsto para 2026) e à atualização da Estratégia para o Regadio Público através do novo Plano Rega. Conforme vertido no referencial programático da APA (2025), a estratégia “Água que Une” assenta nos eixos basilares da eficiência, resiliência e inteligência na gestão dos recursos hídricos, contemplando cerca de 300 medidas a implementar num horizonte de 15 anos, com o potencial de acrescentar mais de 1 000 milhões de metros cúbicos de água disponível para os usos consumptivos do território (*Lançada Estratégia Nacional de Gestão da Água – “Água que Une” para garantir resiliência hídrica* | Agência Portuguesa do Ambiente, 2025).



Fig. 2.10 - Estratégia Nacional de Gestão da Água - “Água que Une”.

Esta coordenação política assume carácter de urgência face à correlação direta entre o nexo água-energia e o ordenamento do território. O progressivo aumento da distância geográfica entre os grandes centros populacionais de consumo e as captações de água disponíveis, a par do crescimento do consumo per capita registado historicamente na distribuição pública (Fig. 2.11), tem ditado o agravamento contínuo dos consumos específicos de energia no transporte do fluido. Perante esta dinâmica, a introdução de medidas de eficiência energética nos sistemas adutores afirma-se como um vetor prioritário para assegurar o desenvolvimento sustentável das entidades gestoras (Sousa, 2015).

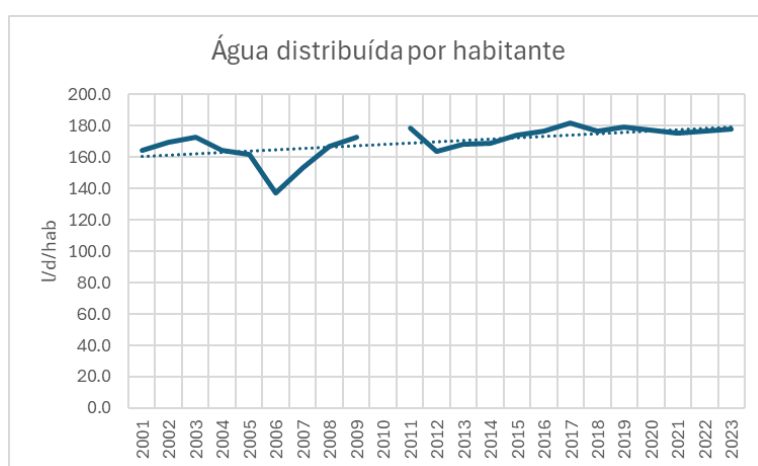


Fig. 2.11 - Água distribuída por habitante (*Portal INE - Base Dados - Indicador 0000995, 2009; Portal INE - Base Dados - Indicador 0001877, 2012; Portal INE - Base Dados - Indicador 0009600, 2026*).

2.4.2 Estratégias de Eficiência e Otimização no Setor da Água

Nos sistemas de abastecimento de água, a componente de bombagem assume-se como o elemento mais crítico no balanço energético, estimando-se que cerca de 80% a 90% do consumo total de eletricidade seja absorvido pelos grupos eletrobomba. A missão primária destas estações elevatórias consiste em assegurar volumes de regularização adequados nos reservatórios de destino para suprir as pontas de procura da rede (Sousa, 2015).

Uma gestão operacional eficiente foca-se na minimização do custo total de exploração (*OPEX*), o qual se decompõe nos encargos com a fatura elétrica e nos custos de manutenção eletromecânica dos ativos. Enquanto os custos de manutenção se correlacionam com a frequência de operação e o número de unidades ativas, os custos com energia elétrica dependem estritamente da potência nominal dos motores e da estrutura horária da tarifa em vigor (Sousa, 2015).

Neste contexto, a gestão de pressões nas condutas adutoras assume um papel central. Tradicionalmente, as redes instaladas em topografias acidentadas recorrem a Válvulas Redutoras de Pressão (VRP) para dissipar o excesso de carga hidráulica, mantendo as pressões a jusante dentro dos limites regulamentares e minimizando o risco de ruturas e fugas físicas, sobretudo nos períodos noturnos de vazio de consumo. No entanto, a substituição estratégica destas válvulas dissipadoras por microturbinas ou bombas a funcionar como turbinas (PAT) pode ser uma alternativa de elevada eficácia. Esta abordagem permite induzir a perda de carga necessária ao controlo piezométrico da rede e, simultaneamente, converter a energia potencial hidráulica em energia elétrica, promovendo a convergência mútua entre as metas operacionais da entidade gestora e as diretrizes da Política Energética Nacional (Barbosa, 2017).

A eficiência da microgeração hídrica inserida em redes de água está fortemente condicionada pelo controlo de perdas de água no sistema, uma vez que os volumes não faturados ou perdidos nas fases de captação, transporte e armazenamento reduzem a massa de água disponível para turbinação (Barbosa, 2017). Do mesmo modo, a otimização dos tempos de funcionamento dos grupos geradores e elevatórios tem grande importância, onde a mitigação do número de ciclos de arranque e paragem não só prolonga a vida útil dos equipamentos eletromecânicos, como pode representar, por si só, um ganho de eficiência entre 10% e 20% da energia total consumida (Sousa, 2015).

Para estruturar estas ações de melhoria e garantir o uso racional do recurso, os gestores destes sistemas adotam uma metodologia de intervenção faseada. A etapa inicial centra-se na eliminação sistemática de desperdícios físicos, tais como perdas em juntas de união e anomalias geométricas no traçado das condutas, a segunda e a terceira etapa focam-se no incremento do rendimento dos equipamentos eletromecânicos, englobando a reabilitação de grupos eletrobomba. Adicionalmente, as abordagens avançadas preveem a conceção de sistemas hidráulicos reversíveis para a valorização recorrente do recurso e a descentralização de captações secundárias isoladas (Barbosa, 2017).

A complexidade e o interesse económico associados a esta gestão integrada têm impulsionado o desenvolvimento de modelos de otimização matemática apoiados em ferramentas avançadas de modelação numérica. Estes sistemas computacionais atuam na resolução de funções-objetivo direcionadas para a minimização do custo financeiro da eletricidade consumida na bombagem ou, alternativamente, para a maximização da receita associada à energia gerada na turbinagem, sob estritas restrições de continuidade do fornecimento de água às populações. Desta forma, garante-se que o objetivo primário de fornecer água potável seja cumprido de forma plenamente articulada com os pressupostos de transição energética e desenvolvimento sustentável do ciclo urbano da água (Barbosa, 2017).

2.5 PROJETOS E CASOS DE REFERÊNCIA

O desenvolvimento científico em torno da recuperação energética no ciclo urbano da água tem registado um progresso assinalável no panorama académico nacional. No contexto da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), a dissertação de mestrado intitulada "*Recuperação de Energia Hidráulica em Sistemas de Distribuição de Água: O Uso de Bombas a Funcionar como Turbinas*" (Oliveira, 2008) assumiu um carácter pioneiro. Este trabalho introduziu os fundamentos teóricos e práticos sobre a inversão operativa de equipamentos hidráulicos convencionais, evidenciando que a utilização de bombas a funcionar como turbinas (PAT) constitui uma solução robusta e de elevada eficiência para a microgeração hídrica distribuída.

Subsequentemente, a dissertação "*Avaliação do Potencial Energético Associado a uma Válvula Redutora de Pressão - Caso de Estudo*" (Santos, 2010) trouxe um contributo de elevado interesse prático para o desenho de sistemas adutores gravíticos, focando-se na modelação de condutas em Polietileno de Alta Densidade (PEAD). O estudo demonstrou empiricamente que estas soluções integradas apresentam um desempenho ideal em aplicações de pequena escala (com potências instaladas até 50 kW). Este mérito técnico advém, primordialmente, do baixo custo de capital e da facilidade de aquisição de equipamentos produzidos em série, os quais minimizam os prazos de execução das obras face às turbinas customizadas.

Por fim, a dissertação "*Análise Técnico-Económica de Instalações de Recuperação da Energia Hídrica em Sistemas de Abastecimento de Água*" (Barbosa, 2017) configurou uma das bases metodológicas primordiais para o desenvolvimento do presente trabalho. A relevância desta investigação reside na estruturação e aplicação de modelos de engenharia económica especificamente calibrados para ativos de recuperação hídrica. Através da projeção de tabelas de fluxos de caixa (Cash Flows) para horizontes temporais de 25 a 30 anos, o autor demonstra que, não obstante a magnitude do investimento inicial (*CAPEX*), o período de retorno (Payback) assume valores altamente atrativos, desde que os sistemas operem sob regimes de caudais e pressões com elevada estabilidade temporal.

No plano empresarial, a Águas do Douro e Paiva tem vindo a consolidar uma política interna focada na sustentabilidade e na transição energética, com forte incidência na implementação de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Atualmente, uma fração significativa do seu património edificado e das suas grandes infraestruturas de captação e tratamento já se encontra dotada de sistemas solares fotovoltaicos instalados em coberturas e superfícies adjacentes.

Com o intuito de expandir esta matriz e explorar o nexos água-energia, a AdDP celebrou, em fevereiro de 2026, um protocolo estratégico de cooperação com o consórcio WENexus. Esta parceria visa impulsionar o desenho, financiamento e execução de novos projetos de eficiência energética e microgeração hídrica ao longo de toda a sua rede adutora (Águas do Douro e Paiva, 2026).

O referido protocolo insere-se no âmbito do projeto europeu WENexus - Delivering the Water-Energy Nexus for Energy Efficiency, uma iniciativa cofinanciada pela Comissão Europeia através do prestigiado programa LIFE22-CET-WENexus (Águas do Douro e Paiva, 2026). Este mecanismo comunitário reveste-se de grande importância estratégica, uma vez que disponibiliza às entidades gestoras do setor da água em Portugal uma plataforma de consultoria (integrando valências técnicas, financeiras e jurídicas de carácter totalmente gratuito) com o objetivo de mitigar o risco de investimento e acelerar a maturidade dos projetos de energia limpa (Águas do Douro e Paiva, 2026).

No panorama internacional, verifica-se já a consolidação de diversas empresas dedicadas em exclusivo à conceção e instalação deste tipo de soluções de microgeração. Destaca-se, por exemplo, a Easy Hydro, uma spin-off irlandesa originada no Trinity College Dublin, que conta com vários projetos de recuperação energética implementados com sucesso na Irlanda e em Espanha. Adicionalmente, a PowerTurbines assume-se como uma das entidades pioneiras no desenvolvimento e instalação de Bombas a Funcionar como Turbinas (PAT) aplicadas à produção de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água, constituindo uma das principais referências tecnológicas do setor (*Easy Hydro | Modular Hydropower Solutions | Sustainable Energy Recovery*, 2026; *Water Turbine Electric Power Generator For Renewable Energy*, 2026).

É neste enquadramento que se insere a presente dissertação. O caso de estudo aqui desenvolvido apresenta a particularidade e o desafio de operar num sistema adutor de grande escala e elevada complexidade estrutural, como é a rede em alta da Águas do Douro e Paiva, conferindo aos resultados obtidos um elevado potencial de replicabilidade para outras redes adutoras como redes de abastecimento de água.

3

ENQUADRAMENTO LEGAL E NORMATIVO

O atual quadro legislativo para a microgeração hidroelétrica em Portugal resulta da convergência entre a reestruturação do Sistema Elétrico Nacional e as normas de gestão sustentável dos recursos hídricos. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo as Diretivas (UE) 2019/944 e 2018/2001. Este diploma reestruturou o modelo energético nacional em torno de cinco eixos fundamentais: a simplificação administrativa dos procedimentos de controlo prévio; o planeamento estratégico das redes de transporte e distribuição; a introdução de novos mecanismos de livre concorrência; a centralidade e participação ativa dos consumidores nos mercados; e a densificação regulamentar de realidades emergentes, com especial incidência no reequipamento de centrais e nos sistemas de armazenamento de energia.

3.1 ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

A grande mudança de paradigma na organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN) é a transição de um sistema assente em produção centralizada para um modelo descentralizado. Este novo modelo integra a produção local, soluções de autoconsumo, gestão ativa de redes inteligentes e promove a participação ativa dos consumidores nos mercados. Ao abrigo do quadro regulamentar vigente, as atividades do SEN dividem-se em dois grandes regimes de exercício:

- Regime de livre acesso (concorrência), que abrange as atividades de produção, armazenamento, comercialização e agregação de eletricidade, operadas num mercado liberalizado;

- Regime de concessão de serviço público, que compreende as atividades reguladas de gestão técnica global do SEN, gestão técnica das redes de distribuição, bem como o transporte e a distribuição de eletricidade em exclusivo.

O SEN engloba intervenientes como os titulares de centros electroprodutores ou armazenamento, os operadores das redes de transporte (ORT) e distribuição (ORD), os comercializadores, os agregadores, os autoconsumidores e as Comunidades de Energia Renovável (CER). A gestão global do SEN é da responsabilidade do operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), que coordena as infraestruturas para assegurar a segurança e continuidade do abastecimento a curto, médio e longo prazo (Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022).

3.1.1 Regimes Jurídicos de Produção (UPAC)

Atualmente, o regime jurídico de produção consolida-se em Centros Electroprodutores e nas Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). A UPAC é definida como uma ou mais unidades de produção cuja fonte primária é a energia renovável, associadas a uma ou várias instalações de utilização (IU), e destinadas a satisfazer as necessidades próprias de abastecimento do autoconsumidor. Em paralelo, o legislador inovou ao densificar novas realidades operativas, nomeadamente os conceitos de híbridos e hibridização, que viabilizam a associação de novas unidades geradoras renováveis de diferente fonte primária a um centro ou UPAC preexistente (maximizando o uso do mesmo ponto de injeção na rede); os regimes de reequipamento e sobre-equipamento, focados na modernização ou ampliação da capacidade dos ativos; e as Comunidades de Energia Renovável (CER), que permitem a constituição de entidades coletivas para a gestão partilhada da produção sob critérios de proximidade geográfica.

Enquanto a UPAC se foca na satisfação de necessidades individuais de abastecimento, as CER assumem uma dimensão coletiva, permitindo a partilha de energia entre diversos intervenientes. A Tabela 3.1 apresenta uma análise comparativa detalhada destas duas formas de organização. Importa ressaltar que esta matriz analítica tomou como base a estrutura originalmente desenvolvida pela Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora, a qual se reportava ao quadro legislativo antecessor do diploma vigente. Deste modo, procedeu-se à revisão, adaptação e integração sistemática das atualizações técnico-jurídicas introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, garantindo o alinhamento dos critérios com a atual orgânica do setor elétrico nacional.

Tabela 3.1 - Análise comparativa das formas de organização do autoconsumo (Cátedra ER, Universidade de Évora, 2020).

Característica	Autoconsumo (UPAC) - Individual	Autoconsumo (UPAC) - CER - Coletivo
Atividade de produção e fonte	Produção de fonte renovável por unidade individual, com ou sem ligação à RESP. Injeção preferencial na instalação de consumo; excedentes podem ser vendidos.	Produção por Comunidade de Energias Renováveis (CER). Injeção preferencial nas instalações de consumo; excedentes podem ser vendidos.
Requisitos da produção	Dimensionamento focado no equilíbrio entre produção e consumo local. Permite armazenamento ou venda de excedentes via contrato.	Dimensionamento focado no equilíbrio entre produção e consumo da instalação. Permite armazenamento ou venda de excedentes via contrato.
Produtor e local de instalação	Consumidor individual pode instalar uma UPAC por cada instalação elétrica, consumindo a energia e exportando excedentes.	UP coletiva ou CER podem ter unidade única, respeitando critérios de proximidade/técnicos da DGEG. A entidade coletiva gere o projeto.
Entidades instaladoras	Obrigatório o uso de entidades instaladoras de serviço particular ou técnicos responsáveis para potências >700 W.	
Remuneração e compensação	Acordada entre produtor e comprador, seguindo os regulamentos tarifários da ERSE	
Contagem	Obrigatória para eletricidade produzida e injetada na RESP para potências superiores a 4 kW.	Contagem obrigatória da eletricidade injetada na RESP. Cada consumidor da CER deve ter o seu próprio medidor.

O atual quadro legislativo ainda dedica especial atenção ao armazenamento de energia, reconhecendo-o como um elemento essencial para aumentar a flexibilidade e a eficiência do autoconsumo. As unidades de armazenamento podem ser instaladas de forma autónoma ou integradas numa UPAC, permitindo acumular o excedente de produção hídrica ou solar para utilização em períodos de maior défice energético ou tarifário. No contexto do Decreto-Lei n.º 15/2022, o armazenamento permite a gestão dos excedentes energéticos, evitando a injeção imediata na rede quando os preços de venda são menos atrativos; participar em mercados de serviços de sistema, contribuindo para a estabilidade da rede elétrica e ainda no caso de micro-hídricas; e as baterias podem suavizar a variabilidade do caudal turbinado, garantindo uma entrega de potência mais constante.

Esta estrutura jurídica é fundamental para a viabilidade do projeto em análise, uma vez que enquadra a recuperação energética em órgãos dissipadores como uma medida de eficiência operacional integrada no regime de autoconsumo da entidade gestora.

O eixo administrativo Sistema Elétrico Nacional (SEN) foi alvo de uma forte simplificação, passando a abranger a totalidade das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo em três formas de controlo prévio dependendo da potência instalada:

- Comunicação prévia, exigida para UPAC com potência instalada superior a 700 W e até 30 kW, e para o reequipamento de centros solares ou eólicos que mantenham ou reduzam a potência;
- Registo prévio (e certificado de exploração), aplicável a produção renovável para injeção total na rede até 1 MW, armazenamento autónomo até 1 MW e UPAC com potência entre 30 kW e 1 MW;
- Licença de produção (e de exploração), exigida para produção não renovável, instalações sujeitas a Avaliação de Impacte Ambiental, produção renovável para injeção total na rede e UPAC com potência superior a 1 MW, bem como armazenamento superior a 1 MW.

Adicionalmente, as UPAC com potência igual ou inferior a 700 W estão isentas de controlo prévio, desde que não injetem excedente na RESP. Todo este processo é realizado através de uma plataforma eletrónica centralizada, que permite a obtenção de comprovativos automáticos após o pagamento das taxas devidas. Importa sublinhar que, para os regimes que envolvem injeção na rede, é obrigatória a obtenção prévia de um título de reserva de capacidade (TRC) (Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022).

Um dos princípios fundamentais deste novo regime é a celeridade procedimental. De acordo com o Decreto-Lei n.º 49/2015, especificamente para o reequipamento de infraestruturas hidráulicas preexistentes, a decisão conjunta (energética e de recursos hídricos) deve ser comunicada num prazo máximo de 70 dias. Este prazo é significativamente inferior aos regimes convencionais, que podiam estender-se por mais de um ano, tornando a microgeração em redes de água uma opção mais atrativa para as entidades gestoras (Decreto-Lei n.º 49/2015, 2015).

FLUXOGRAMA DO ESCALONAMENTO DE PROCEDIMENTOS DE CONTROLO PRÉVIO PARA UPAC

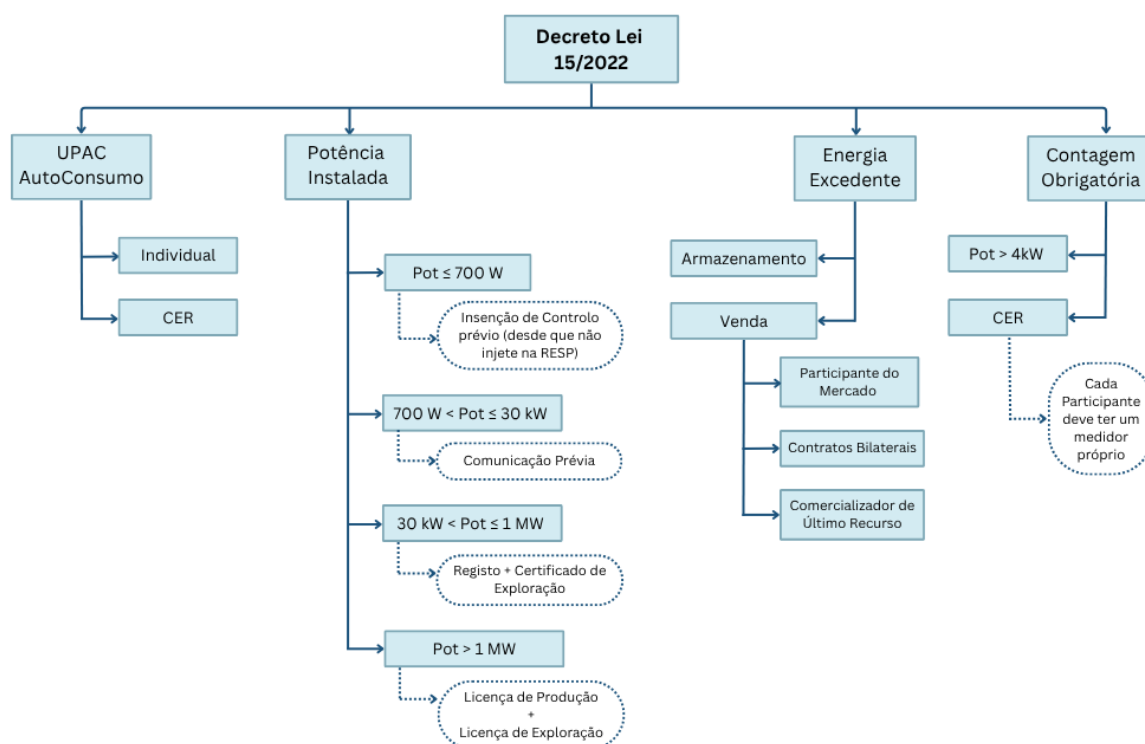


Fig. 3.1 - Fluxograma do Escalonamento de Procedimentos de Controlo Prévio para UPAC (Adaptado de (Cátedra ER, Universidade de Évora, 2020).

3.1.2 Normas Técnicas e Requisitos de Ligação à Rede

A integração de UPAC na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) exige o cumprimento de requisitos técnicos estritos para garantir a segurança de pessoas e equipamentos, bem como a qualidade da energia fornecida. De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, os custos associados à construção e manutenção da ligação desde a unidade de produção até ao ponto de interligação são um encargo exclusivo do titular do controlo prévio.

3.1.2.1 Critérios de Proximidade no Autoconsumo

Um dos pilares do novo regime de autoconsumo é a definição de limites geográficos para a partilha de energia através da rede pública. Para que uma instalação de utilização possa beneficiar da energia produzida por uma UPAC distante (autoconsumo através da RESP), devem ser respeitados os seguintes limites de proximidade, consoante o nível de tensão:

- Baixa Tensão (BT): Distância inferior a 2 *km*.
- Média Tensão (MT): Distância inferior a 4 *km*.
- Alta Tensão (AT): Distância inferior a 10 *km*.
- Muito Alta Tensão (MAT): Distância até 20 *km*, desde que as instalações estejam ligadas à mesma subestação.

3.1.2.2 Telecontagem e Monitorização

A monitorização dos fluxos bidirecionais de energia é obrigatória para garantir a transparência na faturação e na gestão do sistema. Os requisitos de contagem variam com a dimensão do projeto:

- UPAC de potência superior a 4 kW: É obrigatória a instalação de equipamentos de telecontagem para medir a energia produzida e a energia injetada na RESP.
- UPAC de potência superior a 1 MW (ou com excedente de injeção superior a 1 MVA): Exige-se a instalação de canais de comunicação em tempo real com o gestor global do SEN, permitindo a receção de comandos para ajuste de potência por razões de segurança do sistema elétrico.

3.1.2.3 Regulamentação Técnica e Qualidade de Energia

As instalações devem ainda observar as normas detalhadas no Regulamento das Redes e no Regulamento Técnico das Instalações no Autoconsumo. Estes regulamentos definem os esquemas de ligação permitidos, as proteções contra variações de tensão e frequência e os limites à injeção de potência reativa, assegurando que a microgeração hidroelétrica não introduz perturbações na rede elétrica local.

3.1.2.4 Regulamentação da ERSE e Relações Comerciais

Além das normas técnicas de ligação, a operação de uma UPAC está sujeita ao Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e ao Regulamento Tarifário, estabelecidos pela ERSE (Entidade Reguladora dos Setores Energéticos). Estes documentos definem (*Tarifas e preços - eletricidade - ERSE*, s.d.):

- As condições de venda do excedente a um facilitador ou mercado organizado.
- As tarifas de acesso às redes que podem ser aplicadas ao autoconsumidor.
- O regime de compensação de energia em casos de autoconsumo coletivo ou CER.

3.1.2.5 Proteção Elétrica e Segurança

De acordo com o Regulamento Técnico das Instalações de Autoconsumo, as unidades de microgeração devem garantir a segurança contra anomalias na rede pública. Devem ser instalados sistemas de proteção que garantam:

- Proteção de Interface, que garante que a UPAC se desliga automaticamente da RESP em caso de falha de tensão ou variações anormais de frequência (proteção de sobre/subtensão e sobre/subfrequência).
- Anti-ilhamento (Anti-Islanding), que impede que a micro-central continue a injetar energia na rede pública quando esta está em manutenção, protegendo os técnicos que operam na linha.
- Proteção contra sobrecargas e curto-circuitos, através de disjuntores e relés térmicos dimensionados para o gerador da turbina

3.2 LEI DA ÁGUA E DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO

A concretização de projetos de microgeração hidroelétrica exige a conformidade com o quadro jurídico da gestão de recursos hídricos, titulado fundamentalmente pela Lei da Água (*Lei n.º 58/2005*, 2005). Esta lei estabelece que as águas superficiais e subterrâneas, bem como os respetivos leitos e margens, constituem o domínio público hídrico, cuja propriedade é inalienável e pertence ao Estado.

No âmbito desta legislação, a utilização da água para fins de produção de energia é classificada como um uso privativo, o qual está sujeito a uma hierarquia de prioridades. De acordo com o artigo 60.º, os usos para abastecimento público e para fins agrícolas precedem habitualmente a produção energética, o que assume particular relevância no caso de estudo das Águas do Douro e Paiva, onde a função primária da infraestrutura é o transporte de água para consumo humano.

3.2.1 Princípios de Gestão e Uso Sustentável

A utilização dos recursos hídricos para microgeração deve observar princípios estritos de sustentabilidade e preservação dos ecossistemas:

- **Princípio do Poluidor-Pagador e Utilizador-Pagador:** A utilização do recurso para fins económicos implica o pagamento de taxas compensatórias ao Estado.
- **Gestão Integrada:** A exploração energética não pode comprometer o "bom estado" das massas de água, devendo articular-se com os Planos de Gestão de Região Hidrográfica (PGRH) vigentes.
- **Titularidade:** Qualquer intervenção ou derivação de água para acionar um grupo turbogerador carece obrigatoriamente de um Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH), emitido pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA) através da Administração da Região Hidrográfica (ARH) competente.

Esta articulação entre o setor da água e o setor energético é o que garante que a recuperação de energia em sistemas adutores seja não apenas tecnicamente viável, mas ambientalmente conforme e legalmente autorizada.

3.2.2 Títulos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH)

A operacionalização da Lei da Água é efetuada através do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, que estabelece o regime de utilização dos recursos hídricos. Qualquer aproveitamento hidroelétrico carece de um título administrativo, cuja tipologia depende da escala e da duração do uso. O diploma subdivide estes títulos em três categorias distintas:

- **Licença,** o título aplicável à maioria dos projetos de microgeração "run-of-river" (fio-de-água). Tem uma validade máxima de 20 anos (renovável) e exige a apresentação de um projeto hidráulico que garanta a manutenção dos ecossistemas e a segurança das infraestruturas.

- Concessão, reservada para utilizações de grande escala ou que envolvam a criação de albufeiras de regularização com impacto significativo, sendo atribuída habitualmente por concurso público.
- Autorização, destinada a intervenções de curto prazo ou de impacto reduzido, como a limpeza de levadas ou reparos temporários.

No contexto desta investigação, tanto para a recuperação energética em órgãos dissipadores da rede adutora como para o aproveitamento no pequeno açude, a Licença de Utilização é a figura jurídica que melhor equilibra a necessidade de segurança jurídica da entidade gestora com a celeridade administrativa necessária à viabilidade do projeto.

Graças ao DL n.º49/2015, projetos de microgeração em infraestruturas preexistentes (moinhos, azenhas) beneficiam de tramitação simplificada, priorizando licenças sobre concessões, desde que sem novas barragens ou alterações hidrológicas substanciais (artigo 3.º). O TURH estipula condições operacionais vinculativas:

- O caudal máximo derivável ($Q_{\text{máx}}$) autorizado para turbinação;
- O caudal ecológico mínimo (Q_{eco} ou Q_{95}), geralmente balizado entre 10% e 20% do caudal médio anual da linha de água, com o intuito de garantir a perenidade do escoamento a jusante;
- A instalação de grelhas de proteção física na captação com malha igual ou inferior a 10 mm para proteção da ictiofauna;
- A implementação de rampas ou bacias de passagem para peixes e a execução de planos de monitorização ecológica anual.

O incumprimento continuado destas condicionantes operacionais constitui uma contraordenação ambiental grave, passível de aplicação de sanções acessórias que podem culminar na caducidade imediata do título administrativo, nos termos do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007. Na Tabela 3.2 são sistematizados os tipos de Utilização de Recursos Hídricos definidos pelo DL 226-A/2007.

Tabela 3.2 - Tipos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH), (Decreto-Lei n.º 226-A/2007, 2007).

Tipo de Utilização de Recursos Hídricos (TURH)	Exemplo	Prazo de Decisão	Renovação
Autorização	Reparo em açudes existentes	15 dias (tácito 2 meses)	Não
Licença	Micro/Pico-hídrica run-of-river	45 dias (tácito 90 dias)	Sim
Concessão	Barragens	Concurso (6-12 meses)	Sim

Esta estrutura garante sustentabilidade hidrológica, articulando-se com o licenciamento energético (DL nº15/2022) (Decreto-Lei nº15/2022, de 14 de janeiro). No Norte de Portugal, os Planos de Gestão de Região Hidrográfica (PGRH) divididos da seguinte forma:

- RH1 - Minho e Lima;
- RH2 - Cávado, Ave e Leça;
- RH3 - Douro;
- RH4A - Vouga, Mondego e Lis.

3.3 PROCEDIMENTOS DE LICENCIAMENTO, ENTIDADES COMPETENTES E PRAZOS

A viabilização administrativa de um projeto de microgeração ou recuperação hidroelétrica em sistemas adutores e em pequenos açudes requer a instrução de um processo sequencial e integrado, que corre termos junto das autoridades reguladoras do património cultural, do setor energético e do domínio hídrico. Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 49/2015, de 10 de abril, os projetos que aproveitem infraestruturas preexistentes beneficiam de uma tramitação simplificada que prioriza a emissão de licenças sobre concessões, desde que a potência instalada não exceda 1 MVA, o que introduz celeridade e economia administrativa ao processo global. O fluxo procedimental crítico divide-se em cinco fases sequenciais, envolvendo diferentes entidades competentes:

3.3.1 Parecer Prévio de Salvaguarda Patrimonial

Nos termos da Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro (Lei de Proteção e Valorização do Património Cultural), e do Decreto-Lei n.º 309/2009, de 23 de outubro, as intervenções localizadas em infraestruturas hidráulicas tradicionais ou zonas envolventes carecem de um parecer prévio da Direção-Geral do Património Cultural (DGPC) ou da Câmara Municipal competente. Este parecer visa garantir que a instalação dos equipamentos de microgeração adota soluções reversíveis e compatíveis com a traça arquitetónica original, salvaguardando imóveis classificados ou em vias de classificação. O prazo regulamentar para a emissão deste parecer é de 30 dias, sendo que uma deliberação desfavorável bloqueia a instrução do processo. No caso de órgãos dissipadores estritamente integrados em condutas adutoras modernas e fechadas, este parecer é dispensado, avançando-se diretamente para as fases seguintes.

3.3.2 Controlo Prévio Energético

O enquadramento da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) é submetido digitalmente à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) através do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP), em conformidade com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Consoante a potência nominal instalada (*PI*), o controlo prévio assume três formas:

- Comunicação Prévia, para potências superiores a 700 W e até 30 kW, com um prazo de validação de 10 dias úteis e deferimento tácito em 20 dias;
- Registo e Certificado de Exploração, para potências compreendidas entre 30 kW e 1 MW;
- Licença de Production e Exploração: Para centrais com potência estritamente superior a 1 MW.

Para potências que envolvam a injeção de excedentes na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) acima dos limiares regulamentares, a DGEG articula com o Operador de Rede de Distribuição (ORD - E-Redes) a obtenção prévia do respetivo Título de Reserva de Capacidade (TRC).

3.3.3 Obtenção do Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH)

Em paralelo com o licenciamento energético, o promotor deve requerer a Licença de Utilização de Recursos Hídricos à Agência Portuguesa do Ambiente (APA), instruída pela Administração da Região Hidrográfica (ARH) territorialmente competente. O pedido deve ser acompanhado por um projeto hidráulico detalhado, que especifique o perfil longitudinal da instalação, a localização exata da tomada de água, o caudal máximo derivável ($Q_{\text{máx}}$) e o cálculo do caudal ecológico mínimo (Q_{eco}). O prazo padrão de decisão da ARH está balizado em 45 dias, ocorrendo o deferimento tácito após 90 dias.

3.3.4 Avaliação de Impacte Ambiental (AIA)

De acordo com o Decreto-Lei n.º 151-B/2013, o procedimento de AIA plena é estritamente obrigatório para aproveitamentos com potência instalada superior a 10 MW ou albufeiras com capacidade superior a 1 hm³ (Anexo I). Para potências inferiores e esquemas que operem em regime run-of-river (fio-de-água) sem reservatórios significativos, os projetos estão isentos de AIA plena, ficando condicionados apenas a uma verificação integrada de incidências ambientais inserida no próprio TURH. Esta dispensa confere uma elevada vantagem competitiva e redução de risco regulatório a sistemas de microgeração rural e adutora.

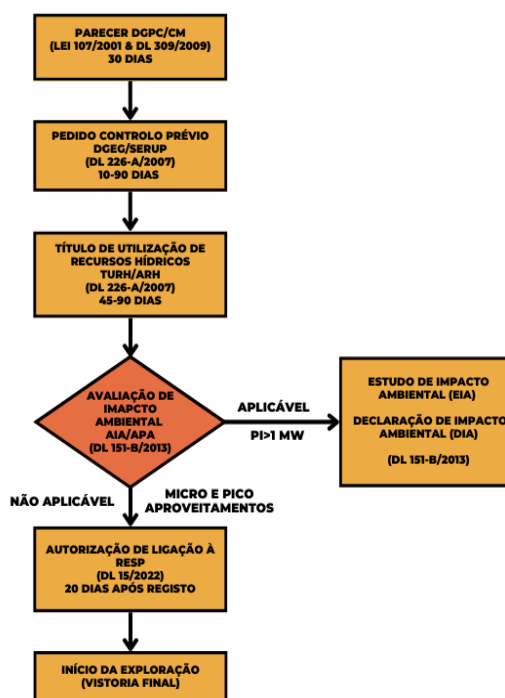
3.3.5 Autorização de Ligação à RESP e Vistoria Final

Após a emissão do título de instalação pela DGEG, o Gestor de Rede (E-Redes) dispõe de um prazo de 20 dias para autorizar a interligação física da UPAC à RESP. Esta fase engloba a instalação de contadores bidirecionais inteligentes para a medição segregada dos fluxos de consumo e rejeição. O processo encerra-se com a realização de uma vistoria técnica final por parte das entidades fiscalizadoras para a emissão do Certificado de Exploração definitivo, habilitando o início da exploração comercial.

O artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 49/2015 institui a figura do Requerimento Único Eletrónico, viabilizando a submissão simultânea do controlo prévio energético e do TURH. Esta interoperabilidade digital permite que a decisão conjunta final seja comunicada num prazo máximo de 70 dias, contraindo o tempo total de instrução para um horizonte de 4 a 6 meses em microprojetos típicos, face aos 12 a 18 meses observados nos regimes convencionais.

Finalizado o licenciamento, o artigo 45.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 impõe a obrigatoriedade de monitorização pós-licença, exigindo a instalação de dispositivos de autocontrolo (como caudalímetros na restituição e monitorização do Q_{eco}) e o envio de relatórios anuais de conformidade ambiental à ARH e à DGEG.

FLUXOGRAMA DE PROCEDIMENTO DE LICENCIAMENTO PARA MICROGERAÇÃO HIDROELÉTRICA



TEMPO TOTAL ESTIMADO: 4-6 MESES PARA MICROGERAÇÃO

Fig. 3.2 - Fluxograma do procedimento integrado de licenciamento e prazos legais para microgeração hidroelétrica (Adaptado de Barbosa, 2026).

3.4 TAXA DE RECURSOS HÍDRICOS (TRH) E ISENÇÕES

A viabilidade económica de um projeto de microgeração hidroelétrica não depende apenas do investimento tecnológico, mas também dos encargos regulamentares e operacionais impostos pelo quadro jurídico vigente. Estes custos dividem-se em taxas de utilização do domínio público, taxas administrativas de licenciamento e encargos obrigatórios com seguros.

3.4.1 Taxa de Recursos Hídricos (TRH)

Regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 46/2017, a TRH aplica-se a todos os utilizadores titulares de um TURH, visando a compensação pelo uso económico da água. Os valores de referência para o setor hidroelétrico são:

- Componente para fins energéticos: Varia entre 0.000005 € e 0.0039 € por m³ captado.
- Taxa base (outros usos): Fixada em 0.0036 €/m³.

Contudo, o legislador previu mecanismos de isenção que favorecem a microgeração, nomeadamente através do Decreto-Lei n.º 46/2017 e do Despacho n.º 484/2009:

- Isenção Técnica Automática: Sempre que o valor global anual a cobrar pela ARH for inferior a 10 €, a taxa não é liquidada por manifesta falta de rentabilidade administrativa.
- Isenção por Potência: As captações destinadas a produção de energia com potência inferior a 5 CV (aprox. 3.7 kW) estão isentas da componente de impacto ambiental (Componente A), salvo indicação específica em contrário pela autoridade competente.

3.4.2 Taxas Administrativas de Licenciamento

As taxas devidas pela instrução dos processos de controlo prévio são fixas e escalonadas de acordo com a potência instalada e a complexidade do projeto, conforme estipulado no Decreto-Lei n.º 15/2022:

- Licenciamento TURH (APA/ARH): Entre 500 € e 2000 €, dependendo da profundidade da análise técnica e do impacto hídrico.
- Procedimentos DGEG: As taxas de Comunicação Prévia ou Registo variam entre 100 € e 500 €, sendo proporcionais à potência da UPAC.

Estes encargos iniciais, que totalizam entre 600 € e 2500 €, apresentam um peso reduzido no plano de investimentos (CAPEX) de projetos integrados em infraestruturas existentes.

3.4.3 Seguro de Responsabilidade Civil

De acordo com o Artigo 245.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, é obrigatória a celebração de um contrato de seguro de responsabilidade civil para todas as UPAC ligadas à RESP. Este seguro visa cobrir eventuais danos causados a terceiros ou à rede elétrica pública:

- Cobertura Mínima: Definida em função da potência, com um referencial de 250 000 €.
- Custo Operacional (OPEX): Para a escala de microgeração, estima-se um prémio anual entre 200 € e 500 €, devendo este valor ser integrado nos custos fixos de exploração da unidade.

4

REDES DE ABASTECIMENTO E POTENCIAL ENERGÉTICO

4.1 FUNCIONAMENTO E CONSTITUINTES DAS REDES DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

4.1.1 Sistemas de Adução e Distribuição

Como já foi descrito anteriormente, os sistemas de abastecimento de água são complexos e com diferentes dimensões. À semelhança da rede elétrica, há uma divisão entre a rede em “alta”, os sistemas de adução, e a rede em “baixa”, os sistemas de distribuição.

As redes de adução são os sistemas que, após a captação e tratamento da água, fazem o transporte de grandes volumes dos pontos de captação até aos pontos de entrega aos municípios. Estes sistemas, legamente, só podem ser geridos por empresas pertencentes ao Grupo Águas de Portugal, como é o caso da Águas do Douro e Paiva.

Já as redes de distribuição são sistemas que fazem a entrega da água às populações. A infraestrutura pertence aos municípios e estes podem optar por fazerem a gestão da rede ou constituir uma empresa municipal, como acontece no município do Porto que quem faz a gestão é a Águas e Energia do Porto, ou podendo ainda o município optar por fazer a concessão da gestão da rede a uma empresa privada, a exemplo do que sucede em Matosinhos, onde é a Indaqua que faz a gestão da rede

4.1.2 Órgãos de Controle e Dissipação de Energia (VRP e Reservatórios)

Tanto nas redes de adução como nas redes de distribuição são usados vários órgãos de controle da rede. Para além de condutas, são usados elementos como reservatórios, elementos de controle de pressão e caudal, como válvulas redutoras de pressão, de seccionamento e de controle de nível, elementos de proteção e segurança, como ventosas, válvulas-não-retorno e chaminés de equilíbrio ou tanques de amortecimento, e ainda, em sistemas mais “inteligentes”, também há elementos de monitorização como caudalímetros, medidores de pressão e sistemas SCADA, *software* que centraliza todos os dados e permite o controlo remoto dos órgãos da rede.

Os sistemas adutores em "alta" são dimensionados com base em parâmetros hidráulicos fundamentais, nomeadamente a velocidade de escoamento e a pressão de serviço. Estes indicadores são determinantes para a seleção do diâmetro nominal e da classe de pressão da conduta. Conforme ilustrado esquematicamente no perfil da adutora gravítica da Fig. 4.1, a análise da evolução das linhas de energia e piezométrica permite aferir a variação da pressão ao longo do traçado. Este procedimento é essencial para verificar se a resistência mecânica do material selecionado é adequada às solicitações hidrostáticas e hidrodinâmicas, garantindo a integridade estrutural da infraestrutura face às pressões máximas de projeto.

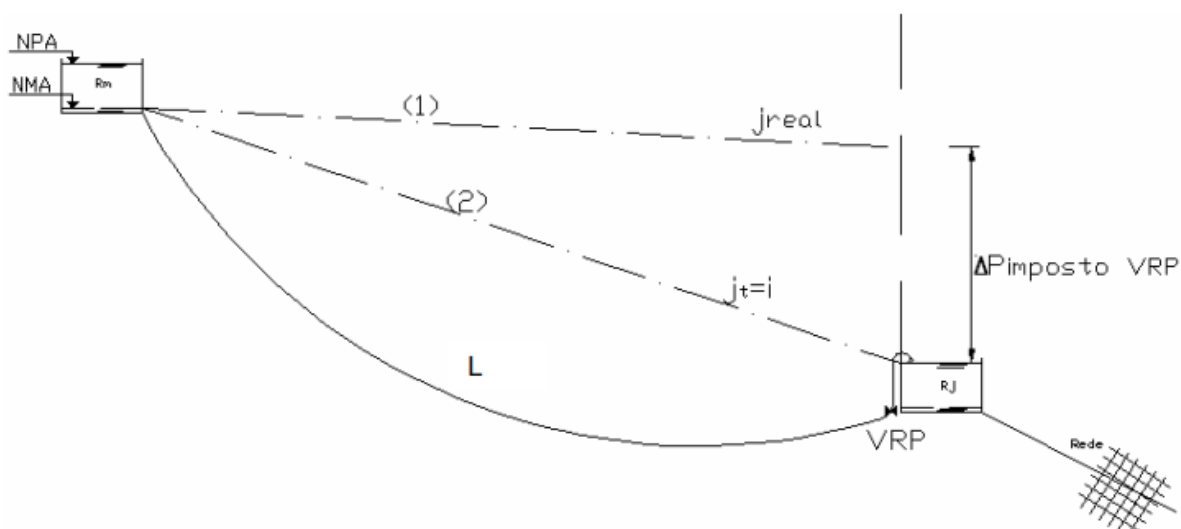


Fig. 4.1 - Esquema de Conduto adutora gravítica - Diferentes hipóteses de funcionamento (Oliveira, 2008).

No estudo de sistemas adutores gravíticos, a compreensão do comportamento hidráulico é indissociável do conceito de linha piezométrica. Esta linha representa a distribuição da energia potencial (pressão e cota) ao longo da conduta, tendo como referencial o nível médio das águas do mar ou um plano horizontal de referência (PHR) específico (Oliveira, 2008).

Analisando o funcionamento hidráulico esquematizado na Fig. 4.1, distinguem-se dois cenários de escoamento:

- Linha Piezométrica (2), representa a linha de energia teórica onde a perda de carga unitária (j_t) é definida estritamente pela relação entre o desnível geométrico dos reservatórios de montante (R_m) e jusante (R_j) e o comprimento total da conduta (L). Contudo, este cenário conduz frequentemente a um diâmetro teórico mínimo que induz velocidades de escoamento excessivas, ultrapassando os limites regularmente admissíveis.
- Linha Piezométrica (1), surge da necessidade de ajustar as condições de operacionalidade aos limites aceitáveis. Neste caso, a imposição de uma pressão de serviço específica à entrada do reservatório de jusante ($\Delta P_{imposto\ VRP}$) obriga a introduzir uma perda de carga unitária real, de maneira a que se ajustem às velocidades regulamentares no interior da conduta.

Em sistemas por gravidade com desnível excessivo, a gestão do excesso de energia é crucial. Quando se pretende garantir que a pressão numa determinada secção, tipicamente à entrada do reservatório de chegada, não exceda um valor predefinido, é necessário recorrer à instalação de Válvulas Redutoras de Pressão (VRP). Em suma, nos sistemas de adução em "alta", as VRP atuam como órgãos dissipadores de energia, permitindo o controlo da pressão para proteção das infraestruturas a jusante.

As válvulas redutoras de pressão, como a esquematizada na Fig. 4.2, são órgãos essenciais para o controlo das pressões do sistema hidráulico. São estes elementos que tradicionalmente dissipam energia excessiva que o sistema possa instalar de forma a ajustar a pressão a jusante da VRP para o valor pretendido (Barbosa, 2017).

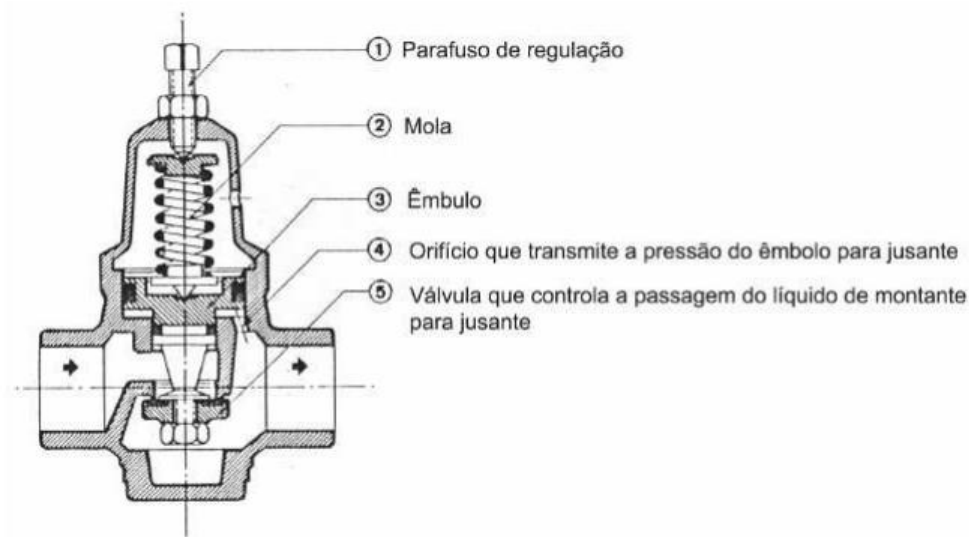


Fig. 4.2 - Corte esquemático de uma válvula redutora de pressão (Oliveira, 2008).

Estas válvulas funcionam essencialmente em três estados (Oliveira, 2008):

- Estado ativo, em que a pressão a montante é superior à pressão a jusante devido a perda de carga imposta pela VRP;
- Estado passivo, em que a pressão a montante é inferior à pressão de referência da VRP. Neste caso a VRP não tem qualquer influência nas características do escoamento;
- Estado passivo (válvula fechada), em que a pressão a jusante da VRP é superior à pressão a montante e a válvula fecha totalmente e passa a funcionar como uma válvula de seccionamento.

No âmbito do estado ativo de funcionamento, é possível distinguir diversas tipologias de operação, destacando-se para o presente caso de estudo o regime de pressão constante a jusante. Neste cenário, a VRP atua como um órgão de controlo que reduz e estabiliza a pressão no reservatório de jusante para valores equivalentes à pressão atmosférica.

Simultaneamente, o dispositivo garante a manutenção de uma pressão de jusante constante, independentemente da variabilidade do caudal aduzido (Q_i) ou das oscilações da cota piezométrica de montante ($H_{u,i}, H_{u,i+1}, etc.$), conforme ilustrado na Fig. 4.3. Esta capacidade de regulação é fundamental para assegurar que a energia disponível para recuperação se mantenha estável e previsível, permitindo uma análise mais rigorosa do potencial hidroelétrico a extrair.

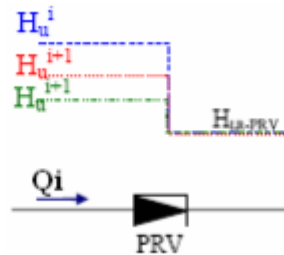


Fig. 4.3 - VRP em estado activo com pressão constante a jusante (Oliveira, 2008).

4.2 PRODUÇÃO ENERGÉTICA

Havendo a necessidade de introdução desta perda de carga, começou a ser equacionada a possibilidade de não desperdiçar a energia dissipada. Assim surge a ideia de, em vez de ter uma perda de carga de uma VRP, serem usadas microturbinas ou as bombas a funcionar como turbinas (BFT), vulgarmente designadas na literatura internacional por *Pump as Turbines* (PAT), designadas por esta última nomenclatura ao longo do presente trabalho, para reconverter a energia hídrica em energia eléctrica.

No âmbito da investigação desenvolvida no Laboratório de Hidráulica do Instituto Superior Técnico (IST), (Ramos et al., 2000) analisaram o potencial de recuperação energética em sistemas de abastecimento através da comparação do comportamento hidráulico entre VRP e PAT.

O estudo, baseado num protótipo experimental de regime estacionário e transitório, permitiu avaliar o desempenho do sistema sob diferentes condições de caudal e queda útil. Esta investigação é particularmente relevante para o presente trabalho, uma vez que demonstra a viabilidade técnica da substituição de órgãos dissipadores de energia por equipamentos de conversão de energia, validando a metodologia de análise de eficiência que será aplicada ao caso de estudo das Águas do Douro e Paiva.

Sempre que uma VRP, uma turbina ou uma turbina-bomba é instalada numa conduta pode originar linhas de energia com diferentes configurações, dependendo não só do caudal aduzido e sua variação ao longo do tempo, mas também da perda de carga localizada que representa um fator característico de cada dispositivo - Fig. 4.4 (linha a).

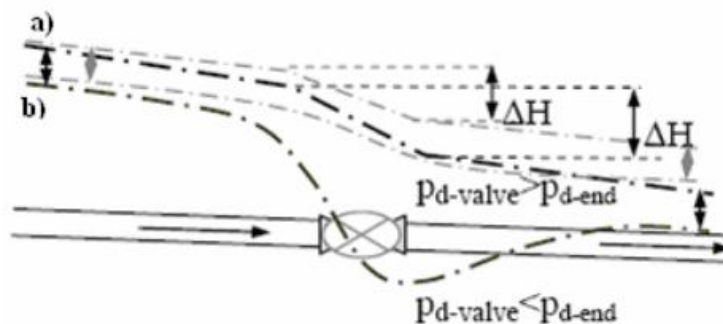


Fig. 4.4 - Configuração esquemática da linha de energia para dois escoamentos de características diferentes (Ramos et al., 2000).

Segundo a investigação citada concluiu-se que, em regime estacionário, se obtém uma resposta do sistema semelhante para ambos os dispositivos, designadamente VRP e a PAT. Isto é, o princípio hidráulico da linha de energia associado ao efeito do funcionamento de uma turbina-bomba é bastante semelhante ao da VRP dado que o aproveitamento da queda útil originado pela instalação da PAT no reservatório de jusante, assegura, simultaneamente, o controlo da pressão nesse mesmo reservatório, igualando-a a valores atmosféricos como é pretendido. Portanto, assim como se pode limitar a pressão registada no reservatório de jusante pela regulação da abertura da VRP, também é possível impor uma dada pressão recorrendo às curvas características da PAT adequadamente selecionada. Já para os regimes transitórios, este estudo aponta que existem algumas diferenças expectáveis entre os comportamentos da VRP e da PAT, e além disso, afirma que para alguns casos o uso individualizado da PAT pode ser mais adequado enquanto para outros uma solução mista de PAT + VRP (a funcionar em paralelo) se afigura certamente mais aconselhável, dependendo das condições de funcionamento do sistema e dos objetivos da exploração.

4.2.1 Potencial energético

A potência hidráulica disponível num determinado aproveitamento resulta da conversão da energia potencial gravítica em energia cinética. Esta pode ser quantificada através da seguinte expressão:

$$P_s = \gamma \cdot Q \cdot H \quad (4.1)$$

Em que γ é o peso volúmico da água, que por norma para a água a 4°C, considera-se normalmente, 9810 N/m³; Q é o caudal de água em m³/s; H é a altura de queda útil em metros, ou seja, é a diferença de cotas da superfície da água menos as perdas de carga existentes no sistema (Barbosa, 2017).

Para conversão em energia elétrica, esta energia cinética da água é transformada em energia cinética de rotação da turbina hidráulica que por sua vez é transformada em energia elétrica na ação rotativa do gerador. A potência aproveitada é dada pela equação:

$$P_{\text{útil}} = \gamma \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (4.2)$$

Em que η representa o rendimento global do grupo turbina/gerado (Barbosa, 2017).

A determinação da potência a instalar é influenciada predominantemente pelo caudal disponível, sendo esta a variável que apresenta maior volatilidade temporal. Em aproveitamentos hidroelétricos, raramente a totalidade do caudal afluente é convertida em energia, uma vez que a exploração está condicionada por prioridades de abastecimento público, rega e, fundamentalmente, pelo cumprimento do regime de caudais ecológicos.

Para uma correta caracterização do potencial energético, especialmente em sistemas fluviais, é essencial distinguir as diferentes tipologias de caudal e altura de queda.

Quanto aos caudais podem dividir-se em:

- Q_{mod} ou caudal modular. Representa o caudal médio avaliado durante vários anos;
- Q_{eco} ou caudal ecológico. Este é o caudal que não pode ser turbinável por razões ecológicas e ambientais;
- Q_i ou caudal instalado pode também ser designado por caudal máximo turbinável. Este caudal representa, usualmente, o caudal garantido durante 20% a 30% do ano. Pode ser determinado através das curvas de caudais classificados.

A altura de queda define a energia potencial disponível e divide-se em:

- $H_{b,máx}$ ou altura de queda máxima. Refere-se à diferença máxima entre a cota máxima da água na tomada de carga e a cota mínima da água no rio no ponto de restituição;
- H_b ou altura da queda bruta. Refere-se à diferença máxima entre a altura na tomada de carga e a altura no rio no ponto de restituição para situações de caudal nominal;
- H ou altura de queda útil. Altura da queda bruta subtraída da perda de energia equivalente a todas as perdas hidráulicas.

Assim sendo, de acordo com os termos que se utilizam, referem-se diferentes tipos de potências.

- Potência Bruta máxima ($P_{b,máx}$).

$$P_{b,max} = \gamma \cdot Q \cdot H_{b,max} \quad (4.3)$$

- Potência média disponível ($P_{b,med}$).

$$P_{b,med} = \gamma \cdot Q_{mod} \cdot H_{med} \cdot \eta_{turbina} \cdot \eta_{gerador} \quad (4.4)$$

- Potência instalada ($P_{b,med}$).

$$P_{\text{útil}} = \gamma \cdot Q_i \cdot H_{\text{max}} \cdot \eta_{\text{turbina}} \cdot \eta_{\text{gerador}} \quad (4.5)$$

4.2.2 Variáveis em sistemas de Abastecimento de água

A avaliação rigorosa do potencial energético e da energia produtível num sistema de adução requer a definição precisa dos parâmetros que condicionam a operação da turbina. Nestes sistemas, as condições de funcionamento não dependem apenas da disponibilidade hídrica, mas sim da interação entre as curvas características da turbomáquina e a dinâmica da própria instalação (traçado, extensão, diâmetros e órgãos de manobra) (Barbosa, 2017).

A definição do ponto de funcionamento da turbina exige a resolução de problemas complexos onde intervêm múltiplos fatores influenciadores, destacando-se (Barbosa, 2017):

- Análise de dados de consumo (crescimento populacional, captações, taxa de ligação ao longo do tempo, etc.), combinada com a aplicação de conhecimentos de escoamentos sob pressão, para definição das variações de níveis de energia a montante e a jusante do sistema - ou seja, da queda bruta - em correspondência com o regime de caudais na conduta adutora em que o aproveitamento se insere;
- Escolha dos caudais nominais passíveis de serem turbinados;
- Quantificação de perdas de carga, contínuas e localizadas, correspondentes aos diferentes caudais turbinados (isto é, escoados através da turbina), perdas de carga essas que, deduzidas às quedas brutas, permitem definir as correspondentes quedas úteis;
- Utilização das curvas características para definição das condições de funcionamento da turbina em correspondência com as diferentes quedas úteis e caudais turbinados.

4.2.3 Otimização do Caudal Nominal e Viabilidade Económica

A seleção do caudal nominal (Q_n) constitui uma das decisões mais críticas no dimensionamento de um aproveitamento hidroelétrico, uma vez que este parâmetro dita o equilíbrio entre a capacidade de geração e o custo de investimento. Em termos genéricos, o caudal de projeto deve ser aquele que maximiza os indicadores de rentabilidade financeira, nomeadamente o Valor Atual Líquido (VAL) ou a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).

A metodologia de otimização implica um processo iterativo onde o cálculo das receitas (venda de energia), das despesas operacionais (OPEX) e do investimento inicial (CAPEX) é repetido para diferentes escalões de caudal nominal. O objetivo é reter o valor que assegura a melhor performance económica do projeto ao longo do seu ciclo de vida (Barbosa, 2017).

4.2.3.1 Relação Custo-Benefício em Sistemas de Abastecimento

Dada a natureza das infraestruturas de abastecimento em "alta", onde o circuito hidráulico e o desnível topográfico são praticamente fixos, a variabilidade da queda bruta é reduzida. Consequentemente, o custo de adaptação do grupo gerador torna-se quase exclusivamente uma função do caudal máximo turbinável. Importa notar que:

- Os custos dependem diretamente da dimensão dos equipamentos eletromecânicos e das alterações estruturais necessárias para acomodar o caudal de projeto;
- Os benefícios resultam da energia efetivamente produzida, que é uma função da potência instantânea mobilizada e, crucialmente, da sua duração temporal.

4.2.3.2 Estratégia de Exploração e Seleção de Equipamentos

Neste contexto, a avaliação da curva de duração de caudais assume uma importância vital. Nos casos de estudo analisados, a escolha dos regimes de exploração e das turbomáquinas seguiu um critério de compromisso: maximizar o volume de água turbinada sem comprometer o tempo de disponibilidade da central (Barbosa, 2017).

A estratégia adotada garante que o caudal turbinado oscila em conformidade com a lei de cedências ao reservatório de jusante, respeitando sempre os limites operacionais e a curva de rendimentos da turbomáquina. Esta abordagem assegura a viabilidade não só económica, mas também hidromecânica e estrutural do aproveitamento, conforme detalhado no capítulo dedicado ao caso de estudo (Barbosa, 2017).

4.2.3.3 Gestão Integrada: Sinergia entre Hidráulica, Procura e Híbridização

Para que a exploração do sistema seja holística e eficiente, a avaliação do potencial hídrico não deve ser realizada de forma isolada. É imperativo articular a capacidade de geração com o perfil de consumo energético das instalações de suporte e a complementaridade de outras fontes renováveis. Esta abordagem integrada permite identificar o ponto de operação ótimo através da dinâmica entre três pilares fundamentais:

- **Padrões de Consumo Hídrico:** A análise dos regimes de consumo do reservatório a jusante determina a disponibilidade e a variação temporal do caudal turbinável, ditando a "janela de oportunidade" para a geração hidroelétrica.
- **Perfis de Consumo Energético:** O mapeamento das necessidades elétricas das infraestruturas locais (como estações elevatórias ou de tratamento) permite maximizar o autoconsumo, reduzindo a fatura energética nos períodos de maior custo tarifário.
- **Híbridização com Energia Fotovoltaica:** A integração de sistemas solares fotovoltaicos introduz uma variável de produção diurna que, quando combinada com a micro-hídrica, estabiliza o balanço energético. A intermitência solar pode ser compensada pela estabilidade da turbinação, criando um sistema de produção mais resiliente.

Sempre que a dinâmica entre estas três variáveis resulte em excedentes de produção ou em desfaseamentos entre a geração e a procura, torna-se necessário estudar a implementação de sistemas de armazenamento (baterias). Estes sistemas são fundamentais para a estabilização da rede interna e para o aproveitamento da energia excessiva, garantindo que o potencial energético da infraestrutura é plenamente rentabilizado, mesmo em períodos de baixa procura local.

4.2.4 Energia Produtível

A determinação correta da energia produtível é o passo fundamental para validar a viabilidade de qualquer aproveitamento hidroelétrico. Ao contrário da potência, que representa uma capacidade instantânea, a energia é uma grandeza acumulada que depende diretamente da persistência temporal dos caudais e das quedas úteis.

De forma simplificada, a energia produzida (E) num determinado período é definida pela soma dos produtos da potência útil pelo seu intervalo de tempo de operação, conforme a Equação (4.6):

$$E = \sum (P_{\text{útil}} \cdot \Delta t) \quad (4.6)$$

Onde:

- $P_{\text{útil}}$: representa a potência útil à saída do gerador (kW), já considerando os rendimentos mecânicos e elétricos;
- Δt : representa o intervalo de tempo (h) durante o qual a potência $P_{\text{útil}}$ é mobilizada.

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

No caso dos sistemas de abastecimento de água, a consideração quanto ao aumento da rentabilidade proveniente da mobilização da capacidade de regularização no reservatório de jusante permite não só otimizar a escolha do grupo, como também melhorar a rentabilidade proveniente da colocação da energia na rede em períodos de ponta.

Por outras palavras, os caudais aduzidos ao reservatório de jusante serão mais valorizados quando turbinados em períodos de ponta, comparativamente aos mesmos quando turbinados em períodos de vazio (Barbosa, 2017).

5

TURBOMÁQUINAS HIDRÁULICAS

As turbomáquinas hidráulicas são conversores de energia integrados em circuitos hidráulicos que promovem a transformação de energia mecânica entre um fluido (tipicamente a água) e um rotor. A sua missão principal consiste em converter a energia potencial gravítica e a energia cinética do escoamento em energia mecânica de rotação num eixo. A seleção da tecnologia ideal é estritamente condicionada pelo binómio Caudal-Queda ($Q \leftrightarrow H$) e pela potência nominal pretendida. Classicamente, estas máquinas subdividem-se em dois grandes grupos funcionais, conforme o modo como a energia é transferida para o rotor: turbinas de impulso (ou ação) e turbinas de reação (Barbosa, 2017; *Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas*, 2010).

5.1 TURBINAS DE IMPULSO (OU DE AÇÃO)

Nestas turbinas, a conversão de energia ocorre externamente ao rotor, operando a roda à pressão atmosférica. A energia potencial da água é convertida integralmente em energia cinética através de jatos de água que são acelerados por injetores (bicos convergentes) direcionados às pás. São ideais para locais com quedas elevadas e caudais limitados. Têm como principais vantagens o facto de serem mais tolerantes a areias e partículas sólidas na água, possuírem uma manutenção mais simples e estarem muito menos sujeitas ao fenómeno de cavitação (*Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas*, 2010).

5.1.1 Turbinas Pelton

Operam através de jatos tangenciais que incidem sobre copos bipartidos em forma de concha dupla. São projetadas para quedas elevadas (tipicamente entre 100 e 1170 metros) e baixos caudais. Destacam-se pela sua longevidade e por uma eficiência hidráulica excepcional, alcançando rendimentos entre 88% e 93% no seu ponto ótimo de funcionamento (Best Efficiency Point). (Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas, 2010).

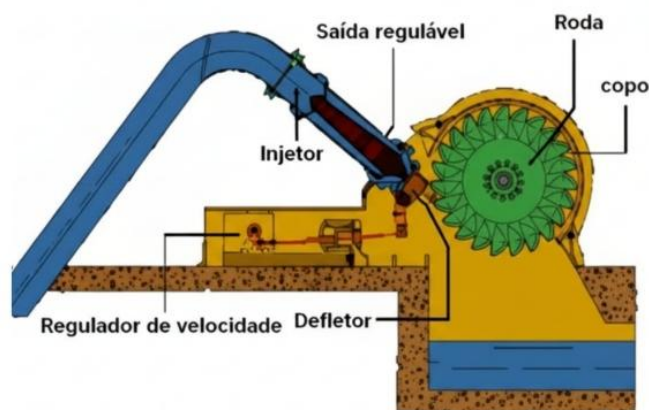


Fig. 5.1 - Esquema de uma turbina Pelton.

5.1.2 Turbinas Turgo

Constituem uma variante da Pelton onde o jato incide lateralmente nas pás num ângulo de 20° a 30°. Esta geometria permite processar caudais superiores para o mesmo diâmetro de rotor, adequando-se a quedas médias e mantendo rendimentos elevados (80% a 90%) num formato mais compacto (Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas, 2010).

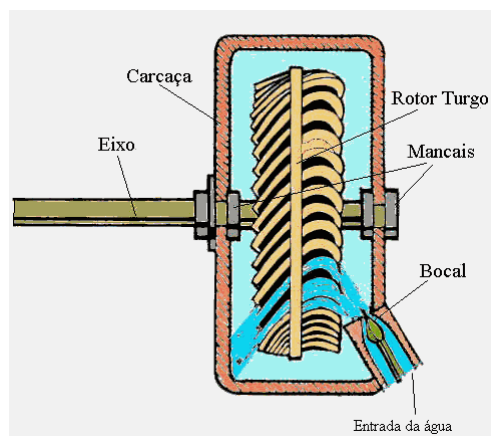


Fig. 5.2 - Esquema de uma turbina Turgo.

5.1.3 Turbinas Crossflow

Utilizam um rotor cilíndrico onde o fluido atravessa as pás transversalmente em duas etapas (fluxo cruzado). Embora o seu rendimento máximo seja inferior (70% a 85%), a sua curva de eficiência é notavelmente plana, permitindo operar com eficácia numa gama extensiva de caudais. O seu design simplificado e propriedades autodrenantes tornam-nas ideais para aplicações de baixo custo e manutenção reduzida (*Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas*, 2010).

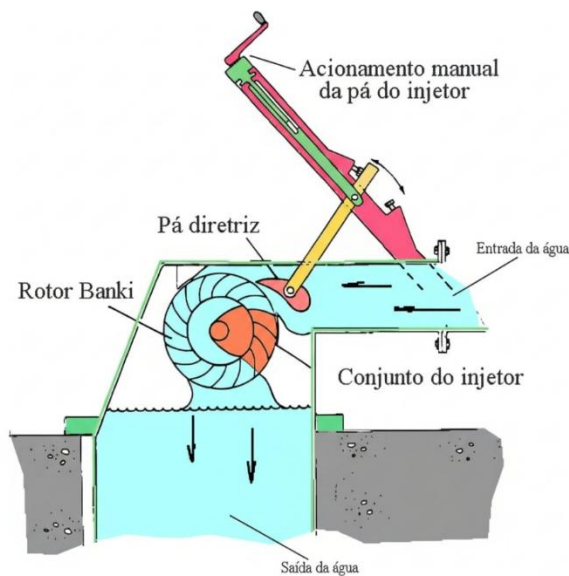


Fig. 5.3 - Esquema de uma turbina Crossflow.

5.2 TURBINAS DE REAÇÃO

Nas turbinas de reação, o rotor encontra-se totalmente imerso e o escoamento ocorre sob pressão. A transferência de energia resulta não só da variação da energia cinética, mas também de um gradiente de pressão entre a entrada e a saída das pás.

São as máquinas de eleição para quedas baixas a médias associadas a caudais elevados. Exigem sistemas de vedação mais complexos e uma câmara de carga, sendo mais suscetíveis à cavitação. Contudo, as suas elevadas velocidades de rotação permitem frequentemente o acoplamento direto ao gerador elétrico, eliminando a necessidade de multiplicadores mecânicos (*Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas*, 2010).

5.2.1 Turbina Kaplan

Caraterizam-se por um escoamento axial e um rotor em formato de hélice. A sua principal inovação é a dupla regulação (pás do rotor e palhetas do distribuidor móveis), que permite adaptar a máquina a variações bruscas de caudal mantendo rendimentos até 94%. Quando as pás do rotor são fixas, a máquina designa-se apenas por Turbina Hélice (Barbosa, 2017; *Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas*, 2010).

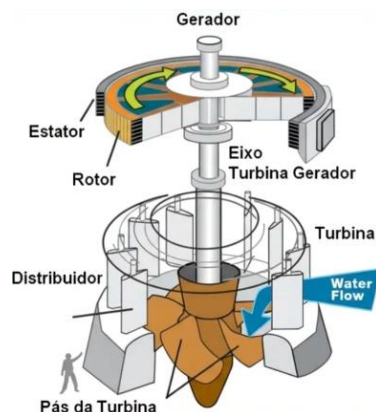


Fig. 5.4 - Esquema de uma turbina Kaplan.

5.2.2 Turbina Francis

É a tecnologia mais versátil e utilizada mundialmente. Operam com fluxo misto (radial-axial), sendo a solução ideal para gamas intermédias de queda (20 a 900 metros). A água entra radialmente através de um distribuidor e sai axialmente, permitindo uma regulação precisa e robusta. Apresentam dimensões mais compactas do que as turbinas de impulso para a mesma potência instalada, atingindo rendimentos superiores a 90% (*Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas*, 2010).

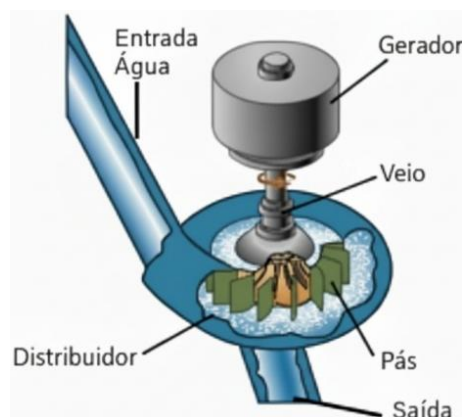


Fig. 5.5 - Esquema de uma turbina Francis.

5.3 BOMBAS A FUNCIONAR COMO TURBINAS (PAT)

Em sistemas de abastecimento de água, onde as restrições orçamentais e a facilidade de manutenção são críticas, a utilização de bombas centrífugas convencionais a operar em modo inverso, designadas por PAT (Pump as Turbine), apresenta-se como uma alternativa tecnicamente viável e economicamente competitiva face às turbinas convencionais.

O conceito baseia-se na reversibilidade das turbomáquinas: ao inverter o sentido do escoamento e a rotação, a turbomáquina, a agora a funcionar como turbina, consome a energia de pressão do fluido para gerar trabalho mecânico no eixo.

A utilização de PATs em sistemas de abastecimento de água oferece benefícios tecno-económicos assinaláveis. Do ponto de vista económico, são soluções mais acessíveis e com maior disponibilidade comercial do que as turbinas convencionais. No plano técnico, a sua natureza compacta e robusta simplifica a montagem e manutenção.

Em contrapartida, estas máquinas apresentam desvantagens operacionais: a ausência de órgãos de regulação variáveis limita a flexibilidade perante variações de caudal, afetando o rendimento máximo. Apesar disso, a menor eficiência face a turbinas dedicadas é geralmente compensada pelo baixo custo de capital (CAPEX), resultando num período de retorno do investimento mais atrativo.

5.4 COMPONENTES DO SISTEMA ELETROMECHANICO

O sistema eletromagnético constitui o núcleo da microgeração hidroelétrica, fazendo a ligação entre a turbina hidráulica e o gerador elétrico através de reguladores de velocidade, conversores de potência e proteções integradas, garantindo conversão eficiente e segura da energia potencial da água em eletricidade utilizável. Estes componentes também têm o objetivo de assegurar estabilidade operacional face à variabilidade hidrológica sazonal (caudais flutuantes), minimizando desgaste e otimizando rendimento global do sistema (Borkowski & Węgiel, 2013).

Os geradores convertem a energia mecânica (rotacional) produzida pela turbina em energia elétrica. Os geradores de corrente alterna (CA) são também designados por alternadores, gerando tensões variáveis que alternam acima e abaixo do ponto zero, produzindo assim eletricidade de corrente alternada (*Micro-Hydropower Systems*, 2004).

A regulação precisa a 50 Hz (frequência padrão europeia e portuguesa) é imperativa para a compatibilidade com a rede pública e equipamentos domésticos.

5.4.1 Geradores, Conversores e Sistemas de Excitação

Existem dois tipos de geradores de corrente alternada (CA), síncronos e assíncronos, com configurações monofásica ou trifásica. A escolha é determinada pela capacidade do sistema, tipo de carga e extensão da rede de transmissão/distribuição.

Os geradores síncronos são os habitualmente usados, sincronizando a rotação do rotor com a frequência da rede (50 Hz), exigindo excitação dedicada e manutenção mais complexa, mas oferecendo controlo preciso de tensão e fator de potência. Já os assíncronos são geralmente adequados para sistemas menores (<100 kW), devido à sua simplicidade e baixo custo. São essencialmente motores de indução operados acima da velocidade síncrona, destacam-se pela robustez, ausência de escovas e baixa manutenção, necessitando de capacitores para autoexcitação em modo isolado ou ligação à rede para magnetização (*Micro-Hydropower Systems*, 2004).

As diferenças principais entre os dois são apresentadas na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 - Comparação entre geradores síncronos e assíncronos
(*Micro-Hydropower Systems*, 2004).

Aspeto	Geradores Síncronos	Geradores Assíncronos (Indução)
Excitação	Própria (AVR/DC ou ímãs permanentes)	Induzida pela rede ou capacitores
Modo de operação	Isolado (stand-alone) ou rede	Preferencialmente com ligação à rede; quando isolado apresenta limitações
Controlo tensão/frequência	Excelente (sincronizado)	Moderado
Custo e manutenção	Mais elevado/complexa	Baixo/simples, robusto
Rendimentos	75 a 90% plena carga	65 a 75%; reduz em cargas parciais

Na microgeração hidroelétrica, as turbinas disponíveis no mercado para esta escala de potência são predominantemente vendidas em kits conjuntos com o gerador eletromecânico (turbina, gerador síncrono/assíncrono e controlador básico), facilitando a instalação e reduzindo custos de integração. Este aspeto deve ser considerado prioritário na seleção, devido aos constrangimentos técnicos da ligação da UPAC à rede, como compatibilidade de frequência (50 Hz), tensão (230/400 V), fator de potência e requisitos da Entidade Reguladora ERSE/REN para injeção na rede pública.

5.4.2 Sistemas de Controlo, Regulação de Velocidade e Proteção

O controlo numa micro-hídrica visa equilibrar a potência gerada com a potência consumida, mantendo velocidade constante, tensão e frequência estáveis (50 Hz). Em grandes centrais, recorre-se à regulação mecânica do caudal (fecho do distribuidor ou agulhas), processo lento, dispendioso e propenso a cavitação e choque hidráulico nas condutas.

Na microgeração, privilegia-se o Controlador Eletrónico de Carga (ELC - Electronic Load Controller), solução económica e rápida para sistemas sem reservatório. O ELC monitoriza a frequência do gerador e da rede interna, se o consumo das cargas úteis (UPAC) diminuir, o gerador acelera (excesso de potência hidráulica). Deteta o aumento de frequência (superior a 50 Hz) e desvia instantaneamente o excedente para cargas de lastro (resistências de aquecimento de água/ar ou baterias) via retificador, garantindo um controlo proporcional e suave. Assim, a turbina opera sempre à potência máxima disponível, preservando rotação constante sem intervenção mecânica (zero desgaste em reguladores hidráulicos), evitando sobrecarga e prolongando a vida útil do sistema. Esta abordagem é particularmente adequada a caudais variáveis sazonais, com custo inferior a soluções mecânicas (Salhi et al., 2014; Sanampudi & Kanakasabapathy, 2021).

5.5 INTEGRAÇÃO ELÉTRICA, ESQUEMAS DE LIGAÇÃO E PROTEÇÕES

A integração de uma unidade de microgeração hidroelétrica no sistema elétrico da infraestrutura adutora exige a definição rigorosa do esquema de ligação e dos sistemas de proteção, garantindo a segurança de pessoas e equipamentos, bem como a qualidade da energia.

5.5.1 Esquemas de Ligação e Configuração de UPAC

Dependendo da localização e das necessidades da instalação, podem considerar-se três arquiteturas principais de ligação (Melamu et al., 2022; Samal et al., 2026):

- UPAC Isolada: Destinada a locais sem acesso à rede pública, onde a micro-hídrica assume a responsabilidade total pela regulação de tensão e frequência. A estabilidade é tipicamente assegurada por um Controlador Eletrónico de Carga (ELC). Embora ofereça autonomia, exige maior investimento em redundância e controlo para garantir a fiabilidade do serviço.
- UPAC Ligada à Rede (RESP): É o esquema mais comum para as infraestruturas da AdDP. A unidade opera em paralelo com a rede pública, que funciona como uma "bateria virtual", absorvendo excedentes e fornecendo energia em períodos de défice de produção. Esta configuração simplifica o dimensionamento e reduz o custo nivelado de energia (LCOE).
- UPAC Híbrida com Armazenamento (Baterias): Combina a geração hídrica com baterias (tipicamente de iões de lítio) e, frequentemente, com painéis fotovoltaicos. Esta "micro-rede" utiliza a bateria como amortecedor (buffer) para suavizar flutuações de caudal ou de radiação solar, melhorando a qualidade de energia e permitindo estratégias avançadas de gestão de energia (EMS) para maximizar o autoconsumo e a autonomia local.

Na Fig. 5.6 é apresentado o esquema de funcionamento de uma UPAC híbrida ligada à rede com bateria, exemplificado com produção fotovoltaica.

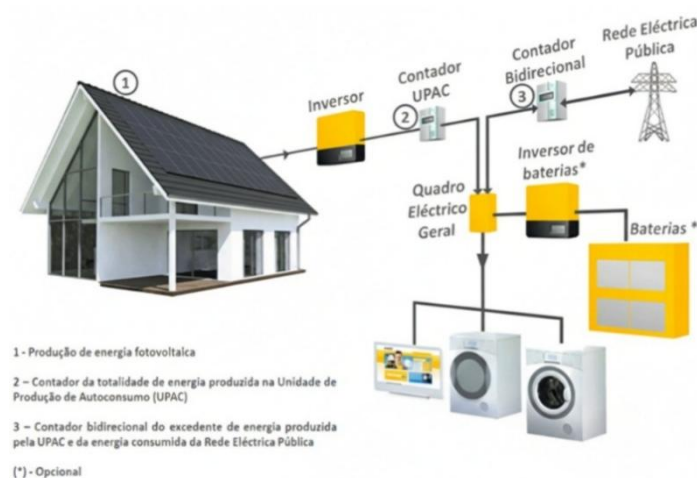


Fig. 5.6 - Esquema de funcionamento de uma UPAC híbrida.

5.5.2 Sistemas de Proteção, Segurança e Qualidade de Energia

As proteções elétricas são sistemas automáticos fundamentais para salvaguardar a integridade do gerador e da instalação contra anomalias operacionais, garantindo a conformidade com as normas da ERSE e os regulamentos técnicos da RESP (Dagar et al., 2021).

5.5.2.1 *Proteção contra Sobrecargas e Curto-circuitos:*

Implementada através de disjuntores automáticos e relés de sobrecorrente, esta proteção atua em diferentes níveis:

- Instantânea: Para falhas graves e correntes de curto-circuito, com atuação em milissegundos.
- Temporizada: Permite picos transitórios (como o arranque de motores em estações elevatórias) sem interrupções desnecessárias.
- Térmica: Protege o enrolamento do gerador contra o sobreaquecimento resultante de desequilíbrios de fase ou regimes de carga excessivos.

5.5.2.2 *Proteção contra Variações de Tensão e Frequência*

Dada a variabilidade intrínseca dos caudais turbinados, a manutenção da frequência nominal de 50 Hz é crítica para a proteção de equipamentos sensíveis (motores, variadores de velocidade e eletrónica de controlo). Relés de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência monitorizam constantemente o desvio destes parâmetros, isolando a unidade de produção sempre que os limites de segurança são ultrapassados, prevenindo danos catastróficos nos recetores elétricos da instalação (Dagar et al., 2021).

6

CARACTERIZAÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO

6.1 DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

A presente dissertação centra-se na avaliação e dimensionamento de sistemas de microgeração e hibridização em localizações estratégicas da rede adutora da Águas do Douro e Paiva (AdDP). Para o efeito, foram selecionados três locais de estudo que apresentam distintas tipologias e potenciais de exploração energética:

- Estação Elevatória (EE) de S. João de Ver;
- Estação Elevatória (EE) de S. Vicente de Louredo;
- Estação de Tratamento de Água (ETA) da Bateira.

6.1.1 Estações Elevatórias

As estações elevatórias de S. João de Ver e de S. Vicente de Louredo localizam-se nas respetivas freguesias homónimas, integradas no município de Santa Maria da Feira - um dos territórios integrados no sistema de abastecimento em "alta" da AdDP.



Aguas do Douro e Paiva - Maio 2026

2026 - Francisco Piqueiro - P6E_C002

Fig. 6.1 - Vista geral da EE de S. João de Ver.



Aguas do Douro e Paiva - Maio 2026

2026 - Francisco Piqueiro - P6E_C038

Fig. 6.2 - Vista geral da EE de S. Vicente de Louredo.

A seleção destas duas infraestruturas fundamenta-se na existência de um elevado consumo energético local associado à bombagem, em simultâneo com um potencial hídrico dissipado. Atualmente, o excesso de energia à entrada dos reservatórios destas estações é dissipado através de Válvulas Redutoras de Pressão (VRP). A implementação de um grupo gerador em paralelo, e em instalação de bypass, destas VRPs surge como uma oportunidade crucial de aumentar a eficiência energética.

Considerando que os custos operacionais do transporte de água são fortemente dominados pelo consumo elétrico dos grupos eletrobombas, a AdDP tem demonstrado um interesse estratégico na implementação de unidades de produção descentralizada. Alinhada com esta estratégia, a entidade gestora já procedeu à instalação de centrais solares fotovoltaicas nos telhados e terrenos adjacentes de ambas as estações, potenciando a criação de sistemas híbridos de produção de energia.



Fig. 6.3 - Painéis fotovoltaicos na cobertura da EE de S. João de Ver
(imagem do Google Earth do dia 10 de outubro de 2025).



Fig. 6.4 - Painéis fotovoltaicos na cobertura da EE de S. Vicente de Louredo (imagem do Google Earth do dia 10 de outubro de 2025).

Em ambas as Estações Elevatórias (EE), verifica-se a existência de espaço físico suficiente para a execução de um bypass, conforme evidenciado pelos registos fotográficos obtidos durante a visita técnica realizada em maio de 2026 e pelos respetivos desenhos em planta.

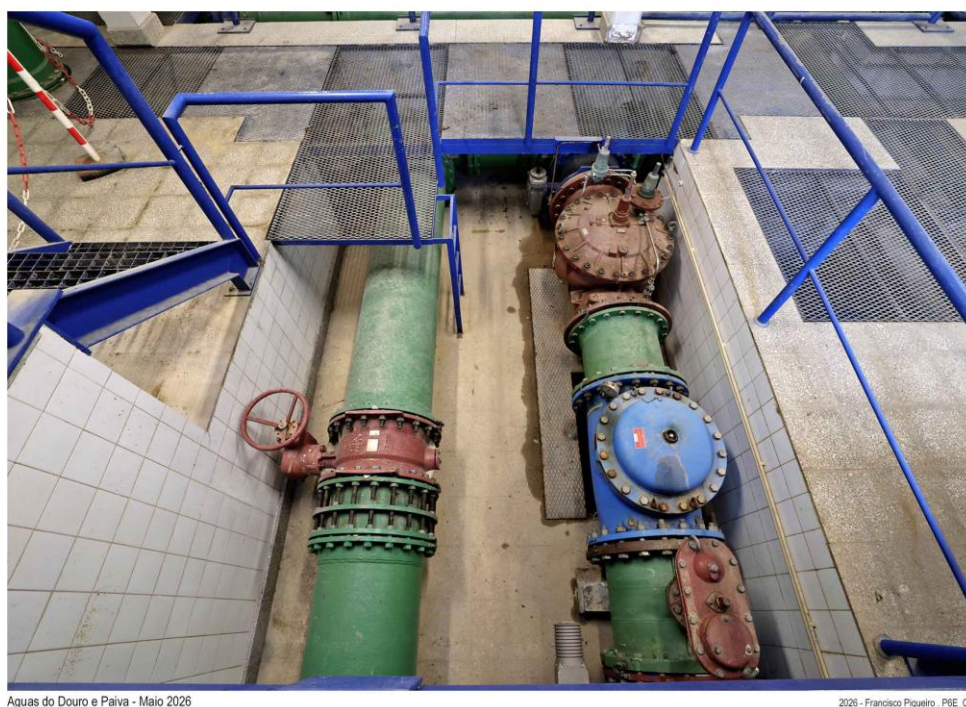


Fig. 6.5 - Registo fotográfico do ramal atual da EE de São João de Ver, com evidência para a Válvula Redutora de Pressão (VRP) existente no alinhamento da direita.

Na Fig. 6.5, é possível observar a configuração atual da infraestrutura, onde o ramal da direita tem a Válvula Redutora de Pressão (VRP) que atua como o órgão de dissipação de carga do sistema. Por sua vez, a Fig. 6.6 ilustra a proposta de reformulação do ramal da esquerda para a integração em paralelo da turbomáquina e dos seus componentes acessórios, designadamente uma válvula de seccionamento motorizada (destinada ao controlo automatizado de vazão) e uma válvula de seccionamento manual para isolamento e segurança operativa durante as ações de manutenção.

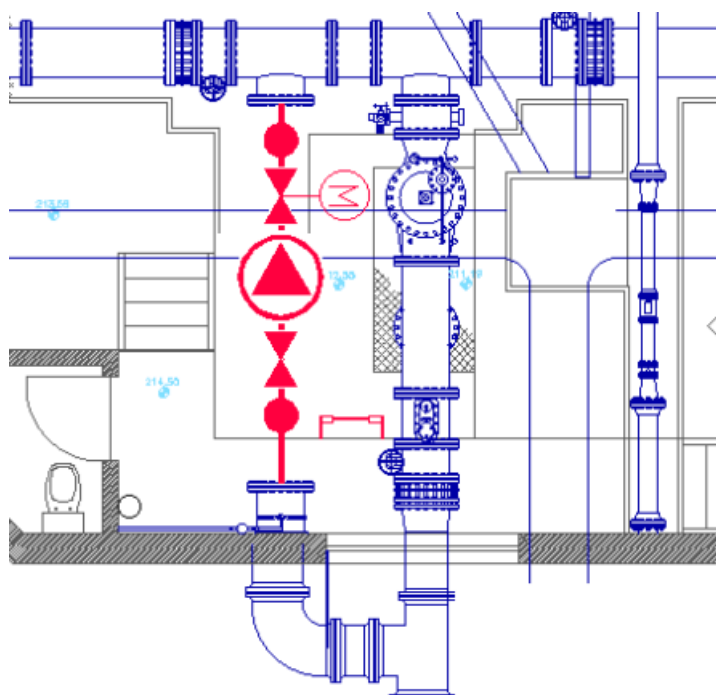


Fig. 6.6 - Desenho esquemático em planta da intervenção proposta para a EE de São João de Ver.

Na Fig. 6.7 , é possível observar a configuração atual da infraestrutura, onde se pode observar a Válvula Redutora de Pressão (VRP) que atua como o órgão de dissipação de carga do sistema. Por sua vez, a Fig. 6.8 ilustra a proposta de criação do ramal à direita para a integração em paralelo da turbomáquina e dos seus componentes acessórios, designadamente uma válvula de seccionamento motorizada (destinada ao controlo automatizado de vazão) e uma válvula de seccionamento manual para isolamento e segurança operativa durante as ações de manutenção.



Fig. 6.7 - Registo fotográfico do ramal atual da EE de São Vicente de Louredo, com especial relevo para a Válvula Redutora de Pressão (VRP).

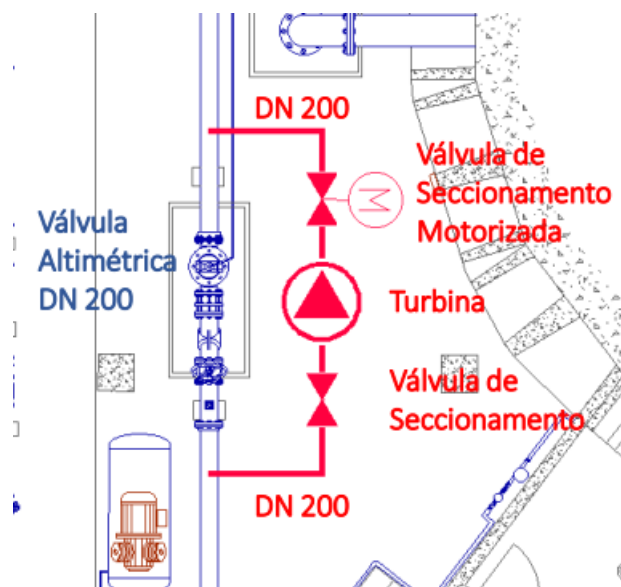


Fig. 6.8 - Desenho esquemático em planta da intervenção proposta para a EE de São Vicente de Louredo.

6.1.2 ETA da Bateira

A ETA da Bateira localiza-se na margem esquerda do rio Paiva, junto ao açude e à ponte da Bateira. Ao contrário dos casos anteriores, este aproveitamento enquadra-se na tipologia fluvial, pretendendo-se valorizar energeticamente o desnível geométrico criado pelo açude existente através da instalação de uma central mini-hídrica a fio-de-água.



Fig. 6.9 - ETA da Bateira.

Este local representa a origem de um dos principais sistemas adutores da AdDP. O processo de captação e subsequente elevação da água bruta do rio Paiva para os órgãos de tratamento da ETA exige um consumo energético massivo. A introdução de uma componente de micro-hidrogeração permitirá mitigar significativamente a dependência da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), reduzindo os custos de exploração e aumentando a sustentabilidade do ciclo urbano da água na captação.

6.2 LEVANTAMENTO E TRATAMENTO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO

Para a realização deste estudo, a Águas do Douro e Paiva facultou um conjunto abrangente de dados históricos e relatórios técnicos essenciais à modelação do potencial tecnico-económico das instalações. O inventário de informação recolhida engloba:

- Dados de Consumo Energético, em que foram fornecidos registos detalhados do consumo elétrico das três instalações (EE de S. João de Ver, EE de S. Vicente de Louredo e ETA da Bateira);
- Dados Hidráulicos das Conduitas, com séries temporais de caudais afluentes e pressões de montante registadas à entrada das estações elevatórias;
- Estudo Hidrológico especializado elaborado pela *Hidrorumo - Projecto e Gestão, S.A.* para o local da Bateira, contendo os registos de caudais históricos do rio Paiva naquele local.

6.2.1 Séries Temporais e Resolução dos Dados Hidráulicos

6.2.1.1 Estações elevatórias

Para o estudo hidráulico das estações elevatórias (EE), a AdDP disponibilizou os registos dos caudais médios diários referentes aos anos completos de 2024 e 2025. Complementarmente, de forma a analisar a variabilidade do escoamento, foram fornecidos dados com resolução temporal semi-horária (registos de 30 em 30 minutos) correspondentes a duas semanas do mesmo ano, representativas de extremos estacionais: uma em janeiro (período de inverno) e outra em agosto (período de verão). O histórico destes registos encontra-se tabulado no anexo A.1.

A partir destas séries com resolução semi-horária, determinaram-se os perfis médios diários de caudal para ambos os cenários sazonais. O cruzamento destas curvas deu origem aos perfis típicos ilustrados nos gráficos da Fig. 6.10.

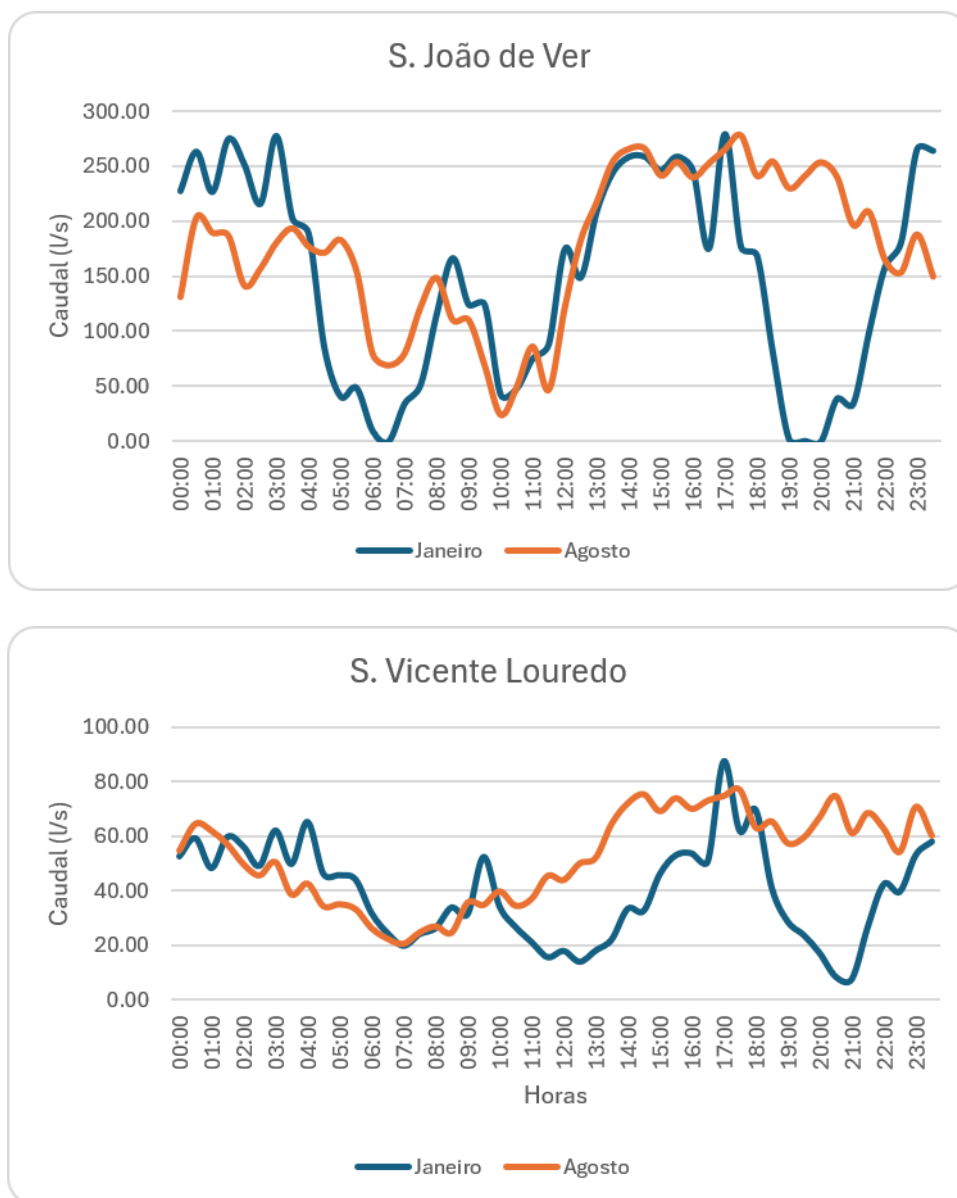


Fig. 6.10 - Perfis de médio caudal diário (janeiro vs. agosto).

No que respeita ao regime de pressões, os dados foram recolhidos em dois cenários operacionais distintos: com as VRPs totalmente encerradas (pressão estática) e sob condições de escoamento nominal. Para este último caso, registaram-se pressões correspondentes a caudais de 940 m³/h (261 l/s) na EE de S. João de Ver e de 254 m³/h (70,5 l/s) na EE de S. Vicente de Louredo.

A estimativa das perdas de carga (ΔH) e da altura útil mínima disponível foi realizada acoplando as leituras piezométricas às características geométricas da rede. Para modelar o cenário mais desfavorável (conservador) assumiu-se a cota de altura mínima no reservatório de montante e o nível máximo do reservatório de jusante de cada EE. Os resultados deste dimensionamento, que validam a adoção de quedas úteis de projeto na ordem dos 22 metros para S. João de Ver e 30 metros para S. Vicente de Louredo, encontram-se sintetizados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Parâmetros altimétricos e perdas de carga estimadas para as EE em condições nominais.

EE	Cota Reservatório Montante [m]	Cota Reservatório Jusante [m]	ΔH [m]	Altura Mínima Disponível [m]
S. João de Ver	245.0	219.0	3.30	22.70
S. Vicente de Louredo	257.6	210.8	9.42	37.38

Importa ressaltar que estes parâmetros macroscópicos estão sujeitos a flutuações operacionais decorrentes da própria dinâmica da rede adutora, onde a variabilidade instantânea do caudal e da pressão induz oscilações no ponto de funcionamento e, conseqüentemente, no rendimento instantâneo da turbomáquina. Deste modo, os valores apresentados não têm um carácter determinístico absoluto, configurando apenas dados de referência e dimensionamento base para a seleção e especificação técnica dos materiais e equipamentos eletromecânicos.

6.2.1.2 Açude da Bateira

No caso do aproveitamento fluvial previsto para a ETA da Bateira, a modelação do potencial hídrico baseou-se no estudo hidrológico detalhado elaborado pela *Hidrorumo - Projecto e Gestão, S.A.* Para o efeito, utilizou-se a série histórica de afluições médias mensais (expressas em 10^6 m^3) registadas num período de 52 anos, compreendido entre 1946 e 1998.

Estes volumes mensais foram matematicamente convertidos em caudais médios mensais (m^3/s), permitindo a posterior construção da curva de caudais classificados (ilustrada no Fig. 6.11). Através da análise desta curva identificou-se o caudal que é igualado ou excedido durante 80% do período em análise (Q_{80}), o qual estabelece o caudal de referência regulamentar para a exploração, fixando um valor de $2.54 \text{ m}^3/\text{s}$.

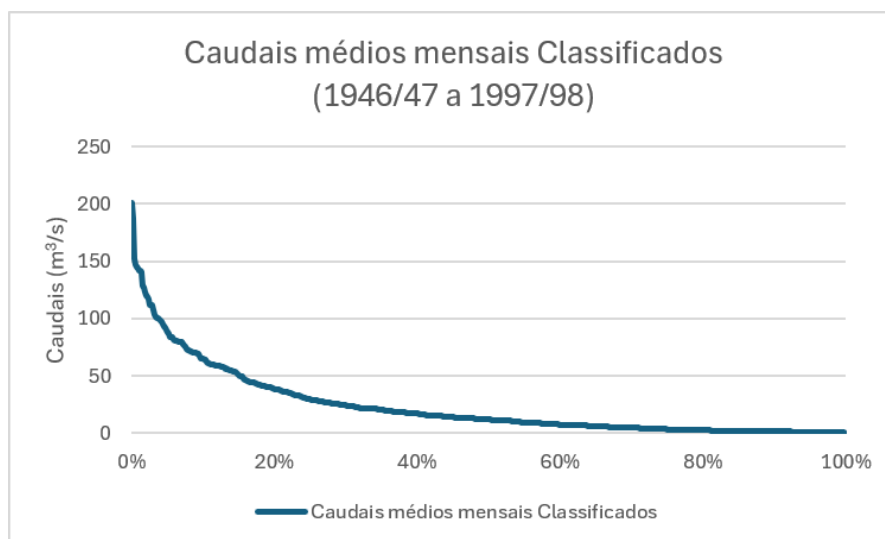


Fig. 6.11 - Curva de caudais classificados (permanência) para o rio Paiva, na Ponte da Bateira.

No que diz respeito à energia potencial, o açude existente apresenta um desnível geométrico de cerca de 3,5 metros, conforme ilustrado no perfil esquemático da Fig. 6.12. Deduzindo as perdas de carga contínuas e localizadas estimadas para o circuito hidráulico de adução e restituição, fixou-se a altura de queda útil (H_u) em 3,0 metros para o dimensionamento do grupo gerador.

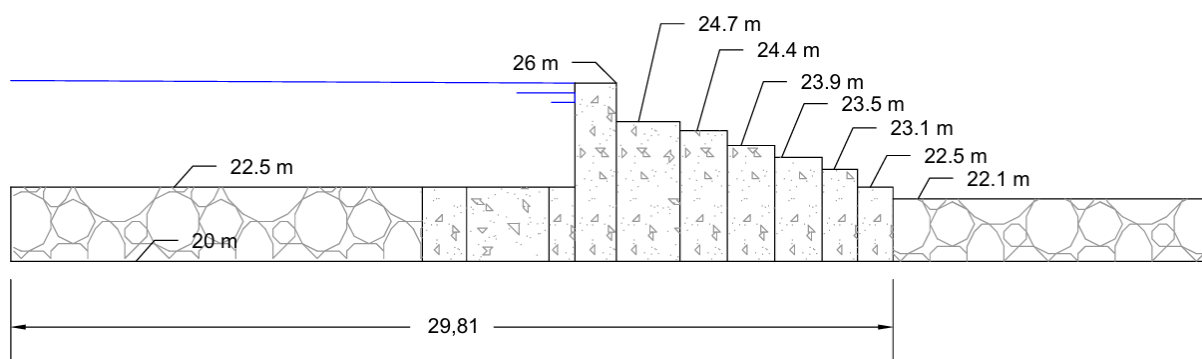


Fig. 6.12 - Perfil esquemático do açude da Bateira.

6.2.2 Caracterização dos Perfis de Consumo Energético Local

Para além da componente hidráulica, a AdDP facultou os registos históricos de consumo energético das três instalações em estudo, referentes ao ano completo de 2025, com uma resolução quarto-horária (passo de 15 minutos). A cada registo de consumo foi indexado o respetivo período tarifário, Ponta, Cheias, Vazio Normal e Super Vazio, em estrita conformidade com o ciclo horário semanal estabelecido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para Portugal Continental, conforme ilustrado na Fig. 6.13 (*Tarifas e preços - eletricidade - ERSE, s.d.*).



Fig. 6.13 - Ciclos horários de entrega de energia elétrica em Média Tensão (ERSE).

O mapeamento dos custos associados ao fornecimento elétrico baseou-se na estrutura tarifária em vigor a partir de 1 de janeiro de 2025, disponibilizada pela ERSE. Dado o perfil das infraestruturas da AdDP, consideraram-se os valores estipulados na Tarifa a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso (CUR) no âmbito do fornecimento supletivo para clientes em Média Tensão (MT). Adicionalmente, de forma a acautelar o cenário de autoconsumo partilhado ou com recurso à rede pública, integraram-se as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) do Autoconsumo através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), sem isenção de encargos de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

O custo totalizado do kWh que incide sobre a operação da AdDP resulta do somatório destas parcelas, encontrando-se discriminado por período horário na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Estrutura de custos da energia elétrica em MT para o ano económico de 2025.

Período	Preço de Venda a Clientes em MT	Tarifa de Acesso ao RESP em MT	Total
Ponta	0.1226	0.0179	0.1405
Cheia	0.1137	0.0161	0.1298
Vazio	0.0946	0.0129	0.1075
Supervazio	0.0865	0.0114	0.0979

A integração das séries quarto-horárias de consumo com a matriz tarifária permitiu quantificar com precisão o balanço energético anual e os correspondentes encargos financeiros suportados pela AdDP em cada uma das localizações. Os resultados agregados para o ano de 2025 encontram-se sintetizados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3 - Balanço anual de consumo energético e encargos financeiros associados (ano de 2025).

Local	Consumo Energético Total [MWh/ano]	Encargo Financeiro Anual [EUR/ano]
S. João de Ver	1867.93	228 532.19 €
S. Vicente de Lourido	2152.30	262 146.13 €
Ponte da Bateira	7958.98	958 555.53 €

7

METODOLOGIA

7.1 DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS PARA O CASO DE ESTUDO

O dimensionamento dos grupos turbogeradores baseia-se nos parâmetros hidráulicos nominais fixados no capítulo anterior - caudal de projeto (Q_i) e altura de queda útil (H_u). O objetivo principal consiste em determinar a potência elétrica potencial a extrair em cada alinhamento e selecionar a tipologia de turbomáquina mais adequada face às especificidades operacionais de cada infraestrutura. No caso das EE, fez-se um pedido à *PowerTurbines* para fornecer os catálogos das suas PATs com as suas características bem como a curva de eficiência. No caso da ETA da Bateira, recorreu-se à *Ossberger*.

7.1.1 EE São João de Ver

Para a EE de S. João de Ver, os parâmetros nominais de dimensionamento fixaram um caudal de projeto (Q_i) de 260 l/s e uma altura útil de 22 metros. Em articulação com o fabricante especializado *PowerTurbines*, identificaram-se dois modelos comerciais com janelas de operação compatíveis com os requisitos do sistema: a Line 250-B e a Line R 300-J.



Fig. 7.1 - Modelo Line *PowerTurbines*.

As características nominais de funcionamento de cada modelo apresentam as seguintes especificações:

- Modelo Line 250-H: Projetado para um caudal de rendimento máximo de 260 l/s sob uma altura manométrica de 24.5 metros;
- Modelo Line R 300-J: Projetado para um caudal de rendimento máximo de 350 l/s sob uma altura manométrica de 20 metros.

O comportamento hidráulico e a variação do rendimento destas turbomáquinas face às flutuações de caudal são regidos pelas respetivas curvas de eficiência fornecidas pelo fabricante, as quais se encontram ilustradas na Fig. 7.2 e Fig. 7.3. Adicionalmente, estes gráficos representam a curva característica da altura manométrica (ou perda de carga útil) induzida pela turbomáquina no escoamento em função do caudal. Esta diferença corresponde à altura de queda útil (H_u) considerada na expressão analítica para o cálculo da potência elétrica gerada pelo sistema.

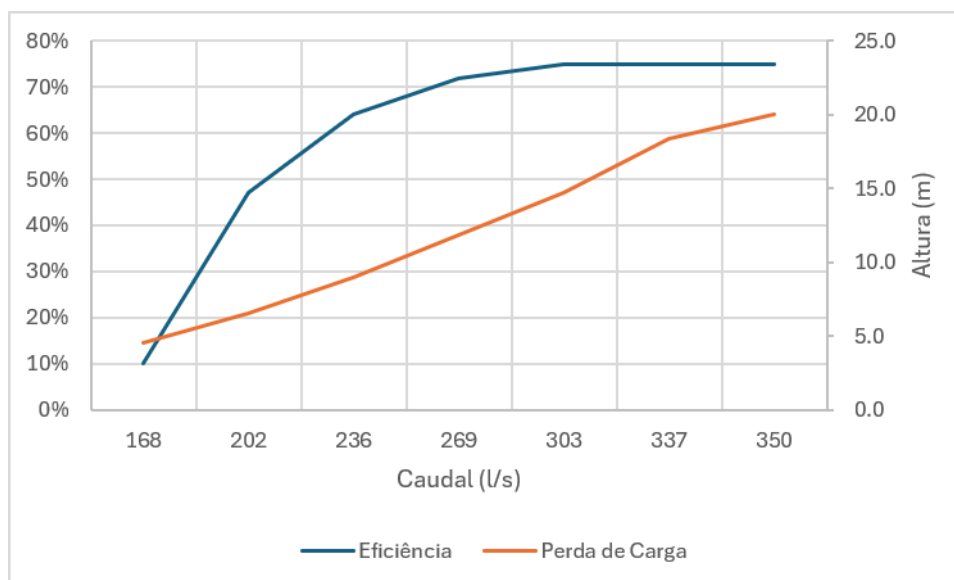


Fig. 7.2 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line 250-H.

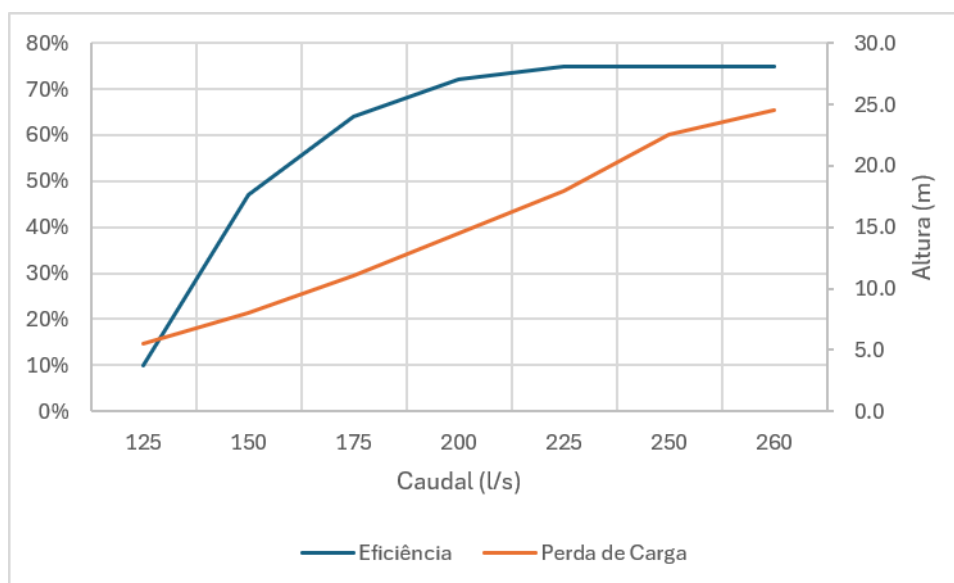


Fig. 7.3 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line R 300-J.

A análise destas curvas é fundamental para o processo de otimização, uma vez que permite avaliar qual dos modelos apresenta o melhor desempenho energético (maior área sob a curva de rendimento) para o regime de caudais semi-horários registados nesta estação elevatória.

7.1.2 EE São Vicente de Louredo

Para a EE de S. Vicente de Louredo, os parâmetros nominais de dimensionamento fixaram um caudal de projeto (Q_i) de 71 l/s e uma altura útil de 37.38 metros. Em articulação com o fabricante especializado PowerTurbines, identificaram-se dois modelos comerciais com janelas de operação compatíveis com os requisitos do sistema: a Line 100-B e a Line 120-B.

As características nominais de funcionamento de cada modelo apresentam as seguintes especificações:

- Modelo Line 100-B: Projetado para um caudal de rendimento máximo de 60 l/s sob uma altura manométrica de 25.5 metros;
- Modelo Line 125-B: Projetado para um caudal de rendimento máximo de 85 l/s sob uma altura manométrica 30 metros.

O comportamento hidráulico e a variação do rendimento destas turbomáquinas face às flutuações de caudal são regidos pelas respetivas curvas de eficiência fornecidas pelo fabricante, as quais se encontram ilustradas na Fig. 7.4 e Fig. 7.5. Adicionalmente, estes gráficos representam a curva característica da altura manométrica (ou perda de carga útil) induzida pela turbomáquina no escoamento em função do caudal. Esta diferença corresponde à altura de queda útil (H_u) considerada na expressão analítica para o cálculo da potência elétrica gerada pelo sistema.

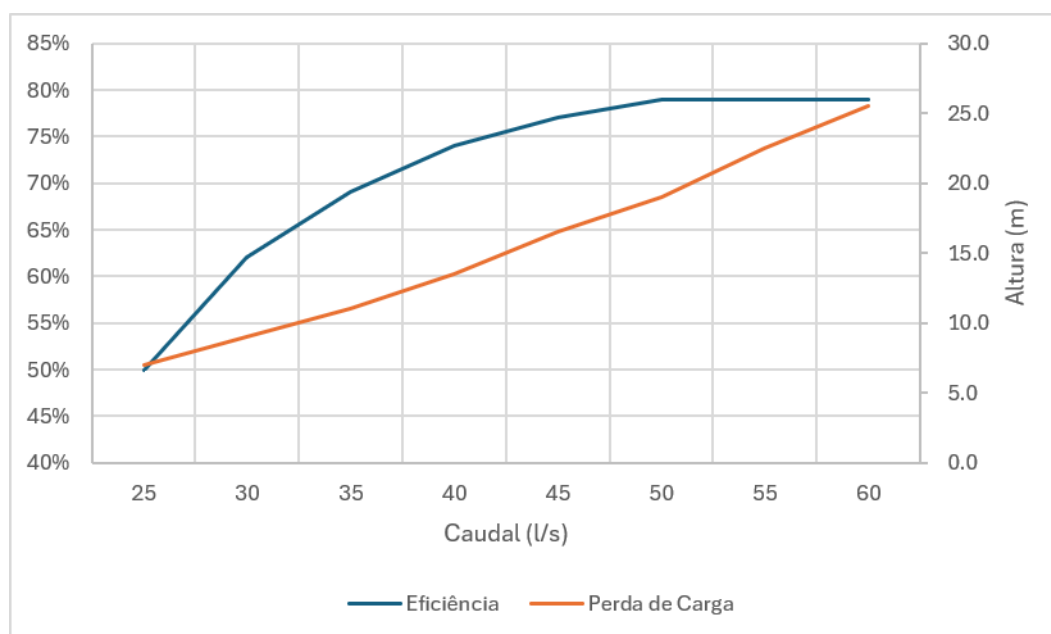


Fig. 7.4 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line 100-B.

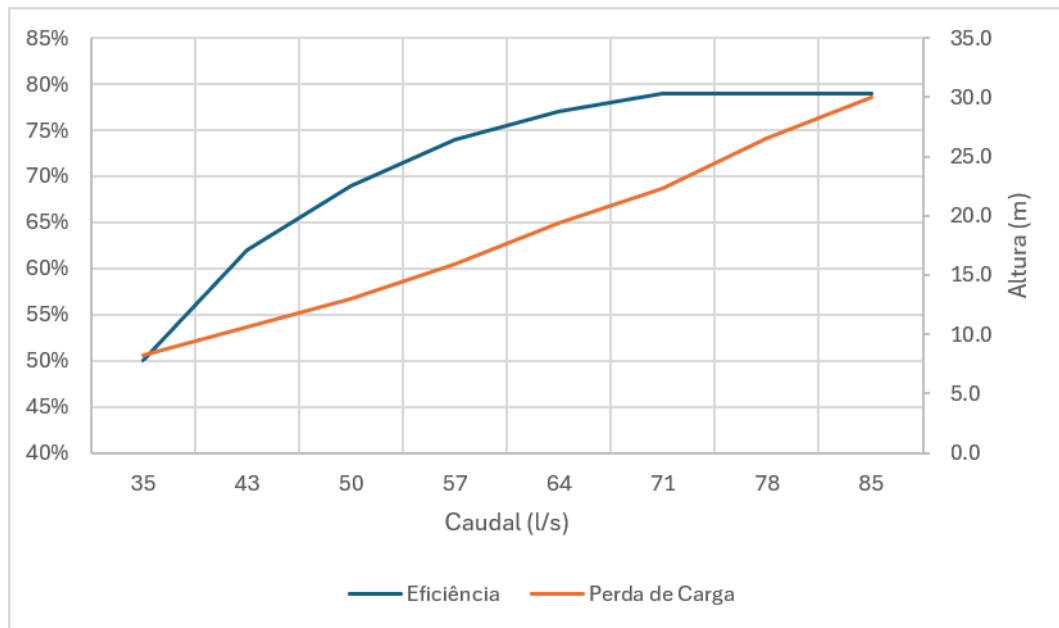


Fig. 7.5 - Curva de eficiência e campo de operação do modelo Line 125-B.

A análise destas curvas é fundamental para o processo de otimização, uma vez que permite avaliar qual dos modelos apresenta o melhor desempenho energético (maior área sob a curva de rendimento) para o regime de caudais semi-horários registados nesta estação elevatória.

7.1.3 ETA da Bateira

A estratégia de conversão energética para a ETA da Bateira difere substancialmente das abordagens delineadas para as estações elevatórias, uma vez que se trata de um aproveitamento micro-hídrico a fio-de-água implantado junto a um açude fluvial. Conforme fundamentado no capítulo anterior, os parâmetros de dimensionamento fixam um caudal de projeto (Q_{80}) de 2,54 m³/s e uma altura de queda útil de 3,0 metros.

Tendo em conta a matriz de seleção de turbomáquinas apresentada no Capítulo 5, validou-se que a tecnologia do tipo *Kaplan* constitui a solução tecnicamente mais adequada para este alinhamento, dada a conjugação de uma baixa queda com um caudal moderado a elevado. Com o intuito de especificar o equipamento e obter as respetivas componentes orçamentais, consultou-se o catálogo do fabricante especializado *Ossberger*.

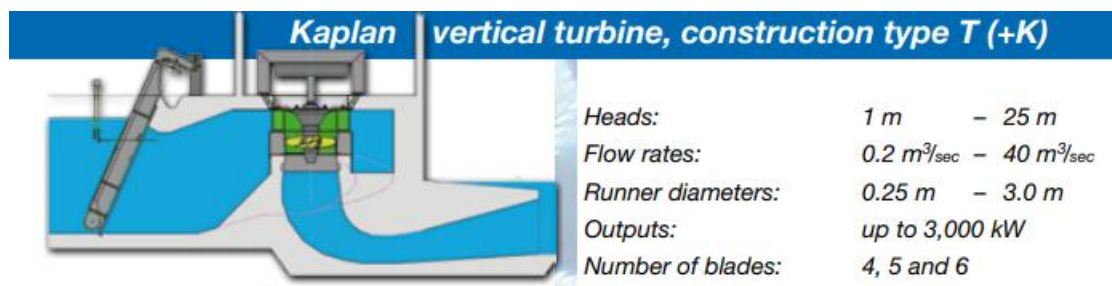


Fig. 7.6 - Turbina Kaplan.

A solução selecionada corresponde a uma turbina *Kaplan vertical turbine, construction type K*. Em termos de arquitetura mecânica, este modelo caracteriza-se por apresentar uma admissão e descarga deslocada (displaced), admitindo uma configuração flexível do rotor com 4, 5 ou 6 pás e um sistema de transmissão por correia (belt drive). Os limites operativos e de potência que regem o fabrico e aplicação desta gama encontram-se sintetizados na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 - Limites Operacionais (Hidráulicos e de Potência).

Parâmetro	Valor Mínimo	Valor Máximo
Altura de queda [m]	1	12
Diâmetro do rotor [m]	0.25	0.90
Caudal [m ³ /s]	0.2	5.3
Potência de saída [kW]	10	500

7.2 MODELO DE ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA ANUAL

Após a seleção e caracterização nominal dos equipamentos, procedeu-se ao desenvolvimento dos modelos matemáticos para a simulação e estimativa do potencial de geração de energia elétrica anual. Face à natureza distinta dos dados disponíveis e dos regimes de operação, estruturaram-se duas abordagens complementares (Método 1 e Método 2) para as estações elevatórias (EE), e um modelo específico para o aproveitamento fluvial a fio-de-água na ETA da Bateira.

7.2.1 Método 1: Extrapolação Baseada em Séries de caudais Semi-Horários Sazonais

O primeiro método baseia-se na integração numérica das séries temporais de caudal com resolução semi-horária (registos a cada 30 minutos), correspondentes às semanas de extremos sazonais de janeiro (inverno) e agosto (verão). O algoritmo quantifica a energia que teria sido gerada nestes períodos caso os grupos turbogeradores estivessem em operação, servindo de base para a extrapolação da produção anual.

O modelo ainda impõe restrições operacionais associadas aos limites de caudal: o caudal mínimo (Q_{min}) e o caudal máximo de dimensionamento (Q_{max}). O algoritmo atua de acordo com as seguintes condições de restrição hidráulica para o caudal turbinável (Q_t):

$$Q_t = \begin{cases} 0, & \text{se } Q < Q_{min} \\ Q, & \text{se } Q_{min} \leq Q \leq Q_{max} \\ Q_{max}, & \text{se } Q > Q_{max} \end{cases} \quad (7.1)$$

Para cada intervalo de tempo ($\Delta t = 0.5$ h), o caudal turbinável (Q_t) é cruzado com a respetiva curva de rendimento do fabricante ($\eta_t = f(Q_t)$) e altura ($H = f(Q_t)$), determinando-se a potência elétrica média instantânea ($P_{e,i}$) através da equação:

$$P_{e,i} = \rho \times g \times Q_t \times H(Q_t) \times \eta(Q_t) \quad (7.2)$$

A energia útil produzida em cada intervalo (E_i) e a energia total acumulada nas semanas em análise (E_{sem}) são obtidas por:

$$E_i = P_{e,i} \times \Delta t \quad (7.3)$$

$$E_{sem} = \sum_{i=1}^n E_i \quad (7.4)$$

A partir destes registos, determinou-se o tempo total acumulado de operação equivalente para o período de duas semanas ($t_{2 \text{ semanas}}$). Este indicador foi obtido através do quociente entre o somatório da energia útil gerada ($\sum E_{\text{útil},i}$) e a potência elétrica média do sistema ($P_{e,\text{méd}}$). Consequentemente, o número médio de horas de funcionamento diário (t_{dia}) foi deduzido dividindo o tempo total pelos 14 dias de amostragem, conforme mostra a seguinte equação:

$$t_{\text{dia}} = \frac{t_{2 \text{ semanas}}}{14} = \frac{\left(\frac{\sum E_{\text{útil},i}}{P_{e,\text{méd}}} \right)}{14} \quad (7.5)$$

Com base neste valor diário, realizou-se a extrapolação linear para a estimativa da energia útil anual produzida ($E_{\text{útil/ano}}$) em cada estação elevatória. Para tal, multiplicou-se a potência média instantânea pelo número de horas diárias equivalente e pelos dias do ano (365 dias), de acordo com a seguinte equação:

$$E_{\text{útil/ano}} = P_{e,\text{méd}} \cdot t_{\text{dia}} \cdot 365 \quad (7.6)$$

De forma a aproveitar o caudal afluente inferior ao mínimo ($Q < Q_{\text{mín}}$), introduziu-se uma premissa de gestão hidráulica. Assumiu-se que o escoamento em direção à EE seria temporariamente interrompido a montante, retendo o volume no reservatório de montante até que se atinja a massa de água suficiente para garantir a operação contínua do grupo gerador ao caudal mínimo ($Q_{\text{mín}}$). Este princípio de funcionamento viabiliza o aproveitamento energético de volumes de água que seriam dissipados sem produção de energia.

7.2.2 Método 2: Modelo Baseado em Volumes Diários e Otimização Operacional

O segundo método assenta na análise macroscópica dos volumes diários registados na rede. Utilizando o histórico de exploração, determinou-se o volume médio diário ($V_{\text{méd}}$) que afluente a cada instalação. Ao contrário da abordagem anterior, este modelo assume que a turbina opera em regime estacionário fixada no seu Ponto de Eficiência Máxima (Best Efficiency Point - BEP), onde o rendimento (η_{BEP}) e o caudal nominal (Q_{BEP}) são ótimos e constantes.

O número de horas diárias de operação efetiva da turbina (t_{op}) é deduzido em função do volume disponível:

$$t_{op} = \frac{V_{méd\ diário}}{Q_{BEP} \times 3.6} \quad (7.7)$$

Consequentemente, a energia diária gerada é calculada de forma direta pela expressão:

$$E_{diária} = P_{e,BEP} \times t_{op} = (\rho \times g \times Q_{BEP} \times H \times \eta_{BEP}) \times t_{op} \quad (7.8)$$

Este método fundamenta-se nas diretrizes estratégicas transmitidas pelo departamento de engenharia da Águas do Douro e Paiva. Atualmente, a operação dos reservatórios do sistema adutor rege-se estritamente por critérios de garantia de abastecimento hídrico (manutenção de níveis de segurança), sem incluir medidas de eficiência energética.

A introdução dos grupos turbogeradores atuará como um catalisador para uma nova filosofia de gestão e exploração da rede. A flexibilidade volumétrica dos reservatórios passará a ser gerida de modo a maximizar o período de funcionamento das turbinas, concentrando a operação preferencialmente nos períodos tarifários de Ponta e Cheias, janelas temporais em que o custo da energia evitada da rede é significativamente mais elevado.

7.2.3 Central Micro-hídrica da ETA da Bateira

Dada a natureza contínua e a exploração em regime fio-de-água do aproveitamento fluvial na ETA da Bateira, o modelo de estimativa energética assume uma formulação simplificada em regime permanente. O potencial de produção anual é condicionado diretamente pela curva de permanência de caudais e pelo desnível útil do açude.

A potência elétrica nominal disponível (P_e) é calculada considerando o caudal instalado de projeto ($Q_i = 2.54 \text{ m}^3/\text{s}$), a altura de queda líquida ($H = 3.0 \text{ m}$) e o rendimento global ponderado do conjunto Kaplan-Gerador ($\eta_g = 89\%$):

$$P_e = \rho \cdot g \cdot Q_i \cdot H \cdot \eta_g \quad (7.9)$$

Considerando o fator de disponibilidade do recurso hídrico no rio Paiva obtido a partir do estudo hidrológico, e deduzindo as paragens programadas para manutenção preventiva dos órgãos mecânicos, estimou-se o número de horas equivalentes de operação anual à potência nominal (t_{anual}). A energia anual líquida injetada na instalação (E_{anual}) é expressa por:

$$E_{anual} = P_e \cdot t_{anual} \quad (7.10)$$

Neste caso, considera-se que o número de horas de operação anual equivalente a 80% do ano, igual ao caudal de dimensionamento. Fica excluído o caudal menor que o Q_{80} , mas maior que o caudal mínimo turbinável e também nas épocas do ano em que o caudal do rio é excessivo e em que por afogamento, o sistema sairá de funcionamento.

Ao contrário dos modelos aplicados às estações elevatórias, o período de disponibilidade do recurso hídrico no rio Paiva foi deduzido diretamente a partir da curva de caudais classificados obtida no estudo hidrológico. Para o cálculo do tempo efetivo de operação equivalente (t_{anual}), assumiu-se que a central opera à potência nominal durante o período em que o caudal afluente é igual ou superior ao caudal de projeto ($Q \geq Q_{80}$), o que equivale a 80% do ano (aproximadamente 7 008 horas).

7.3 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE FINANCEIRA

A viabilidade financeira dos sistemas foi feita através de indicadores financeiros padrão, considerando custos de investimento iniciais, receitas de produção energética e custos operacionais ao longo de um horizonte de 25 anos, alinhado com a vida útil típica dos equipamentos.

7.3.1 Custo de Investimento (CAPEX)

O custo de investimento inicial (*CAPEX*) reflete o esforço financeiro total para a aquisição, construção e colocação em serviço de todos os sistemas. Dadas as diferenças entre os aproveitamentos em linha (estações elevatórias) e a fio-de-água (ETA da Bateira), o investimento foi agregado nas seguintes componentes:

- Grupo Turbogenerador e Equipamentos Associados: Aquisição da máquina principal (PAT ou Turbina Kaplan), geradores, inversores de rede, quadros elétricos de potência e proteção, inversores de frequência e resistências de dissipação térmica;
- Circuitos Hidráulicos e Órgãos de Controle: Tubagens e condutas de derivação (bypass), juntas de desmontagem, válvulas de corte, seccionamento e regulação. No caso da ETA da Bateira, inclui também comportas de admissão, grades e limpa-grades;
- Construção Civil e Infraestruturas: Nas estações elevatórias, engloba maciços de amarração, furações, ventilação e acessos. Na ETA da Bateira, integra a execução das câmaras de adução e descarga, valas, muros de suporte, enrocamentos e trabalhos de desvio do escoamento (ensecadeiras);
- Instalações Elétricas, Automação e Programação: Cablagens e interligações elétricas até à rede interna da UPAC, instrumentação (sensores de caudal, pressão e nível), autômatos programáveis (PLC), sistemas de supervisão (SCADA) e o desenvolvimento do algoritmo de controle;
- Trabalhos Acessórios, Complementares e Contingências: Margem de segurança financeira de 10% aplicada sobre o somatório das componentes anteriores, destinada a cobrir imprevistos de obra ou desvios de fornecimento.

7.3.2 Custos de Operação e Manutenção (OPEX)

Os custos operacionais, ou Operational Expenditure (*OPEX*), representam os encargos anuais reiterados necessários para garantir a fiabilidade, segurança e continuidade de exploração dos sistemas de microgeração ao longo do horizonte do projeto.

Face à fiabilidade dos equipamentos selecionados e à tipologia de exploração automatizada, o *OPEX* anual foi projetado com base em critérios de referência do setor, sendo estimado num valor fixo, no caso das EE correspondente a 2% do investimento inicial em equipamento (*CAPEX*) e na ETA da Bateira de 1%. Esta verba destina-se a cobrir as intervenções de manutenção preventiva (lubrificação, calibração de sensores e inspeções mecânicas periódicas), contratos de assistência técnica do fabricante, seguros de exploração e a constituição de um fundo de maneoio para manutenção corretiva pontual.

7.3.3 Análise do Retorno do Investimento

A avaliação da viabilidade financeira e do risco associado aos investimentos assenta na projeção dos fluxos de caixa líquidos anuais (CF_t), deduzidos da diferença entre as receitas geradas (poupança direta na fatura elétrica pela energia autoproduzida ou receita de venda à rede) e os custos operacionais ($OPEX$). O comportamento económico do projeto é regido por três indicadores fundamentais:

7.3.3.1 Valor atual líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido (VAL) consiste na soma de todos os fluxos de caixa anuais atualizados ao ano zero, deduzidos do investimento inicial ($CAPEX$). Permite quantificar a riqueza líquida incremental criada pelo projeto à taxa de atualização de referência, sendo expresso na seguinte expressão:

$$VAL = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (7.11)$$

Em que r representa a taxa de atualização (4%) de referência adotada e n o horizonte temporal do estudo (25 anos). Um projeto é considerado financeiramente viável se apresentar um $VAL > 0$, indicando que o investimento recupera o capital e gera valor extra.

7.3.3.2 Taxa interna de retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) define-se como a taxa de desconto implícita que anula o Valor Atual Líquido do projeto ($VAL = 0$), conforme estabelecido na seguinte expressão:

$$-CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (7.12)$$

A TIR reflete a rentabilidade percentual intrínseca do investimento. Para que o projeto seja economicamente atrativo para a Águas do Douro e Paiva, a TIR obtida deve ser superior à taxa de atualização mínima exigida para o projeto ($TIR > r$).

7.3.3.3 Período de retorno

O Período de Retorno (Payback Descontado) determina o horizonte temporal, em anos, necessário para que as poupanças acumuladas e devidamente atualizadas compensem integralmente o esforço financeiro do *CAPEX*. Ao contrário do método simples, esta abordagem pondera o valor do dinheiro no tempo, sendo calculada através da seguinte expressão:

$$\sum_{t=1}^{Payback} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = CAPEX \quad (7.13)$$

Este indicador é crucial para a análise de risco, permitindo identificar o momento exato a partir do qual o projeto cessa o período de amortização e passa a gerar benefício financeiro líquido acumulado.

7.3.4 Considerações sobre Financiamento e Mitigação de Risco

Embora não tenham sido contabilizados formalmente nos modelos base de viabilidade financeira, importa salientar que, à data de desenvolvimento desta dissertação, vigoram diversos mecanismos de incentivo e programas de financiamento público orientados para a transição energética e sustentabilidade do setor da água. Instrumentos integrados no Portugal 2030, tais como o Programa Sustentável 2030 (focado no Ciclo Urbano da Água em alta) ou os Programas Regionais descentralizados, como o Norte 2030, disponibilizam avisos de abertura específicos com taxas de cofinanciamento a fundo perdido significativas para investimentos em microgeração e eficiência operacional. Na prática, a eventual elegibilidade e submissão de candidaturas a estes fundos europeus atuará como um mitigador de risco célere, ao reduzir substancialmente o *CAPEX* efetivamente suportado pela AdDP, alavancando de forma direta o Valor Atual Líquido (*VAL*) e encurtando o período de retorno do investimento (Payback).

8

RESULTADOS

8.1 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO ENERGÉTICA

As matrizes de cálculo detalhadas, caracterizadas pela resolução semi-horária e aplicadas ao período amostral de duas semanas, encontram-se tabeladas nos anexos A.2 e A.3 para ambas as estações elevatórias sob análise.

8.1.1 EE São João de Ver

Os cenários de produção energética para a EE de São João de Ver foram estruturados com base nos modelos comerciais Line R 300-J e Line 250-H. Os limites de operação associados a cada turbomáquina encontram-se sintetizados na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 - Condições Operacionais S. João de Ver.

Condições Operacionais	Line R 300-J	Line 250-H
Altura manométrica ótima, H [m]	20.0	24.5
Altura manométrica mínima, H_{min} [m]	6.5	8.0
Caudal mínimo turbinável, Q_{min} (l/s)	210	130
Caudal máximo turbinável, Q_{max} (l/s)	350	260

Com o recurso ao modelo desenvolvido, tornou-se possível efetuar uma análise comparativa entre as duas turbinas nos diferentes métodos de estimativa. Através deste procedimento, estabeleceu-se que, para a Estação Elevatória de São João de Ver, o modelo Line 250-H configura a solução tecnicamente mais adequada e eficiente. Esta escolha justifica-se por esta ser mais adequada ao regime de caudais aduzidos característicos desta infraestrutura, maximizando quer a taxa de aproveitamento do recurso hídrico, quer a rentabilidade financeira.

No âmbito do Método 1, a integração numérica com resolução semi-horária da energia útil gerada ao longo do período amostral de duas semanas totalizou 6 661.19 kWh. Este desempenho associou-se a um caudal médio afluyente de 275.01 l/s. Com estes valores e com a curva de rendimento do fabricante, deduziu-se um tempo médio de operação equivalente de 9.6 h/dia, correspondendo a uma produtividade anual base de 173.67 MWh/ano.

Adicionalmente, quantificou-se o volume acumulado que escoou abaixo do limite mínimo técnico ($Q < Q_{\min}$), perfazendo um total de 39 877 m³. Ao aplicar esta estratégia de otimização operacional por ciclos, este volume armazenado e turbinado ao caudal mínimo técnico garantiu cerca de 3.8 h/dia adicionais de funcionamento. Esta melhoria introduz um ganho de 10.62 MWh/ano, elevando o potencial de geração total do Método 1 para 184.29 MWh/ano.

Relativamente ao Método 2, o modelo estatístico tomou como base o volume médio diário afluyente extraído do histórico de exploração dos anos 2024 e 2025, fixado em 13 154.02 m³/dia. Assumindo a operação contínua e estacionária da turbina no seu Ponto de Eficiência Máxima ($Q_{\text{BEP}} = 260$ l/s), estimou-se um período de funcionamento estável de 14.05 h/dia. Sob estas condições de rendimento ótimo constante, a estimativa de produção anual líquida fixa-se em 240.41 MWh/ano.

8.1.2 EE São Vicente de Louredo

Os cenários de produção energética para a EE de São Vicente de Louredo foram estruturados com base nos modelos comerciais Line 125-B e Line 100-B. Os respetivos limites operativos associados a cada turbomáquina encontram-se sintetizados na Tabela 8.2.

Tabela 8.2 - Condições Operacionais S. Vicente de Louredo.

Condições Operacionais	Método 1 (Line 125-B)	Método 2 (Line 100-B)
Altura manométrica, H [m]	30	25.5
Altura manométrica mínima, H_{min} [m]	10.5	9.0
Caudal mínimo turbinável, Q_{min} (l/s)	42.5	30
Caudal máximo turbinável, Q_{max} (l/s)	85	60

Com o recurso ao modelo desenvolvido, tornou-se possível efetuar uma análise comparativa entre as duas turbinas nos diferentes métodos de estimativa. Através deste procedimento, estabeleceu-se que, para a Estação Elevatória de São Vicente de Louredo, o modelo Line 100-H configura a solução tecnicamente mais adequada e eficiente. Esta escolha justifica-se por esta ser mais adequada ao regime de caudais aduzidos característicos desta infraestrutura, maximizando quer a taxa de aproveitamento do recurso hídrico, quer a rentabilidade financeira.

No âmbito do Método 1, a integração numérica com resolução semi-horária da energia útil gerada ao longo do período amostral de duas semanas totalizou 2 465.79 kWh. Este desempenho associou-se a um caudal médio afluente de 61.91 l/s. Com estes valores e com a curva de rendimento do fabricante, deduziu-se um tempo médio de operação equivalente de 14.4 h/dia, correspondendo a uma produtividade anual base de 64.29 MWh/ano.

Adicionalmente, quantificou-se o volume acumulado que escoou abaixo do limite mínimo técnico ($Q < Q_{min}$), perfazendo um total de 4 284 m³. Ao aplicar esta estratégia de otimização operacional por ciclos, este volume armazenado e turbinado ao caudal mínimo técnico garantiu cerca de 2.8 h/dia adicionais de funcionamento. Esta melhoria introduz um ganho de 2.79 MWh/ano, elevando o potencial de geração total do Método 1 para 67.07 MWh/ano.

Relativamente ao Método 2, o modelo estatístico tomou como base o volume médio diário afluente extraído do histórico de exploração dos anos 2024 e 2025, fixado em 3 626.17m³/dia. Assumindo a operação contínua e estacionária da turbina no seu Ponto de Eficiência Máxima ($Q_{BEP} = 60$ l/s), estimou-se um período de funcionamento estável de 16.7 9h/dia. Sob estas condições de rendimento ótimo constante, a estimativa de produção anual líquida fixa-se em 72.66 MWh/ano.

A divergência positiva verificada no Método 2 (traduzida num acréscimo de aproximadamente 23,3% e 7,6% face ao Método 1, respetivamente para as Estações Elevatórias de São João de Ver e de São Vicente de Louredo) é estritamente justificada pelo regime de operação previsto em cada abordagem. Enquanto o Método 1 reflete as flutuações cronológicas reais e as consequentes perdas de carga dinâmicas do caudal adutor, o Método 2 assume um cenário otimizado de gestão volumétrica estacionária dos reservatórios, viabilizando a operação da turbomáquina de forma perfeitamente estável no seu *BEP*. Estes resultados evidenciam, sob o ponto de vista da engenharia de sistemas hidráulicos, que a transição para uma filosofia de exploração ativa e integrada das capacidades de armazenamento da rede adutora se traduz num ganho energético direto e estatisticamente significativo.

8.1.3 ETA da Bateira

A projeção da produção elétrica na central micro-hídrica da ETA da Bateira seguiu a formulação em regime permanente estabelecida no ponto 7.2.3. Os cenários de geração foram determinados considerando o caudal de projeto de $2.54 \text{ m}^3/\text{s}$ (Q_{80}) e a altura de queda útil de 3.0 metros. De acordo com as especificações técnicas do catálogo do fabricante *Ossberger* para a turbina Kaplan (Type K), indexou-se um rendimento global ponderado de 89% para o conjunto turbina + gerador.

Sob estas condições nominais, a potência elétrica instantânea disponível na central fixa-se em 66.54 kW. Relativamente ao regime de operação, assumiu-se um período de atividade anual equivalente de 7 008 horas (correspondente a um fator de disponibilidade de 80% do ano, alinhado com a permanência do caudal de projeto).

Do modelo de simulação foram excluídos os períodos em que o escoamento no rio Paiva se situa abaixo do mínimo técnico da turbina, bem como as janelas temporais associadas a eventos de cheia extraordinária (onde o funcionamento afogado do açude inviabiliza a operação). Consideradas todas as condicionantes hidráulicas e o fator de disponibilidade do recurso, a central micro-hídrica apresenta uma estimativa de produção anual líquida estável de 466.02 MWh/ano.

8.2 VIABILIDADE ECONÓMICA E FINANCEIRA

8.2.1 Poupança anual

De forma a avaliar o impacto económico da introdução dos sistemas de microgeração energética, procedeu-se à quantificação dos benefícios financeiros gerados em cada um dos três locais em estudo. Face ao perfil operacional das instalações da Águas do Douro e Paiva, verificou-se que o consumo energético basal de cada local é, em qualquer instante, substancialmente superior à potência elétrica máxima gerada.

Sob esta condição operativa, o modelo financeiro assume um cenário de autoconsumo integral (UPAC com injeção nula na rede). Consequentemente, o benefício económico decorre exclusivamente da poupança direta associada à energia evitada da rede elétrica, ou seja, ao volume de eletricidade que deixa de ser adquirido à tarifa comercial por ser produzido localmente pelo sistema.

Para a valorização monetária desta energia evitada, indexou-se um custo médio ponderado de 0.1207 €/kWh, calculado com base nas tarifas de referência publicadas pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). A Tabela 8.3 sintetiza, para cada uma das instalações, o encargo energético atual, o potencial de geração anual líquida deduzido em cada método e o respetivo impacto financeiro em termos de poupança anual absoluta e percentual.

Tabela 8.3 - Balanço energético e poupanças financeiras anuais estimadas por local e método.

Parâmetro de Análise	S. João de Ver		S. Vicente de Louredo		Bateira
Gasto energético atual [€/ano]	228 532.19 €		262 146.13 €		958 555.53 €
Método	1	2	1	2	-
Energia Turbinada [MWh/ano]	184.29	240.41	67.07	72.66	466.02
Poupança Financeira [€/ano]	22 242.05 €	29 014.73 €	8 095.08 €	8 768.96 €	56 244.63 €
Redução na Fatura Elétrica [%]	9.73%	12.70%	3.09%	3.35%	5.87%

A leitura dos dados revela que o impacto da microgeração varia em função da escala de consumo de cada instalação. Na EE de São João de Ver, a adoção do Método 2 (otimização estável no BEP) maximiza o retorno, mitigando mais de 10.36% dos encargos anuais com energia elétrica. Inversamente, na EE de S. Vicente de Louredo, o regime de exploração do Método 1 afirma-se como a solução mais vantajosa, resgatando o equivalente a 3.95% da fatura anual.

Por fim, a central micro-hídrica da ETA da Bateira, devido ao seu regime de operação contínuo a fio-de-água, viabiliza uma poupança anual absoluta de 56 244.63 €, o que representa uma amortização de 5.87% no consumo global desta grande infraestrutura adutora.

8.2.2 Investimento Inicial (CAPEX)

8.2.2.1 Estações elevatórias

A quantificação do investimento inicial de capital (CAPEX) exigiu a realização de uma prospeção de mercado atualizada, com o intuito de aferir os custos reais associados à empreitada e à aquisição de equipamentos para esta tipologia de instalação. A materialização do circuito de derivação (bypass) nas Estações Elevatórias pressupõe a integração de múltiplos órgãos de segurança e controlo. Entre estes, destaca-se a necessidade de instalação de tubagens em ferro fundido dúctil e de válvulas de seccionamento motorizadas, posicionadas a montante e a jusante da turbina, permitindo o isolamento seguro da máquina para efeitos de manutenção sem interromper o serviço de abastecimento.

A estimativa orçamental inerente à construção deste circuito hidráulico foi rigorosamente estruturada com base nos diâmetros nominais e nas exigências dimensionais específicas de cada local de estudo. A Tabela 8.4 sintetiza os custos unitários de referência adotados no modelo financeiro para os diferentes elementos construtivos.

Tabela 8.4 - Custos unitários de referência dos equipamentos do circuito hidráulico.

Elemento	S. João de Ver			S. Vicente de Louredo		
	V. S	V.S.M	Tubagem	V. S	V.S.M	Tubagem
Material	FFD	FFD	FFD	FFD	FFD	FFD
PN	PN16	PN16	PN16	PN16	PN16	PN16
DN	300	300	300	200	200	200
Comp/Un [mm]	-	-	500	-	-	500
L total[mm]	-	-	3500	-	-	4500
Un	1	1	7	1	1	9
€/un	4 747.80 €	8 000.00 €	656.82 €	4 747.80 €	8 000.00 €	348.83 €
Sub Total	4 747.80 €	8 000.00 €	4 597.74 €	4 747.80 €	8 000.00 €	3 139.47 €
Total	17 345.54 €			15 887.27 €		

A orçamentação e o levantamento dos preços unitários associados a estes equipamentos foram suportados por uma consulta direta a catálogos técnicos de fornecedores especializados a atuar no mercado nacional. Concretamente, os valores de referência para os componentes hidromecânicos, e respetivos acessórios de montagem, foram extraídos das plataformas comerciais da Pinto & Cruz Tubagens e Sistemas (578082 *Válvula estabilizadores de pressão DN80*, s.d.; *Tubo com flange móvel DN200 L=500mm*, s.d.; *Tubo com flange móvel DN300 L=500mm PN16*, s.d.) e da ÁguaSistemas, especificamente no que concerne às soluções de controlo e automação de bombagem (*Água Sistemas : Desenvolvimento de soluções para água. - Controlo de Bomba (740)*, s.d.).

Com a orçamentação do bypass estabelecida, procedeu-se à agregação de todas as componentes de investimento para obter o Custo de Investimento Inicial Total (CAPEX) aplicável a cada cenário em estudo. Para além da componente hidráulica, esta matriz de custos consolida os valores de aquisição do grupo turbogerador (PAT) e respetivos equipamentos eletromecânicos acessórios para cada modelo analisado da série Microgrid Line.

Integram-se, de igual modo, os encargos para a automação e programação do sistema (autómatos, integração e quadros de controlo), bem como as componentes associadas a intervenções de construção civil e instalações auxiliares (maciços de amarração, ventilação, acessos e montagem de sensores). Por prudência, aplicou-se uma margem de contingência de 10% sobre o subtotal das parcelas anteriores, destinada a salvaguardar eventuais trabalhos complementares, flutuações de mercado ou imprevistos em fase de obra.

Tabela 8.5 - Síntese da estrutura de custos e apuramento do CAPEX total por Estação Elevatória e modelo de turbomáquina.

Componentes	S. João de Ver		S. Vicente de Louredo	
	LINE R 300-J	LINE 250-H	LINE 125-B	LINE 100-B
Turbina - Microgrid Line				
Turbina (PAT) + Equipamentos Acessórios	80 000.00 €	70 000.00 €	35 000.00 €	27 000.00 €
Circuitos Hidráulicos	17 400.00 €	17 400.00 €	15 900.00 €	15 900.00 €
Automáto e Programação	5 000.00 €	5 000.00 €	5 000.00 €	5 000.00 €
Outros (maciços, sensores, ventilação, acessos...)	8 500.00 €	8 500.00 €	6 000.00 €	6 000.00 €
Trabalhos Acessórios e complementares e Contingências (10%)	11 090.00 €	10 090.00 €	6 190.00 €	5 390.00 €
Total CAPEX	121 990.00 €	110 990.00 €	68 090.00 €	59 290.00 €

8.2.2.2 Mini-Hídrica

No aproveitamento fluvial projetado para a ETA da Bateira (Ponte da Bateira), a determinação do investimento inicial reflete uma estrutura de custos distinta e de maior complexidade. Devido à natureza da instalação a fio-de-água no leito do rio Paiva, o CAPEX é fortemente condicionado pelas intervenções de engenharia civil de grande escala. Esta componente engloba a execução física das câmaras de adução e descarga, a abertura de valas, a construção de muros de suporte, enrocamentos de proteção e a montagem de ensecadeiras para o desvio temporário do escoamento durante a fase de obra.

Em paralelo, o investimento eletromecânico consolida a aquisição de uma turbina de reação dedicada do tipo Kaplan e respetivos sistemas associados. O orçamento integra ainda o fornecimento de órgãos de controlo e automação (autómatos e programação), instalações elétricas de potência e um conjunto diversificado de equipamentos auxiliares essenciais à operação hidráulica em meio hídrico natural, designadamente comportas de admissão, grades de proteção contra detritos, sondas de monitorização, compressores e sistemas de bombagem interior para o esgotamento das câmaras. À semelhança dos cenários anteriores, aplicou-se um coeficiente de 10% sobre o somatório global a título de trabalhos acessórios e contingências orçamentais.

Tabela 8.6 - Estrutura de custos e apuramento do CAPEX total para a central micro-hídrica da Ponte da Bateira (ETA da Bateira).

Componentes	Ponte da Bateira
Turbina	Kaplan
Turbina (PAT) + Equipamentos Acessórios	310 000.00 €
Construção Civil (câmaras, valas, muro de suporte, enrocamento, ensecadeira, ...)	500 000.00 €
Automáto e Programação	10 000.00 €
"Outros equipamentos (comportas, grade, sondas, bombagem interior das câmaras, compressor, ...)"	110 000.00 €
Instalações Elétricas	50 000.00 €
Trabalhos Acessórios e complementares e Contingencias (10%)	98 000.00 €
Total CAPEX	1 078 000.00 €

8.2.3 Análise Financeira e Retorno do Investimento

A avaliação da viabilidade económica e financeira de cada um dos aproveitamentos foi feita através da projeção dos fluxos de caixa (Cash Flows) para um horizonte temporal de exploração de 25 anos ($n = 25$). Conforme o estabelecido no Capítulo 7, adotou-se uma taxa de atualização de referência de 4% ($r = 0,04$).

Os valores de investimento inicial (*CAPEX*) já foram demonstrados no ponto anterior e os custos operacionais anuais (*OPEX*) foram considerados 2% do valor de investimento inicial do equipamento (válvulas, turbinas e equipamentos associados). O Fluxo de Caixa Líquido anual (CF_t) de cada cenário resulta da diferença direta entre a poupança anual estimada (energia evitada da rede) e o respetivo encargo de *OPEX*. A Tabela 8.7 reúne a síntese económica agregada para todos os locais e cenários analíticos, apresentando o investimento inicial necessário e os respetivos indicadores de rentabilidade calculados: Valor Atual Líquido (*VAL*), Taxa Interna de Retorno (*TIR*) e Período de Retorno do Investimento (Payback).

Tabela 8.7 - Síntese dos indicadores económicos e de rentabilidade financeira.

Local	S. João de Ver		S. Vicente de Louredo		Ponte da Bateira
Método	1	2	1	2	-
CAPEX	110 990.00 €	110 990.00 €	59 290.00 €	59 290.00 €	1 078 000.00 €
Poupança Financeira	22 242.05 €	29 014.73 €	8 095.08 €	8 768.96 €	56 244.63 €
OPEX	2 048.00 €	1 848.00 €	1 118.00 €	958.00 €	9 600.00 €
CF_t	20 194.05 €	27 166.73 €	6 977.08 €	7 810.96 €	46 644.63 €
TIR	17.95%	24.39%	10.98%	12.57%	0.89%
Payback	5 anos	4 anos	8 anos	8 anos	23 anos
VAL	211 766.82 €	323 209.55 €	52 223.13 €	65 550.79 €	-332 489.63 €

A análise comparativa dos indicadores valida a elevada atratividade económica das intervenções nas duas estações elevatórias, uma vez que ambos os locais apresentam, nos seus diferentes cenários, um $VAL > 0$ e uma TIR substancialmente superior à taxa de desconto de referência ($TIR > 5\%$).

Na EE de São João de Ver, o Método 2 afirma-se inequivocamente como a solução ótima sob o ponto de vista financeiro. Ao contrário das estimativas preliminares, esta abordagem conjuga a maximização da poupança anual bruta (decorrente da operação estável no BEP) com uma otimização no investimento e na exploração, resultando no menor $CAPEX$ (110 990.00 €) e $OPEX$ (1 848.00 €) da instalação. Esta eficiência reflete-se num fluxo de caixa líquido robusto de 21 837.49 €/ano, impulsionando o Valor Atual Líquido para os 238 033.60 € e garantindo uma rentabilidade interna de 19.48%, com o período de retorno mais célere do estudo, fixado em apenas 5 anos.

Na EE de S. Vicente de Louredo, os resultados económicos confirmam a vantagem competitiva do Método 1 (operação por ciclos). Embora o Método 2 apresente um custo de investimento marginalmente inferior, a estratégia de controlo por ciclos preconizada no Método 1 garante um incremento superior na poupança anual ao resgatar a energia de volumes afluentes em períodos de baixo caudal. Este ganho operacional traduz-se no maior fluxo de caixa líquido da instalação (9 229.43 €/ano), maximizando o VAL para 79 421.79 € e estipulando uma TIR de 12.99% face aos 12.57% obtidos no Método 2.

O aproveitamento hidroelétrico na Ponte da Bateira apresenta um perfil de risco e viabilidade marcadamente distinto. Devido à elevada escala e complexidade das obras de engenharia civil no leito do rio, o $CAPEX$ cifra-se num valor substancial de 1 078 000.00 €. Adicionalmente, o peso dos custos operacionais revistos ($OPEX$ de 9 600,00 €/ano) comprime o fluxo de caixa líquido para 46 644,63 €/ano. No cenário base avaliado (recursos próprios isolados à taxa de 4%), a magnitude do capital inicial leva a TIR para uns modestos 0.89%, resultando num VAL negativo de -332 489.63 € e num prazo de retorno crítico de 23 anos.

Do ponto de vista estritamente financeiro e de capitais privados, o projeto na Bateira seria considerado inviável nesta configuração base. Contudo, esta conclusão reforça a necessidade estratégica e a oportunidade de submissão do projeto a programas de financiamento público em vigor, como o Sustentável 2030. Uma vez que o aviso PACS-2026-13 (*Aviso de Abertura de Candidaturas N.º PACS-2026-13: Abastecimento de Água em Alta – Apoio para Investimentos no Ciclo Urbano da Água (CUA) em alta, no âmbito do Abastecimento de Água, 2026*) prevê taxas de cofinanciamento a fundo perdido que podem atingir 85% para investimentos no Ciclo Urbano da Água em alta, a comparticipação comunitária reduziria o *CAPEX* efetivamente suportado pela Águas do Douro e Paiva para uma fração do valor nominal. Esta transferência de esforço financeiro alteraria radicalmente os indicadores de rentabilidade, convertendo o projeto num investimento altamente viável, com um *VAL* amplamente positivo e um período de retorno alinhado com os padrões corporativos da entidade gestora.

8.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A viabilidade de projetos de investimento em infraestruturas hídricas exige a avaliação da sua resiliência face à volatilidade das variáveis macroeconómicas e operacionais do mercado. Neste contexto, desenvolveu-se uma análise de sensibilidade com o objetivo de testar a robustez do Valor Atual Líquido (*VAL*) e da Taxa Interna de Retorno (*TIR*) perante desvios controlados do cenário base. Foram isolados três fatores críticos de risco: o comportamento do mercado energético, o controlo orçamental da empreitada (*CAPEX*) e a fiabilidade do recurso hídrico afluyente.

8.3.1 Impacto da Flutuação do Preço da Energia da Rede

O retorno financeiro dos aproveitamentos em regime de autoconsumo (*UPAC*) está indexado à tarifa de energia evitada. Simulou-se um cenário pessimista, onde uma eventual deflação estrutural do mercado elétrico reduz o custo da energia da rede para 0.10 €/kWh, e um cenário “otimista” de crise energética, com a tarifa a subir para 0.15 €/kWh. Os resultados demonstram que as Estações Elevatórias mantêm a viabilidade mesmo no cenário mais desfavorável devido ao elevado número de horas de operação. Contudo, a diferença da tarifa dita a velocidade de amortização, passando a uma variação marginal na *TIR* de aproximadamente $\pm 9\%$ no pior caso.

8.3.2 Derrapagem Orçamental do Investimento Inicial (CAPEX)

As componentes de construção civil e a aquisição de equipamentos eletromecânicos estão sujeitas a desvios orçamentais durante a fase de obra. Avaliou-se o impacto de uma derrapagem de +15% no *CAPEX* total face aos valores orçamentados na Tabela 8.5 e Tabela 8.6. O acréscimo de custo inicial penaliza o período de retorno do investimento (*Payback*), estendendo-o em média 11 meses (0.95 anos) para as Estações Elevatórias. No caso da Ponte da Bateira, este desvio agrava o défice financeiro, elevando o *VAL* negativo e reduzindo a *TIR* para valores nulos, confirmando a extrema sensibilidade deste aproveitamento fluvial à escala do investimento inicial.

8.3.3 Quebra na Produção Energética por Sazonalidade Climática

O comportamento hidrológico do rio Paiva introduz um fator de incerteza acrescido na operação da central mini-hídrica associada à ETA da Bateira. De modo a avaliar a resiliência deste aproveitamento face a episódios climáticos extremos, simulou-se um cenário de seca severa caracterizado por uma redução de 20% no volume anual de água efetivamente turbinável. Esta quebra abrupta na produção de energia contrai de forma direta as receitas anuais por via de poupança cifradas no cenário base.

Enquanto os sistemas instalados nas Estações Elevatórias operam imunes às flutuações e alterações climáticas, por se encontrarem integrados no fluxo adutor regular e controlado do abastecimento público em "alta", a viabilidade técnica e económica da central da Bateira mostra-se criticamente dependente da persistência dos caudais ecológicos e das disponibilidades sazonais da linha de água. Os resultados desta simulação revelam que a referida redução de 20% no recurso hídrico penaliza severamente o investimento, agravando os indicadores financeiros para uma Taxa Interna de Retorno (*TIR*) negativa de -1%, um período de recuperação do capital (*Payback*) que se estende para 30 anos e um Valor Atual Líquido (*VAL*) deficitário de -512 278.63 €. Estes números confirmam o elevado risco de exploração deste ativo em regime de fio-de-água sem a salvaguarda de mecanismos de mitigação financeira.

8.4 DISCUSSÃO CRÍTICA DOS RESULTADOS

Os resultados gerados nesta dissertação permitem dar suporte à decisão estratégica para a gestão destes ativos da Águas do Douro e Paiva. A discussão do mérito dos aproveitamentos transcende a mera análise numérica, interligando a eficiência hidromecânica com a viabilidade económico-financeira e regulamentar.

8.4.1 Decisão Técnica nas Estações Elevatórias

Os modelos aplicados às Estações Elevatórias de São João de Ver e de São Vicente de Louredo demonstraram que não existe uma solução tecnológica universal, devendo o regime de operação ser moldado à dinâmica hidráulica do sistema. À data desta dissertação, já existem empresas dedicadas à instalação desta tecnologia e com um catálogo de soluções interessantes e que abrangem vários cenários.

Na Estação Elevatória de São João de Ver, tanto o Método 1 como Método 2 fundamentou a seleção da turbina Line 250-H. O Método 2, ao assegurar uma operação contínua e perfeitamente estabilizada no seu Ponto de Eficiência Máxima (*BEP*), é um cenário que maximizou a relação caudal-queda útil, traduzindo-se numa *TIR* de excelência próxima dos 24%. Também na Estação Elevatória de São Vicente de Louredo, ambos os métodos ditaram que a implementação da Line 100-B seria mais vantajosa em relação à Line 125-B.

8.4.2 A ETA da Bateira e a Dependência de Fundos Comunitários

O aproveitamento fluvial da Ponte da Bateira apresenta um paradoxo de engenharia. Tecnicamente, exhibe o maior volume energético absoluto (466.02 MWh/ano); contudo, o cenário base financeiro revela-se inviável, apresentando um *VAL* negativo e uma *TIR* residual de 0.89%. Este desempenho é justificado pelo peso financeiro da engenharia civil pesada (muros de suporte, ensecadeiras e câmaras de vazão), que vale quase metade do *CAPEX* total.

Não obstante, este resultado não deve ditar o abandono do projeto, mas sim condicionar a sua estratégia de financiamento. Alinhando o aproveitamento com os fundos estruturais do programa Sustentável 2030, especificamente ao abrigo do Aviso PACS-2026-13 destinado à eficiência e resiliência das infraestruturas de águas, torna-se elegível uma taxa de cofinanciamento público a fundo perdido de até 85% nas componentes elegíveis. Ao mitigar o esforço de capital próprio da AdDP, o *CAPEX* efetivo sofre uma contração drástica, convertendo o *VAL* para valores positivos e posicionando a central da Bateira como um ativo com alguma rentabilidade socioambiental.

8.4.3 Contributo Estratégico para a Águas do Douro e Paiva

No geral, a introdução de unidades de recuperação energética com recurso a PAT e turbinas Kaplan constitui um marco na modernização da rede em "alta". O impacto integrado destes projetos reflete-se na redução direta da pegada de carbono da entidade gestora, pela via da mitigação das emissões indiretas de gases com efeito de estufa associadas ao consumo de eletricidade comercial.

A conversão da energia anteriormente dissipada em energia útil promove a autossuficiência das instalações e estabiliza os custos operacionais (*OPEX*) face à volatilidade do mercado liberalizado de energia. Este modelo ajuda a cumprir as metas nacionais estabelecidas no Roteiro para a Neutralidade Carbónica (*RNC 2050*) e no Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (*PNEC 2030*), consolidando a transição da Águas do Douro e Paiva para um modelo de economia circular onde a água assume o duplo papel de recurso vital e de vetor energético sustentável.

9

CONCLUSÕES

9.1 CONCLUSÕES FINAIS

Como demonstrado em investigações e trabalhos anteriores nesta área, a presente dissertação reitera que a implementação de unidades de produção de energia em sistemas hídricos apresenta um elevado potencial e uma fácil replicação. Consta-se que, recorrendo a tecnologias já consolidadas no mercado, estas soluções se caracterizam por uma execução simples e rápida.

A integração destes sistemas nas estações elevatórias estudadas revelou uma rentabilidade atrativa, mostrando-se capaz de reduzir significativamente os custos operacionais com energia elétrica e de otimizar a eficiência energética global das infraestruturas analisadas. Adicionalmente, estas soluções desempenham um papel fulcral na redução da pegada de carbono, contribuindo diretamente para a sustentabilidade ambiental do setor hídrico através da introdução de energias renováveis endógenas.

Em contrapartida, no caso específico do aproveitamento hídrico da Bateira conclui-se que o projeto não é economicamente viável sob as condições atuais, dado que o capital investido apresenta um período de retorno excessivamente longo. Contudo, perante a hipótese de obtenção de incentivos financeiros a fundo perdido que cubram parte do investimento inicial, torna-se pertinente reavaliar a viabilidade económica e a atratividade financeira deste cenário específico.

9.2 LIMITAÇÕES DO ESTUDO E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A robustez das conclusões obtidas nesta investigação encontra-se condicionada pela escassez e especificidade dos dados disponíveis. A dependência direta da qualidade dos registos históricos de caudal e pressão salienta a importância de implementar sistemas de monitorização contínua em tempo real. Esta recolha detalhada é fundamental para otimizar os processos de tomada de decisão, particularmente no que concerne à seleção e ao dimensionamento da turbina a instalar. Como evidenciado nesta dissertação, a gestão energética integrada de ambas as estações elevatórias não constitui uma prática corrente, verificando-se o influxo de caudal apenas quando surge a necessidade de armazenamento dos reservatórios. Assim, a eventual implementação de uma unidade de recuperação energética na rede adutora exigirá a instalação de dispositivos avançados de medição e instrumentação a montante e a jusante da turbina. Esta especificação técnica pressupõe a integração de caudalímetros eletromagnéticos e medidores de pressão eletrónicos acoplados a um sistema de telegestão baseado numa arquitetura SCADA. Esta configuração garante não apenas a aquisição de dados com elevado grau de precisão e fiabilidade operacional, mas também a monitorização em tempo real das variáveis hidráulicas do escoamento. Os registos centralizados nesta base de dados servirão de suporte ao desenvolvimento de algoritmos de controlo automatizados, fundamentais para otimizar os regimes de exploração e maximizar a eficiência energética da infraestrutura produtora face à procura do sistema adutor.

No que se refere ao aproveitamento dos recursos hídricos associados à ETA da Bateira, os resultados obtidos evidenciam a necessidade de, em trabalhos futuros, se desenvolver um estudo hidrológico e hidráulico mais atualizado para o troço em análise. A severa complexidade geométrica da secção de vazão e a própria implantação da infraestrutura requerem uma modelação hidrodinâmica bidimensional (2D) ou tridimensional (3D) aprofundada. Esta exigência é motivada quer pela orografia acidentada que confina o vale, quer pelo comportamento tipicamente torrencial do rio Paiva nessa envolvente, o qual induz flutuações rápidas de caudal e velocidades de escoamento significativamente elevadas em cenários de cheia.

Adicionalmente, devido ao estatuto de proteção ecológica e à elevada sensibilidade ambiental do rio Paiva, a viabilização prática desta central estende-se além dos desafios de engenharia civil. Recomenda-se, por isso, a realização atempada de estudos de avaliação de impacto ambiental e a instrução dos respetivos procedimentos de licenciamento para a obtenção dos Títulos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH). Esta componente regulamentar introduz uma variável de risco administrativo que condiciona os prazos de execução e a maturidade do plano de investimento, devendo ser detalhadamente mapeada em fases subsequentes de projeto.

Torna-se, ainda, necessário avaliar a capacidade e a disponibilidade socioeconómica da entidade gestora AdDP para a execução de um projeto cujo retorno financeiro se projeta a longo prazo. O panorama político e regulatório desempenha também um papel fulcral no desenvolvimento deste projeto, face à recente tendência de simplificação administrativa, maior agilidade processual e mitigação da burocracia no licenciamento destes pequenos aproveitamentos. Esta conjuntura poderá potenciar o surgimento de novas janelas de oportunidade associadas a linhas de financiamento comunitário ou incentivos a fundo perdido destinados à produção energética descentralizada.

Finalmente, cumpre salientar que a volatilidade macroeconómica que afeta o custo dos equipamentos eletromecânicos e as tarifas elétricas vigentes constituem um fator de incerteza transversal a ambos os cenários. Esta variabilidade condiciona diretamente os períodos de amortização calculados, tornando imperativa a atualização periódica dos modelos económico-financeiros a médio e longo prazo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 578082 *Válvula estabilizadores de pressão DN80*. (s.d.). Obtido 8 de junho de 2026, de <https://tubagens.pintocruz.pt/578082-valvula-estabilizadora-de-press-o-dn80>
- A AdDP. (s.d.). *Águas do Douro e Paiva*. Obtido 26 de fevereiro de 2026, de <https://www.addp.pt/quem-somos/a-addp/>
- Acordo de Paris* | APA. (2021, junho 1). <https://apambiente.pt/clima/acordo-de-paris>
- AdP-Águas de Portugal. (2024). *Relatório de Sustentabilidade AdP 2024* (p. 185).
- Água Sistemas: Desenvolvimento de soluções para água. - Controlo de Bomba (740)*. (s.d.). Obtido 8 de junho de 2026, de <https://www.aguasistemas.pt/allcategories-pt-pt/valvulas-hidraulicas/controlo-de-bomba-740>
- Águas do Douro e Paiva. (2026, fevereiro 20). AdDP reforça compromisso com a sustentabilidade através de cooperação com WENexus. *Águas do Douro e Paiva*. <https://www.addp.pt/addp-reforca-compromisso-com-a-sustentabilidade-atraves-de-cooperacao-com-wenexus/>
- APREN *Anuário 2024*. (2025). <https://anuario.apren.pt/pt/renovaveis>
- Aviso de Abertura de Candidaturas N.º PACS-2026-13: Abastecimento de Água em Alta – Apoio para Investimentos no Ciclo Urbano da Água (CUA) em alta, no âmbito do Abastecimento de Água*. (2026, maio 4). <https://www.google.com/search?q=https://www.sustentavel2030.gov.pt>
- Barbosa, A. (2017). *Análise Técnico-Económica de Instalações de Recuperação da Energia Hídrica Em Sistemas De Abastecimento De Água—Aplicação a um Caso de Estudo*. <https://doi.org/10.34626/f0dg-6x60>
- Barragem do Cabril*. (s.d.). Obtido 19 de março de 2026, de <https://www.cm-pedrogaogrande.pt/visitar/estacao-nautica/espacos-de-atividades-nauticas/poi/barragem-do-cabril>

- Borkowski, D., & Węgiel, T. (2013). Small Hydropower Plant With Integrated Turbine-Generators Working at Variable Speed. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 28(2), 452–459. <https://doi.org/10.1109/TEC.2013.2247605>
- Cátedra ER, Universidade de Évora. (2020). *Decreto-Lei 162/2019 – Autoconsumo: Comparação entre as duas formas de organização*.
- Dagar, A., Gupta, P., & Niranjana, V. (2021). Microgrid protection: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111401. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111401>
- Decreto-Lei n.º 15/2022. (2022). *Decreto-Lei n.º 15/2022*. Diário da República. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>
- Decreto-Lei n.º 49/2015. (2015). *Decreto-Lei n.º 49/2015*. Diário da República. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/49-2015-66953314>
- Decreto-Lei n.º 226-A/2007*. (2007). <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2007-34479475>
- DGEG. (2026). <https://portalgeo.dgeg.gov.pt/arcgis/apps/webappviewer/index.html?id=de764a4a5ccd446292cb26a7e5c2e725>
- Easy Hydro | Modular Hydropower Solutions | Sustainable Energy Recovery. (2026). Easy Hydro Solutions. <https://easyhydrosolutions.com/>
- Energia hídrica. (2025). Hidroerg_pt. https://pt.hidroerg.pt/energia_hidrica.html
- Fuentes-Bargues, J. L., & Ferrer-Gisbert, P. S. (2015). Selecting a small run-of-river hydropower plant by the analytic hierarchy process (AHP): A case study of Miño-Sil river basin, Spain. *Ecological Engineering*, 85, 307–316. <https://doi.org/10.1016/j.ecoleng.2015.10.020>
- Gigabateria do Tâmega—Iberdrola. (2026, janeiro). <https://www.iberdrola.com/quem-somos/geracao-eletrica-power/energia-hidreletrica/gigabateria-tamega>

- Imagens de Valeira – Explore Fotografias do Stock, Vetores e Vídeos de 39.* (s.d.). Adobe Stock. Obtido 19 de março de 2026, de <https://stock.adobe.com/pt/search?k=valeira>
- Lançada Estratégia Nacional de Gestão da Água – “Água que Une” para garantir resiliência hídrica | Agência Portuguesa do Ambiente.* (2025, março 10). <https://apambiente.pt/destaque2/lancada-estrategia-nacional-de-gestao-da-agua-agua-que-une-para-garantir-resiliencia>
- Lei n.º 58/2005.* (2005, dezembro). <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/lei/2005-34506275>
- Melamu, M., Orumwense, E., & Abo-Al-Ez, K. (2022). ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR PV, MICRO-HYDRO POWER WITH BATTERY STORAGE USING MATLAB/SIMULINK. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 17(7), 733–741.
- Micro-hydropower systems: A buyer's guide.* (2004). Natural Resources Canada.
- Oliveira, A. F. M. (2008). *RECUPERAÇÃO DE ENERGIA HIDRÁULICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ÁGUA*. <https://doi.org/10.34626/h47h-1f36>
- Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) | APA.* (2024, outubro 1). <https://apambiente.pt/clima/plano-nacional-de-energia-e-clima-pnec>
- Portal INE - Base Dados—Indicador 0000995.* (2009, novembro 20). https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0000995&contexto=bd&selTab=tab2
- Portal INE - Base Dados—Indicador 0001877.* (2012, fevereiro 3). https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0001877&contexto=bd&selTab=tab2
- Portal INE - Base Dados—Indicador 0009600.* (2026, março 4). https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0009600&contexto=bd&selTab=tab2

- Ramos, H., Covas, D., Araujo, L., & Mello, M. (2000). *Available energy assessment in water supply systems*.
- RNC2050. (2019, setembro 22). *RNC2050*. <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/>
- Salhi, I., Doubabi, S., Essounbouli, N., & Hamzaoui, A. (2014). Frequency regulation for large load variations on micro-hydro power plants with real-time implementation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 60, 6–13. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.02.029>
- Samal, K. B., Mahapatra, M., Pati, S., & Debnath, M. K. (2026). A review on microgrid control: Conventional, advanced and intelligent control approaches. *Unconventional Resources*, 9, 100297. <https://doi.org/10.1016/j.uncres.2025.100297>
- Sanampudi, N., & Kanakasabapathy, P. (2021). Integrated voltage control and frequency regulation for stand-alone micro-hydro power plant. *Materials Today: Proceedings, International Conference on Advances in Materials and Manufacturing Applications*, 46, 5027–5031. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.10.403>
- Santos, F. D. T. dos. (2010). *Avaliação do potencial energético associado a uma válvula redutora de pressão: Caso de estudo*. <http://hdl.handle.net/10400.6/3580>
- Sousa, J. D. S. (2015). *Análise técnica - económica da produção de energia em sistemas de abastecimento de água: Caso do aproveitamento de fins múltiplos dos socorridos*. <https://hdl.handle.net/1822/40699>
- Tarifas e preços—Eletricidade—ERSE*. (s.d.). Obtido 19 de maio de 2026, de <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#tarifas-e-precos-regulados>
- Tipos de tecnologias de turbinas utilizadas nas centrais mini-hídricas*. (2010). <https://recipp.ipp.pt/bitstreams/c1adbf80-761d-4c51-b3c4-8a8347c3714c/download>
- Tubo com flange móvel DN200 L=500mm*. (s.d.). Obtido 8 de junho de 2026, de <https://tubagens.pintocruz.pt/40209090-tubo-com-flange-movel-dn200-l-500mm>

Tubo com flange móvel DN300 L=500mm PN16. (s.d.). Obtido 8 de junho de 2026, de <https://tubagens.pintocruz.pt/40209115-tubo-com-flange-movel-dn300-l-500mm-pn16>

Water Turbine Electric Power Generator For Renewable Energy. (2026). Powerturbines. <https://powerturbines.eu/>

ANEXOS

A.1 SÉRIES TEMPORAIS DE CAUDAL COM RESOLUÇÃO SEMI-HORÁRIA (SEMANAS DE JANEIRO E AGOSTO)

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
12/01/2025	0:00	84.44	337.78	17/08/2025	0:00	57.78	250.00
12/01/2025	0:30	65.56	252.22	17/08/2025	0:30	58.89	250.00
12/01/2025	1:00	66.67	4.44	17/08/2025	1:00	34.44	166.11
12/01/2025	1:30	44.44	0.00	17/08/2025	1:30	55.56	249.44
12/01/2025	2:00	65.56	0.00	17/08/2025	2:00	75.56	335.56
12/01/2025	2:30	76.67	154.44	17/08/2025	2:30	38.89	168.33
12/01/2025	3:00	33.89	254.44	17/08/2025	3:00	77.78	336.67
12/01/2025	3:30	18.33	256.67	17/08/2025	3:30	58.89	219.44
12/01/2025	4:00	8.89	255.56	17/08/2025	4:00	57.78	0.00
12/01/2025	4:30	12.22	256.67	17/08/2025	4:30	50.00	0.00
12/01/2025	5:00	17.22	172.22	17/08/2025	5:00	35.56	0.00
12/01/2025	5:30	53.89	200.00	17/08/2025	5:30	16.67	0.00
12/01/2025	6:00	48.33	0.00	17/08/2025	6:00	21.11	0.00
12/01/2025	6:30	52.78	0.00	17/08/2025	6:30	10.00	0.00
12/01/2025	7:00	56.11	0.00	17/08/2025	7:00	5.00	0.00
12/01/2025	7:30	69.44	0.00	17/08/2025	7:30	9.44	0.00
12/01/2025	8:00	70.00	0.00	17/08/2025	8:00	6.11	0.00
12/01/2025	8:30	44.44	0.00	17/08/2025	8:30	4.44	0.00
12/01/2025	9:00	62.78	0.00	17/08/2025	9:00	3.89	0.00
12/01/2025	9:30	23.89	0.00	17/08/2025	9:30	2.78	0.00
12/01/2025	10:00	11.11	0.00	17/08/2025	10:00	2.78	0.00

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
12/01/2025	10:30	10.00	0.00	17/08/2025	10:30	27.78	204.44
12/01/2025	11:00	11.11	0.00	17/08/2025	11:00	45.00	265.56
12/01/2025	11:30	20.56	0.00	17/08/2025	11:30	38.33	177.22
12/01/2025	12:00	44.44	253.33	17/08/2025	12:00	83.33	354.44
12/01/2025	12:30	57.22	264.44	17/08/2025	12:30	67.78	265.00
12/01/2025	13:00	64.44	264.44	17/08/2025	13:00	71.11	264.44
12/01/2025	13:30	44.44	175.56	17/08/2025	13:30	47.78	175.56
12/01/2025	14:00	68.89	265.56	17/08/2025	14:00	96.11	351.11
12/01/2025	14:30	94.44	340.00	17/08/2025	14:30	49.44	175.56
12/01/2025	15:00	72.22	254.44	17/08/2025	15:00	98.33	351.67
12/01/2025	15:30	73.33	254.44	17/08/2025	15:30	73.89	263.89
12/01/2025	16:00	48.89	171.11	17/08/2025	16:00	72.78	263.89
12/01/2025	16:30	73.33	258.89	17/08/2025	16:30	47.78	172.78
12/01/2025	17:00	94.44	344.44	17/08/2025	17:00	93.89	344.44
12/01/2025	17:30	68.89	258.89	17/08/2025	17:30	65.56	257.78
12/01/2025	18:00	66.67	257.78	17/08/2025	18:00	47.78	256.67
12/01/2025	18:30	65.56	260.00	17/08/2025	18:30	29.44	242.78
12/01/2025	19:00	64.44	257.78	17/08/2025	19:00	18.33	0.00
12/01/2025	19:30	42.22	172.22	17/08/2025	19:30	11.11	0.00
12/01/2025	20:00	63.89	174.44	17/08/2025	20:00	8.33	0.00
12/01/2025	20:30	83.89	0.00	17/08/2025	20:30	7.78	0.00
12/01/2025	21:00	63.33	35.56	17/08/2025	21:00	6.11	0.00
12/01/2025	21:30	66.67	233.33	17/08/2025	21:30	13.33	0.00

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
12/01/2025	22:00	68.89	236.67	17/08/2025	22:00	10.56	0.00
12/01/2025	22:30	46.67	158.89	17/08/2025	22:30	11.67	0.00
12/01/2025	23:00	96.11	316.67	17/08/2025	23:00	12.22	251.67
12/01/2025	23:30	72.78	244.44	17/08/2025	23:30	12.78	258.33
13/01/2025	0:00	49.44	166.67	18/08/2025	0:00	15.00	171.11
13/01/2025	0:30	74.44	250.00	18/08/2025	0:30	48.33	341.67
13/01/2025	1:00	75.00	242.22	18/08/2025	1:00	28.33	170.00
13/01/2025	1:30	81.11	325.56	18/08/2025	1:30	63.89	339.44
13/01/2025	2:00	32.22	246.67	18/08/2025	2:00	50.56	253.33
13/01/2025	2:30	17.22	145.56	18/08/2025	2:30	35.56	168.89
13/01/2025	3:00	10.00	0.00	18/08/2025	3:00	71.11	337.22
13/01/2025	3:30	6.11	0.00	18/08/2025	3:30	55.56	99.44
13/01/2025	4:00	4.44	0.00	18/08/2025	4:00	55.56	0.00
13/01/2025	4:30	2.78	0.00	18/08/2025	4:30	56.67	0.00
13/01/2025	5:00	1.67	0.00	18/08/2025	5:00	56.67	0.00
13/01/2025	5:30	3.33	0.00	18/08/2025	5:30	48.89	0.00
13/01/2025	6:00	2.22	0.00	18/08/2025	6:00	34.44	0.00
13/01/2025	6:30	2.22	15.56	18/08/2025	6:30	23.33	0.00
13/01/2025	7:00	9.44	262.22	18/08/2025	7:00	14.44	240.00
13/01/2025	7:30	17.22	171.11	18/08/2025	7:30	8.89	181.11
13/01/2025	8:00	41.11	256.67	18/08/2025	8:00	12.22	92.78
13/01/2025	8:30	52.22	255.56	18/08/2025	8:30	11.67	160.56
13/01/2025	9:00	76.67	340.00	18/08/2025	9:00	32.78	257.78

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
13/01/2025	9:30	57.22	253.33	18/08/2025	9:30	54.44	107.22
13/01/2025	10:00	28.33	168.89	18/08/2025	10:00	50.00	0.00
13/01/2025	10:30	33.33	346.67	18/08/2025	10:30	32.22	0.00
13/01/2025	11:00	11.67	261.11	18/08/2025	11:00	16.11	0.00
13/01/2025	11:30	5.56	65.56	18/08/2025	11:30	19.44	0.00
13/01/2025	12:00	7.22	0.00	18/08/2025	12:00	8.89	0.00
13/01/2025	12:30	5.56	0.00	18/08/2025	12:30	8.89	0.00
13/01/2025	13:00	13.33	84.44	18/08/2025	13:00	8.89	0.00
13/01/2025	13:30	42.78	252.22	18/08/2025	13:30	41.11	253.89
13/01/2025	14:00	80.00	334.44	18/08/2025	14:00	55.56	253.89
13/01/2025	14:30	43.89	166.67	18/08/2025	14:30	40.56	168.89
13/01/2025	15:00	93.89	334.44	18/08/2025	15:00	86.67	338.33
13/01/2025	15:30	72.78	253.33	18/08/2025	15:30	68.33	255.00
13/01/2025	16:00	73.89	253.33	18/08/2025	16:00	70.00	256.67
13/01/2025	16:30	75.00	253.33	18/08/2025	16:30	47.78	42.78
13/01/2025	17:00	50.56	167.78	18/08/2025	17:00	95.56	0.00
13/01/2025	17:30	102.22	336.67	18/08/2025	17:30	73.89	0.00
13/01/2025	18:00	77.22	253.33	18/08/2025	18:00	46.11	0.00
13/01/2025	18:30	77.22	252.22	18/08/2025	18:30	66.67	0.00
13/01/2025	19:00	67.22	255.56	18/08/2025	19:00	20.56	15.56
13/01/2025	19:30	60.00	254.44	18/08/2025	19:30	21.67	2.78
13/01/2025	20:00	62.22	255.56	18/08/2025	20:00	15.56	0.00
13/01/2025	20:30	63.33	255.56	18/08/2025	20:30	7.78	149.44

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
13/01/2025	21:00	63.89	240.00	18/08/2025	21:00	5.00	64.44
13/01/2025	21:30	65.00	137.78	18/08/2025	21:30	8.33	233.33
13/01/2025	22:00	65.56	0.00	18/08/2025	22:00	25.56	258.89
13/01/2025	22:30	44.44	0.00	18/08/2025	22:30	46.67	250.00
13/01/2025	23:00	88.89	0.00	18/08/2025	23:00	38.33	166.11
13/01/2025	23:30	66.67	0.00	18/08/2025	23:30	83.89	330.00
14/01/2025	0:00	67.78	0.00	19/08/2025	0:00	67.78	246.11
14/01/2025	0:30	44.44	93.33	19/08/2025	0:30	64.44	245.56
14/01/2025	1:00	90.56	335.56	19/08/2025	1:00	35.56	163.89
14/01/2025	1:30	67.78	251.11	19/08/2025	1:30	73.89	329.44
14/01/2025	2:00	68.33	248.89	19/08/2025	2:00	56.11	248.33
14/01/2025	2:30	45.00	166.67	19/08/2025	2:30	37.78	166.11
14/01/2025	3:00	67.22	250.00	19/08/2025	3:00	70.00	335.00
14/01/2025	3:30	67.78	251.11	19/08/2025	3:30	37.22	252.78
14/01/2025	4:00	88.89	336.67	19/08/2025	4:00	25.00	198.33
14/01/2025	4:30	43.33	168.89	19/08/2025	4:30	16.67	0.00
14/01/2025	5:00	82.22	336.67	19/08/2025	5:00	10.00	0.00
14/01/2025	5:30	27.78	253.33	19/08/2025	5:30	7.78	0.00
14/01/2025	6:00	8.89	168.89	19/08/2025	6:00	6.11	0.00
14/01/2025	6:30	8.89	211.11	19/08/2025	6:30	15.00	0.00
14/01/2025	7:00	5.56	0.00	19/08/2025	7:00	17.78	0.00
14/01/2025	7:30	2.22	0.00	19/08/2025	7:30	63.33	124.44
14/01/2025	8:00	3.89	0.00	19/08/2025	8:00	56.67	264.44

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
14/01/2025	8:30	2.78	0.00	19/08/2025	8:30	61.11	263.89
14/01/2025	9:00	7.22	0.00	19/08/2025	9:00	66.11	265.56
14/01/2025	9:30	35.00	0.00	19/08/2025	9:30	66.11	265.56
14/01/2025	10:00	76.11	0.00	19/08/2025	10:00	66.11	265.56
14/01/2025	10:30	42.78	0.00	19/08/2025	10:30	33.89	0.00
14/01/2025	11:00	88.89	342.22	19/08/2025	11:00	23.33	0.00
14/01/2025	11:30	70.56	262.22	19/08/2025	11:30	13.89	0.00
14/01/2025	12:00	47.78	173.33	19/08/2025	12:00	8.89	97.78
14/01/2025	12:30	96.67	342.22	19/08/2025	12:30	4.44	173.89
14/01/2025	13:00	48.89	167.78	19/08/2025	13:00	4.44	252.78
14/01/2025	13:30	98.33	335.56	19/08/2025	13:30	5.56	338.89
14/01/2025	14:00	73.89	250.00	19/08/2025	14:00	2.22	171.11
14/01/2025	14:30	75.00	251.11	19/08/2025	14:30	5.00	341.11
14/01/2025	15:00	49.44	166.67	19/08/2025	15:00	7.22	255.00
14/01/2025	15:30	73.89	250.00	19/08/2025	15:30	7.22	170.56
14/01/2025	16:00	71.11	248.89	19/08/2025	16:00	42.22	338.89
14/01/2025	16:30	68.89	250.00	19/08/2025	16:30	36.11	170.00
14/01/2025	17:00	89.44	336.67	19/08/2025	17:00	78.89	350.00
14/01/2025	17:30	65.00	253.33	19/08/2025	17:30	61.11	266.67
14/01/2025	18:00	64.44	252.22	19/08/2025	18:00	61.11	177.22
14/01/2025	18:30	63.33	253.33	19/08/2025	18:30	62.22	0.00
14/01/2025	19:00	62.78	253.33	19/08/2025	19:00	47.78	0.00
14/01/2025	19:30	42.78	168.89	19/08/2025	19:30	21.11	0.00

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
14/01/2025	20:00	91.11	335.56	19/08/2025	20:00	28.89	0.00
14/01/2025	20:30	71.11	252.22	19/08/2025	20:30	12.22	0.00
14/01/2025	21:00	72.22	252.22	19/08/2025	21:00	8.33	0.00
14/01/2025	21:30	73.33	253.33	19/08/2025	21:30	14.44	0.00
14/01/2025	22:00	45.56	167.78	19/08/2025	22:00	33.89	0.00
14/01/2025	22:30	67.78	333.33	19/08/2025	22:30	53.89	172.78
14/01/2025	23:00	22.22	166.67	19/08/2025	23:00	60.56	262.22
14/01/2025	23:30	35.56	134.44	19/08/2025	23:30	65.56	262.22
15/01/2025	0:00	18.89	0.00	20/08/2025	0:00	68.89	263.33
15/01/2025	0:30	20.00	0.00	20/08/2025	0:30	45.56	172.78
15/01/2025	1:00	20.00	0.00	20/08/2025	1:00	72.22	338.33
15/01/2025	1:30	20.00	0.00	20/08/2025	1:30	54.44	253.89
15/01/2025	2:00	55.56	0.00	20/08/2025	2:00	36.67	168.33
15/01/2025	2:30	58.89	220.00	20/08/2025	2:30	75.00	337.78
15/01/2025	3:00	60.00	256.67	20/08/2025	3:00	38.33	170.56
15/01/2025	3:30	61.67	257.78	20/08/2025	3:30	56.67	254.44
15/01/2025	4:00	61.67	257.78	20/08/2025	4:00	77.78	338.33
15/01/2025	4:30	62.22	258.89	20/08/2025	4:30	60.00	252.78
15/01/2025	5:00	63.33	258.89	20/08/2025	5:00	40.00	115.56
15/01/2025	5:30	62.22	111.11	20/08/2025	5:30	76.67	0.00
15/01/2025	6:00	63.89	0.00	20/08/2025	6:00	45.56	0.00
15/01/2025	6:30	48.33	0.00	20/08/2025	6:30	28.89	0.00
15/01/2025	7:00	20.00	126.67	20/08/2025	7:00	20.00	0.00

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
15/01/2025	7:30	22.22	342.22	20/08/2025	7:30	14.44	0.00
15/01/2025	8:00	7.78	258.89	20/08/2025	8:00	13.89	0.00
15/01/2025	8:30	4.44	258.89	20/08/2025	8:30	32.78	223.33
15/01/2025	9:00	3.89	253.33	20/08/2025	9:00	34.44	173.33
15/01/2025	9:30	5.00	151.11	20/08/2025	9:30	80.00	314.44
15/01/2025	10:00	4.44	0.00	20/08/2025	10:00	36.11	0.00
15/01/2025	10:30	15.00	0.00	20/08/2025	10:30	45.00	0.00
15/01/2025	11:00	32.78	0.00	20/08/2025	11:00	20.00	0.00
15/01/2025	11:30	53.33	0.00	20/08/2025	11:30	12.22	0.00
15/01/2025	12:00	62.22	0.00	20/08/2025	12:00	7.78	251.67
15/01/2025	12:30	66.67	43.33	20/08/2025	12:30	5.56	262.22
15/01/2025	13:00	68.89	237.78	20/08/2025	13:00	3.33	262.22
15/01/2025	13:30	71.67	243.33	20/08/2025	13:30	3.33	263.33
15/01/2025	14:00	72.78	246.67	20/08/2025	14:00	3.33	254.44
15/01/2025	14:30	73.33	247.78	20/08/2025	14:30	12.78	253.33
15/01/2025	15:00	74.44	248.89	20/08/2025	15:00	20.56	168.89
15/01/2025	15:30	73.89	250.00	20/08/2025	15:30	20.56	168.89
15/01/2025	16:00	71.67	248.89	20/08/2025	16:00	20.56	188.89
15/01/2025	16:30	46.67	166.67	20/08/2025	16:30	65.56	255.00
15/01/2025	17:00	67.22	251.11	20/08/2025	17:00	68.89	255.56
15/01/2025	17:30	82.78	340.00	20/08/2025	17:30	47.22	170.56
15/01/2025	18:00	35.56	170.00	20/08/2025	18:00	95.00	162.78
15/01/2025	18:30	55.00	257.78	20/08/2025	18:30	0.00	0.00

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
15/01/2025	19:00	55.56	254.44	20/08/2025	19:00	0.00	0.00
15/01/2025	19:30	56.11	254.44	20/08/2025	19:30	0.00	0.00
15/01/2025	20:00	78.33	336.67	20/08/2025	20:00	0.00	0.00
15/01/2025	20:30	60.56	252.22	20/08/2025	20:30	0.00	0.00
15/01/2025	21:00	62.22	177.78	20/08/2025	21:00	10.00	0.00
15/01/2025	21:30	63.89	0.00	20/08/2025	21:30	85.56	203.33
15/01/2025	22:00	65.00	0.00	20/08/2025	22:00	64.44	256.11
15/01/2025	22:30	65.56	0.00	20/08/2025	22:30	44.44	171.11
15/01/2025	23:00	66.11	0.00	20/08/2025	23:00	92.22	337.78
15/01/2025	23:30	66.67	0.00	20/08/2025	23:30	70.56	248.33
16/01/2025	0:00	45.00	0.00	21/08/2025	0:00	47.78	165.56
16/01/2025	0:30	87.78	247.78	21/08/2025	0:30	90.00	331.11
16/01/2025	1:00	44.44	167.78	21/08/2025	1:00	55.00	248.33
16/01/2025	1:30	88.33	336.67	21/08/2025	1:30	55.56	250.56
16/01/2025	2:00	66.11	251.11	21/08/2025	2:00	55.56	250.00
16/01/2025	2:30	44.44	167.78	21/08/2025	2:30	56.67	251.11
16/01/2025	3:00	87.78	338.89	21/08/2025	3:00	56.67	252.22
16/01/2025	3:30	65.00	256.67	21/08/2025	3:30	38.33	169.44
16/01/2025	4:00	40.00	170.00	21/08/2025	4:00	77.22	337.22
16/01/2025	4:30	48.33	256.67	21/08/2025	4:30	36.67	81.11
16/01/2025	5:00	34.44	341.11	21/08/2025	5:00	53.89	0.00
16/01/2025	5:30	11.11	257.78	21/08/2025	5:30	23.89	0.00
16/01/2025	6:00	5.56	44.44	21/08/2025	6:00	14.44	0.00

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
16/01/2025	6:30	3.89	0.00	21/08/2025	6:30	6.67	0.00
16/01/2025	7:00	2.78	0.00	21/08/2025	7:00	12.78	0.00
16/01/2025	7:30	2.78	0.00	21/08/2025	7:30	28.33	55.00
16/01/2025	8:00	2.78	0.00	21/08/2025	8:00	42.22	262.22
16/01/2025	8:30	6.67	0.00	21/08/2025	8:30	52.78	261.67
16/01/2025	9:00	34.44	0.00	21/08/2025	9:00	37.22	172.78
16/01/2025	9:30	54.44	77.78	21/08/2025	9:30	73.33	182.78
16/01/2025	10:00	50.56	0.00	21/08/2025	10:00	35.56	0.00
16/01/2025	10:30	53.89	0.00	21/08/2025	10:30	23.89	0.00
16/01/2025	11:00	38.89	0.00	21/08/2025	11:00	15.00	0.00
16/01/2025	11:30	85.56	0.00	21/08/2025	11:30	9.44	0.00
16/01/2025	12:00	68.33	181.11	21/08/2025	12:00	5.00	0.00
16/01/2025	12:30	69.44	262.22	21/08/2025	12:30	4.44	0.00
16/01/2025	13:00	46.67	174.44	21/08/2025	13:00	4.44	0.00
16/01/2025	13:30	96.67	351.11	21/08/2025	13:30	6.11	159.44
16/01/2025	14:00	48.89	175.56	21/08/2025	14:00	10.56	341.67
16/01/2025	14:30	98.33	350.00	21/08/2025	14:30	10.00	258.89
16/01/2025	15:00	74.44	261.11	21/08/2025	15:00	9.44	172.78
16/01/2025	15:30	75.00	260.00	21/08/2025	15:30	45.56	347.78
16/01/2025	16:00	50.00	173.33	21/08/2025	16:00	54.44	251.67
16/01/2025	16:30	100.00	340.00	21/08/2025	16:30	39.44	167.22
16/01/2025	17:00	75.56	257.78	21/08/2025	17:00	85.56	333.89
16/01/2025	17:30	75.56	256.67	21/08/2025	17:30	68.89	122.78

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
16/01/2025	18:00	72.78	256.67	21/08/2025	18:00	71.11	0.00
16/01/2025	18:30	70.56	256.67	21/08/2025	18:30	12.78	0.00
16/01/2025	19:00	67.78	255.56	21/08/2025	19:00	0.00	0.00
16/01/2025	19:30	66.67	255.56	21/08/2025	19:30	0.00	0.00
16/01/2025	20:00	43.33	170.00	21/08/2025	20:00	0.00	0.00
16/01/2025	20:30	85.56	338.89	21/08/2025	20:30	0.00	122.22
16/01/2025	21:00	63.89	254.44	21/08/2025	21:00	0.00	171.67
16/01/2025	21:30	67.22	252.22	21/08/2025	21:30	45.56	256.67
16/01/2025	22:00	68.89	250.00	21/08/2025	22:00	105.00	344.44
16/01/2025	22:30	71.11	247.78	21/08/2025	22:30	78.89	259.44
16/01/2025	23:00	72.22	246.67	21/08/2025	23:00	78.33	258.89
16/01/2025	23:30	48.89	163.33	21/08/2025	23:30	78.33	251.11
17/01/2025	0:00	73.33	245.56	22/08/2025	0:00	72.22	250.56
17/01/2025	0:30	71.11	245.56	22/08/2025	0:30	58.89	253.89
17/01/2025	1:00	70.56	326.67	22/08/2025	1:00	60.00	252.22
17/01/2025	1:30	30.56	245.56	22/08/2025	1:30	58.89	252.78
17/01/2025	2:00	16.67	244.44	22/08/2025	2:00	60.00	255.56
17/01/2025	2:30	10.00	245.56	22/08/2025	2:30	40.00	171.11
17/01/2025	3:00	4.44	165.56	22/08/2025	3:00	80.00	344.44
17/01/2025	3:30	6.67	333.33	22/08/2025	3:30	40.56	170.56
17/01/2025	4:00	3.33	167.78	22/08/2025	4:00	81.67	340.56
17/01/2025	4:30	3.33	0.00	22/08/2025	4:30	61.11	255.00
17/01/2025	5:00	2.22	0.00	22/08/2025	5:00	41.11	170.00

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
17/01/2025	5:30	2.22	0.00	22/08/2025	5:30	73.33	340.00
17/01/2025	6:00	8.89	0.00	22/08/2025	6:00	38.33	67.22
17/01/2025	6:30	29.44	0.00	22/08/2025	6:30	25.00	0.00
17/01/2025	7:00	45.00	0.00	22/08/2025	7:00	14.44	0.00
17/01/2025	7:30	54.44	87.78	22/08/2025	7:30	12.78	0.00
17/01/2025	8:00	57.78	260.00	22/08/2025	8:00	15.00	0.00
17/01/2025	8:30	58.89	257.78	22/08/2025	8:30	58.89	0.00
17/01/2025	9:00	61.11	178.89	22/08/2025	9:00	37.78	0.00
17/01/2025	9:30	42.22	0.00	22/08/2025	9:30	81.11	0.00
17/01/2025	10:00	60.00	0.00	22/08/2025	10:00	43.33	30.56
17/01/2025	10:30	25.56	0.00	22/08/2025	10:30	20.00	131.67
17/01/2025	11:00	10.00	0.00	22/08/2025	11:00	25.00	261.67
17/01/2025	11:30	12.22	0.00	22/08/2025	11:30	11.67	208.33
17/01/2025	12:00	5.56	0.00	22/08/2025	12:00	7.22	257.22
17/01/2025	12:30	5.56	201.11	22/08/2025	12:30	3.89	170.00
17/01/2025	13:00	23.33	261.11	22/08/2025	13:00	5.00	341.11
17/01/2025	13:30	47.78	257.78	22/08/2025	13:30	3.89	258.33
17/01/2025	14:00	60.00	257.78	22/08/2025	14:00	7.78	175.00
17/01/2025	14:30	66.67	257.78	22/08/2025	14:30	46.67	350.56
17/01/2025	15:00	69.44	260.00	22/08/2025	15:00	55.56	263.33
17/01/2025	15:30	72.22	262.22	22/08/2025	15:30	63.33	256.67
17/01/2025	16:00	73.89	255.56	22/08/2025	16:00	44.44	167.22
17/01/2025	16:30	74.44	253.33	22/08/2025	16:30	70.00	250.56

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
17/01/2025	17:00	75.00	252.22	22/08/2025	17:00	92.22	335.56
17/01/2025	17:30	76.11	253.33	22/08/2025	17:30	67.78	252.22
17/01/2025	18:00	58.89	252.22	22/08/2025	18:00	67.22	252.78
17/01/2025	18:30	60.00	252.22	22/08/2025	18:30	66.11	151.67
17/01/2025	19:00	41.11	168.89	22/08/2025	19:00	40.56	0.00
17/01/2025	19:30	62.22	254.44	22/08/2025	19:30	52.78	0.00
17/01/2025	20:00	84.44	340.00	22/08/2025	20:00	22.78	0.00
17/01/2025	20:30	63.89	255.56	22/08/2025	20:30	12.78	0.00
17/01/2025	21:00	64.44	253.33	22/08/2025	21:00	10.00	0.00
17/01/2025	21:30	65.00	254.44	22/08/2025	21:30	6.67	0.00
17/01/2025	22:00	64.44	252.22	22/08/2025	22:00	4.44	90.00
17/01/2025	22:30	43.33	170.00	22/08/2025	22:30	4.44	245.56
17/01/2025	23:00	65.56	254.44	22/08/2025	23:00	7.78	246.11
17/01/2025	23:30	87.78	337.78	22/08/2025	23:30	26.67	246.11
18/01/2025	0:00	43.33	168.89	23/08/2025	0:00	38.33	245.56
18/01/2025	0:30	87.78	335.56	23/08/2025	0:30	48.33	246.67
18/01/2025	1:00	66.11	251.11	23/08/2025	1:00	52.22	247.78
18/01/2025	1:30	66.11	150.00	23/08/2025	1:30	55.56	247.78
18/01/2025	2:00	43.33	0.00	23/08/2025	2:00	58.33	247.22
18/01/2025	2:30	66.67	0.00	23/08/2025	2:30	59.44	247.78
18/01/2025	3:00	90.00	0.00	23/08/2025	3:00	40.00	165.56
18/01/2025	3:30	44.44	0.00	23/08/2025	3:30	61.11	249.44
18/01/2025	4:00	91.11	52.22	23/08/2025	4:00	81.11	109.44

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
18/01/2025	4:30	67.78	260.00	23/08/2025	4:30	41.11	0.00
18/01/2025	5:00	43.89	173.33	23/08/2025	5:00	82.22	0.00
18/01/2025	5:30	72.22	260.00	23/08/2025	5:30	61.11	0.00
18/01/2025	6:00	46.11	343.33	23/08/2025	6:00	62.22	0.00
18/01/2025	6:30	11.11	256.67	23/08/2025	6:30	61.67	0.00
18/01/2025	7:00	5.00	171.11	23/08/2025	7:00	53.89	0.00
18/01/2025	7:30	4.44	254.44	23/08/2025	7:30	31.11	0.00
18/01/2025	8:00	5.00	264.44	23/08/2025	8:00	37.78	188.33
18/01/2025	8:30	2.78	0.00	23/08/2025	8:30	15.00	255.56
18/01/2025	9:00	3.33	0.00	23/08/2025	9:00	7.22	0.00
18/01/2025	9:30	25.56	0.00	23/08/2025	9:30	8.33	0.00
18/01/2025	10:00	47.78	0.00	23/08/2025	10:00	5.00	0.00
18/01/2025	10:30	60.56	0.00	23/08/2025	10:30	3.33	0.00
18/01/2025	11:00	65.56	0.00	23/08/2025	11:00	3.33	0.00
18/01/2025	11:30	70.00	0.00	23/08/2025	11:30	3.89	232.78
18/01/2025	12:00	71.67	243.33	23/08/2025	12:00	3.89	260.56
18/01/2025	12:30	48.33	167.78	23/08/2025	12:30	2.22	171.67
18/01/2025	13:00	98.33	333.33	23/08/2025	13:00	28.89	342.78
18/01/2025	13:30	49.44	165.56	23/08/2025	13:30	46.67	260.00
18/01/2025	14:00	98.89	331.11	23/08/2025	14:00	57.78	261.11
18/01/2025	14:30	75.00	248.89	23/08/2025	14:30	63.33	261.67
18/01/2025	15:00	49.44	165.56	23/08/2025	15:00	43.89	175.00
18/01/2025	15:30	75.56	248.89	23/08/2025	15:30	91.67	347.78

Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]	Dia	Hora	EE S. Vicente Louredo [l/s]	EE S. João de Ver [l/s]
18/01/2025	16:00	100.00	328.89	23/08/2025	16:00	71.11	254.44
18/01/2025	16:30	72.22	247.78	23/08/2025	16:30	47.78	167.22
18/01/2025	17:00	70.00	247.78	23/08/2025	17:00	96.67	333.89
18/01/2025	17:30	67.78	248.89	23/08/2025	17:30	48.33	167.22
18/01/2025	18:00	65.56	247.78	23/08/2025	18:00	98.33	333.89
18/01/2025	18:30	65.56	248.89	23/08/2025	18:30	49.44	165.56
18/01/2025	19:00	42.22	165.56	23/08/2025	19:00	72.78	0.00
18/01/2025	19:30	86.11	330.00	23/08/2025	19:30	58.89	0.00
18/01/2025	20:00	45.00	164.44	23/08/2025	20:00	43.33	0.00
18/01/2025	20:30	93.89	328.89	23/08/2025	20:30	17.78	0.00
18/01/2025	21:00	37.78	164.44	23/08/2025	21:00	13.33	0.00
18/01/2025	21:30	77.78	328.89	23/08/2025	21:30	13.33	0.00
18/01/2025	22:00	60.00	246.67	23/08/2025	22:00	52.78	161.11
18/01/2025	22:30	40.56	165.56	23/08/2025	22:30	37.22	166.67
18/01/2025	23:00	83.33	332.22	23/08/2025	23:00	82.22	335.56
18/01/2025	23:30	42.22	168.89	23/08/2025	23:30	67.78	251.67

A.2 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA SEMI-HORÁRIA NA EE DE S. JOÃO DE VER

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
12/01/2025	0:00	337.78	75%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	0:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
12/01/2025	1:00	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	1:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	2:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	2:30	154.44	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	3:00	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
12/01/2025	3:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
12/01/2025	4:00	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
12/01/2025	4:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
12/01/2025	5:00	172.22	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	5:30	200.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	7:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	8:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	8:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	9:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	9:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
12/01/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	12:00	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
12/01/2025	12:30	264.44	64%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	13:00	264.44	64%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	13:30	175.56	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	14:00	265.56	64%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	14:30	340.00	75%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	15:00	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
12/01/2025	15:30	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
12/01/2025	16:00	171.11	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	16:30	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
12/01/2025	17:00	344.44	75%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	17:30	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
12/01/2025	18:00	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
12/01/2025	18:30	260.00	64%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	19:00	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
12/01/2025	19:30	172.22	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	20:00	174.44	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	21:00	35.56	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	21:30	233.33	47%	18.00	30.90	15.45
12/01/2025	22:00	236.67	64%	18.00	31.34	15.67
12/01/2025	22:30	158.89	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
12/01/2025	23:00	316.67	75%	24.50	46.87	23.43
12/01/2025	23:30	244.44	64%	18.00	32.37	16.19
13/01/2025	0:00	166.67	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	0:30	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
13/01/2025	1:00	242.22	64%	18.00	32.08	16.04
13/01/2025	1:30	325.56	75%	24.50	46.87	23.43
13/01/2025	2:00	246.67	64%	18.00	32.67	16.33
13/01/2025	2:30	145.56	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	3:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	3:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	4:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	4:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	5:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	6:30	15.56	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	7:00	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
13/01/2025	7:30	171.11	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	8:00	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
13/01/2025	8:30	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
13/01/2025	9:00	340.00	75%	24.50	46.87	23.43
13/01/2025	9:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
13/01/2025	10:00	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	10:30	346.67	75%	24.50	46.87	23.43

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
13/01/2025	11:00	261.11	64%	24.50	46.87	23.43
13/01/2025	11:30	65.56	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	12:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	12:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	13:00	84.44	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	13:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
13/01/2025	14:00	334.44	75%	24.50	46.87	23.43
13/01/2025	14:30	166.67	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	15:00	334.44	75%	24.50	46.87	23.43
13/01/2025	15:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
13/01/2025	16:00	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
13/01/2025	16:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
13/01/2025	17:00	167.78	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	17:30	336.67	75%	24.50	46.87	23.43
13/01/2025	18:00	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
13/01/2025	18:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
13/01/2025	19:00	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
13/01/2025	19:30	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
13/01/2025	20:00	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
13/01/2025	20:30	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
13/01/2025	21:00	240.00	64%	18.00	31.78	15.89
13/01/2025	21:30	137.78	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	22:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	22:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
13/01/2025	23:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	23:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	0:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	0:30	93.33	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	1:00	335.56	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	1:30	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
14/01/2025	2:00	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
14/01/2025	2:30	166.67	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	3:00	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
14/01/2025	3:30	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
14/01/2025	4:00	336.67	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	4:30	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	5:00	336.67	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	5:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
14/01/2025	6:00	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	6:30	211.11	47%	14.50	21.62	10.81
14/01/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	7:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	8:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	8:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	9:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	9:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
14/01/2025	11:00	342.22	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	11:30	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	12:00	173.33	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	12:30	342.22	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	13:00	167.78	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	13:30	335.56	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	14:00	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
14/01/2025	14:30	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
14/01/2025	15:00	166.67	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	15:30	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
14/01/2025	16:00	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
14/01/2025	16:30	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
14/01/2025	17:00	336.67	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	17:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
14/01/2025	18:00	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
14/01/2025	18:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
14/01/2025	19:00	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
14/01/2025	19:30	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	20:00	335.56	75%	24.50	46.87	23.43
14/01/2025	20:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
14/01/2025	21:00	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
14/01/2025	21:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
14/01/2025	22:00	167.78	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	22:30	333.33	75%	24.50	46.87	23.43

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
14/01/2025	23:00	166.67	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	23:30	134.44	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	0:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	0:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	1:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	1:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	2:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	2:30	220.00	47%	14.50	22.53	11.27
15/01/2025	3:00	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
15/01/2025	3:30	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
15/01/2025	4:00	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
15/01/2025	4:30	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
15/01/2025	5:00	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
15/01/2025	5:30	111.11	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	7:00	126.67	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	7:30	342.22	75%	24.50	46.87	23.43
15/01/2025	8:00	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
15/01/2025	8:30	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
15/01/2025	9:00	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
15/01/2025	9:30	151.11	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
15/01/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	12:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	12:30	43.33	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	13:00	237.78	64%	18.00	31.49	15.75
15/01/2025	13:30	243.33	64%	18.00	32.23	16.11
15/01/2025	14:00	246.67	64%	18.00	32.67	16.33
15/01/2025	14:30	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
15/01/2025	15:00	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
15/01/2025	15:30	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
15/01/2025	16:00	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
15/01/2025	16:30	166.67	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	17:00	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
15/01/2025	17:30	340.00	75%	24.50	46.87	23.43
15/01/2025	18:00	170.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	18:30	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
15/01/2025	19:00	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
15/01/2025	19:30	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
15/01/2025	20:00	336.67	75%	24.50	46.87	23.43
15/01/2025	20:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
15/01/2025	21:00	177.78	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	21:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	22:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	22:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
15/01/2025	23:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	23:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	0:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	0:30	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
16/01/2025	1:00	167.78	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	1:30	336.67	75%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	2:00	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
16/01/2025	2:30	167.78	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	3:00	338.89	75%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	3:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
16/01/2025	4:00	170.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	4:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
16/01/2025	5:00	341.11	75%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	5:30	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
16/01/2025	6:00	44.44	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	7:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	8:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	8:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	9:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	9:30	77.78	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
16/01/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	12:00	181.11	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	12:30	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	13:00	174.44	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	13:30	351.11	75%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	14:00	175.56	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	14:30	350.00	75%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	15:00	261.11	64%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	15:30	260.00	64%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	16:00	173.33	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	16:30	340.00	75%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	17:00	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
16/01/2025	17:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
16/01/2025	18:00	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
16/01/2025	18:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
16/01/2025	19:00	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
16/01/2025	19:30	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
16/01/2025	20:00	170.00	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	20:30	338.89	75%	24.50	46.87	23.43
16/01/2025	21:00	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
16/01/2025	21:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
16/01/2025	22:00	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
16/01/2025	22:30	247.78	64%	18.00	32.81	16.41

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
16/01/2025	23:00	246.67	64%	18.00	32.67	16.33
16/01/2025	23:30	163.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	0:00	245.56	64%	18.00	32.52	16.26
17/01/2025	0:30	245.56	64%	18.00	32.52	16.26
17/01/2025	1:00	326.67	75%	24.50	46.87	23.43
17/01/2025	1:30	245.56	64%	18.00	32.52	16.26
17/01/2025	2:00	244.44	64%	18.00	32.37	16.19
17/01/2025	2:30	245.56	64%	18.00	32.52	16.26
17/01/2025	3:00	165.56	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	3:30	333.33	75%	24.50	46.87	23.43
17/01/2025	4:00	167.78	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	4:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	5:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	7:30	87.78	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	8:00	260.00	64%	24.50	46.87	23.43
17/01/2025	8:30	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
17/01/2025	9:00	178.89	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	9:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
17/01/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	12:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	12:30	201.11	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	13:00	261.11	64%	24.50	46.87	23.43
17/01/2025	13:30	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
17/01/2025	14:00	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
17/01/2025	14:30	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
17/01/2025	15:00	260.00	64%	24.50	46.87	23.43
17/01/2025	15:30	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
17/01/2025	16:00	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
17/01/2025	16:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
17/01/2025	17:00	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
17/01/2025	17:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
17/01/2025	18:00	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
17/01/2025	18:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
17/01/2025	19:00	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	19:30	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
17/01/2025	20:00	340.00	75%	24.50	46.87	23.43
17/01/2025	20:30	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
17/01/2025	21:00	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
17/01/2025	21:30	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
17/01/2025	22:00	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
17/01/2025	22:30	170.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
17/01/2025	23:00	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
17/01/2025	23:30	337.78	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	0:00	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	0:30	335.56	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	1:00	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
18/01/2025	1:30	150.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	2:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	2:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	3:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	3:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	4:00	52.22	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	4:30	260.00	64%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	5:00	173.33	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	5:30	260.00	64%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	6:00	343.33	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	6:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
18/01/2025	7:00	171.11	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	7:30	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
18/01/2025	8:00	264.44	64%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	8:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	9:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	9:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
18/01/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	12:00	243.33	64%	18.00	32.23	16.11
18/01/2025	12:30	167.78	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	13:00	333.33	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	13:30	165.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	14:00	331.11	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	14:30	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
18/01/2025	15:00	165.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	15:30	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
18/01/2025	16:00	328.89	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	16:30	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
18/01/2025	17:00	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
18/01/2025	17:30	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
18/01/2025	18:00	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
18/01/2025	18:30	248.89	64%	18.00	32.96	16.48
18/01/2025	19:00	165.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	19:30	330.00	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	20:00	164.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	20:30	328.89	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	21:00	164.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	21:30	328.89	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	22:00	246.67	64%	18.00	32.67	16.33
18/01/2025	22:30	165.56	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
18/01/2025	23:00	332.22	75%	24.50	46.87	23.43
18/01/2025	23:30	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	0:00	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
17/08/2025	0:30	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
17/08/2025	1:00	166.11	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	1:30	249.44	64%	18.00	33.04	16.52
17/08/2025	2:00	335.56	75%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	2:30	168.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	3:00	336.67	75%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	3:30	219.44	47%	14.50	22.47	11.24
17/08/2025	4:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	4:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	5:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	7:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	8:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	8:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	9:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	9:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	10:30	204.44	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
17/08/2025	11:00	265.56	64%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	11:30	177.22	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	12:00	354.44	75%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	12:30	265.00	64%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	13:00	264.44	64%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	13:30	175.56	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	14:00	351.11	75%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	14:30	175.56	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	15:00	351.67	75%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	15:30	263.89	64%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	16:00	263.89	64%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	16:30	172.78	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	17:00	344.44	75%	24.50	46.87	23.43
17/08/2025	17:30	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
17/08/2025	18:00	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
17/08/2025	18:30	242.78	64%	18.00	32.15	16.08
17/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	21:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	21:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	22:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	22:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
17/08/2025	23:00	251.67	64%	22.50	41.66	20.83
17/08/2025	23:30	258.33	64%	22.50	42.77	21.38
18/08/2025	0:00	171.11	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	0:30	341.67	75%	24.50	46.87	23.43
18/08/2025	1:00	170.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	1:30	339.44	75%	24.50	46.87	23.43
18/08/2025	2:00	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
18/08/2025	2:30	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	3:00	337.22	75%	24.50	46.87	23.43
18/08/2025	3:30	99.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	4:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	4:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	5:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	7:00	240.00	64%	18.00	31.78	15.89
18/08/2025	7:30	181.11	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	8:00	92.78	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	8:30	160.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	9:00	257.78	64%	22.50	42.67	21.34
18/08/2025	9:30	107.22	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
18/08/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	12:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	12:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	13:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	13:30	253.89	64%	22.50	42.03	21.01
18/08/2025	14:00	253.89	64%	22.50	42.03	21.01
18/08/2025	14:30	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	15:00	338.33	75%	24.50	46.87	23.43
18/08/2025	15:30	255.00	64%	22.50	42.21	21.11
18/08/2025	16:00	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
18/08/2025	16:30	42.78	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	17:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	17:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	18:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	18:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	19:00	15.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	19:30	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	20:30	149.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	21:00	64.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	21:30	233.33	47%	18.00	30.90	15.45
18/08/2025	22:00	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
18/08/2025	22:30	250.00	64%	22.50	41.39	20.69

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
18/08/2025	23:00	166.11	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	23:30	330.00	75%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	0:00	246.11	64%	18.00	32.59	16.30
19/08/2025	0:30	245.56	64%	18.00	32.52	16.26
19/08/2025	1:00	163.89	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	1:30	329.44	75%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	2:00	248.33	64%	18.00	32.89	16.44
19/08/2025	2:30	166.11	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	3:00	335.00	75%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	3:30	252.78	64%	22.50	41.85	20.92
19/08/2025	4:00	198.33	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	4:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	5:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	7:30	124.44	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	8:00	264.44	64%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	8:30	263.89	64%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	9:00	265.56	64%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	9:30	265.56	64%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	10:00	265.56	64%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
19/08/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	12:00	97.78	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	12:30	173.89	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	13:00	252.78	64%	22.50	41.85	20.92
19/08/2025	13:30	338.89	75%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	14:00	171.11	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	14:30	341.11	75%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	15:00	255.00	64%	22.50	42.21	21.11
19/08/2025	15:30	170.56	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	16:00	338.89	75%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	16:30	170.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	17:00	350.00	75%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	17:30	266.67	64%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	18:00	177.22	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	18:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	21:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	21:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	22:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	22:30	172.78	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
19/08/2025	23:00	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
19/08/2025	23:30	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	0:00	263.33	64%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	0:30	172.78	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	1:00	338.33	75%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	1:30	253.89	64%	22.50	42.03	21.01
20/08/2025	2:00	168.33	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	2:30	337.78	75%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	3:00	170.56	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	3:30	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
20/08/2025	4:00	338.33	75%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	4:30	252.78	64%	22.50	41.85	20.92
20/08/2025	5:00	115.56	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	7:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	8:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	8:30	223.33	47%	14.50	22.87	11.44
20/08/2025	9:00	173.33	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	9:30	314.44	75%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
20/08/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	12:00	251.67	64%	22.50	41.66	20.83
20/08/2025	12:30	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	13:00	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	13:30	263.33	64%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	14:00	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
20/08/2025	14:30	253.33	64%	22.50	41.94	20.97
20/08/2025	15:00	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	15:30	168.89	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	16:00	188.89	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	16:30	255.00	64%	22.50	42.21	21.11
20/08/2025	17:00	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
20/08/2025	17:30	170.56	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	18:00	162.78	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	18:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	21:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	21:30	203.33	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	22:00	256.11	64%	22.50	42.40	21.20
20/08/2025	22:30	171.11	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
20/08/2025	23:00	337.78	75%	24.50	46.87	23.43
20/08/2025	23:30	248.33	64%	18.00	32.89	16.44
21/08/2025	0:00	165.56	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	0:30	331.11	75%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	1:00	248.33	64%	18.00	32.89	16.44
21/08/2025	1:30	250.56	64%	22.50	41.48	20.74
21/08/2025	2:00	250.00	64%	22.50	41.39	20.69
21/08/2025	2:30	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
21/08/2025	3:00	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
21/08/2025	3:30	169.44	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	4:00	337.22	75%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	4:30	81.11	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	5:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	7:30	55.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	8:00	262.22	64%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	8:30	261.67	64%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	9:00	172.78	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	9:30	182.78	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
21/08/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	11:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	12:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	12:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	13:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	13:30	159.44	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	14:00	341.67	75%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	14:30	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
21/08/2025	15:00	172.78	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	15:30	347.78	75%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	16:00	251.67	64%	22.50	41.66	20.83
21/08/2025	16:30	167.22	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	17:00	333.89	75%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	17:30	122.78	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	18:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	18:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	20:30	122.22	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	21:00	171.67	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	21:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
21/08/2025	22:00	344.44	75%	24.50	46.87	23.43
21/08/2025	22:30	259.44	64%	22.50	42.95	21.47

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
21/08/2025	23:00	258.89	64%	22.50	42.86	21.43
21/08/2025	23:30	251.11	64%	22.50	41.57	20.78
22/08/2025	0:00	250.56	64%	22.50	41.48	20.74
22/08/2025	0:30	253.89	64%	22.50	42.03	21.01
22/08/2025	1:00	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
22/08/2025	1:30	252.78	64%	22.50	41.85	20.92
22/08/2025	2:00	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
22/08/2025	2:30	171.11	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	3:00	344.44	75%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	3:30	170.56	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	4:00	340.56	75%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	4:30	255.00	64%	22.50	42.21	21.11
22/08/2025	5:00	170.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	5:30	340.00	75%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	6:00	67.22	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	7:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	8:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	8:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	9:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	9:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	10:00	30.56	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	10:30	131.67	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
22/08/2025	11:00	261.67	64%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	11:30	208.33	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	12:00	257.22	64%	22.50	42.58	21.29
22/08/2025	12:30	170.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	13:00	341.11	75%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	13:30	258.33	64%	22.50	42.77	21.38
22/08/2025	14:00	175.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	14:30	350.56	75%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	15:00	263.33	64%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	15:30	256.67	64%	22.50	42.49	21.24
22/08/2025	16:00	167.22	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	16:30	250.56	64%	22.50	41.48	20.74
22/08/2025	17:00	335.56	75%	24.50	46.87	23.43
22/08/2025	17:30	252.22	64%	22.50	41.75	20.88
22/08/2025	18:00	252.78	64%	22.50	41.85	20.92
22/08/2025	18:30	151.67	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	21:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	21:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	22:00	90.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	22:30	245.56	64%	18.00	32.52	16.26

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
22/08/2025	23:00	246.11	64%	18.00	32.59	16.30
22/08/2025	23:30	246.11	64%	18.00	32.59	16.30
23/08/2025	0:00	245.56	64%	18.00	32.52	16.26
23/08/2025	0:30	246.67	64%	18.00	32.67	16.33
23/08/2025	1:00	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
23/08/2025	1:30	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
23/08/2025	2:00	247.22	64%	18.00	32.74	16.37
23/08/2025	2:30	247.78	64%	18.00	32.81	16.41
23/08/2025	3:00	165.56	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	3:30	249.44	64%	18.00	33.04	16.52
23/08/2025	4:00	109.44	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	4:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	5:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	5:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	6:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	6:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	7:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	7:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	8:00	188.33	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	8:30	255.56	64%	22.50	42.31	21.15
23/08/2025	9:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	9:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	10:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	10:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
23/08/2025	11:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	11:30	232.78	47%	18.00	30.83	15.41
23/08/2025	12:00	260.56	64%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	12:30	171.67	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	13:00	342.78	75%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	13:30	260.00	64%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	14:00	261.11	64%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	14:30	261.67	64%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	15:00	175.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	15:30	347.78	75%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	16:00	254.44	64%	22.50	42.12	21.06
23/08/2025	16:30	167.22	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	17:00	333.89	75%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	17:30	167.22	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	18:00	333.89	75%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	18:30	165.56	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	21:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	21:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	22:00	161.11	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	22:30	166.67	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
23/08/2025	23:00	335.56	75%	24.50	46.87	23.43
23/08/2025	23:30	251.67	64%	22.50	41.66	20.83

A.3 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA SEMI-HORÁRIA NA EE DE S. VICENTE DE LOUREDO

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
12/01/2025	0:00	84.44	79%	25.50	16.69	8.34
12/01/2025	0:30	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
12/01/2025	1:00	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
12/01/2025	1:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
12/01/2025	2:00	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
12/01/2025	2:30	76.67	79%	25.50	15.15	7.58
12/01/2025	3:00	33.89	0%	9.00	1.86	0.93
12/01/2025	3:30	18.33	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	4:00	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	4:30	12.22	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	5:00	17.22	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	5:30	53.89	69%	19.00	7.94	3.97
12/01/2025	6:00	48.33	62%	16.50	6.02	3.01
12/01/2025	6:30	52.78	69%	19.00	7.77	3.89
12/01/2025	7:00	56.11	69%	22.50	9.78	4.89
12/01/2025	7:30	69.44	77%	25.50	13.72	6.86
12/01/2025	8:00	70.00	77%	25.50	13.83	6.92
12/01/2025	8:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
12/01/2025	9:00	62.78	74%	25.50	12.41	6.20
12/01/2025	9:30	23.89	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	10:00	11.11	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
12/01/2025	10:30	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	11:00	11.11	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	11:30	20.56	0%	0.00	0.00	0.00
12/01/2025	12:00	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
12/01/2025	12:30	57.22	74%	22.50	9.98	4.99
12/01/2025	13:00	64.44	77%	25.50	12.74	6.37
12/01/2025	13:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
12/01/2025	14:00	68.89	77%	25.50	13.61	6.81
12/01/2025	14:30	94.44	79%	25.50	18.66	9.33
12/01/2025	15:00	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
12/01/2025	15:30	73.33	79%	25.50	14.49	7.25
12/01/2025	16:00	48.89	62%	16.50	6.09	3.05
12/01/2025	16:30	73.33	79%	25.50	14.49	7.25
12/01/2025	17:00	94.44	79%	25.50	18.66	9.33
12/01/2025	17:30	68.89	77%	25.50	13.61	6.81
12/01/2025	18:00	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
12/01/2025	18:30	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
12/01/2025	19:00	64.44	77%	25.50	12.74	6.37
12/01/2025	19:30	42.22	0%	13.50	4.14	2.07
12/01/2025	20:00	63.89	77%	25.50	12.63	6.31
12/01/2025	20:30	83.89	79%	25.50	16.58	8.29
12/01/2025	21:00	63.33	74%	25.50	12.52	6.26
12/01/2025	21:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
12/01/2025	22:00	68.89	77%	25.50	13.61	6.81

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
12/01/2025	22:30	46.67	62%	16.50	5.82	2.91
12/01/2025	23:00	96.11	79%	25.50	18.99	9.50
12/01/2025	23:30	72.78	79%	25.50	14.38	7.19
13/01/2025	0:00	49.44	62%	16.50	6.16	3.08
13/01/2025	0:30	74.44	79%	25.50	14.71	7.36
13/01/2025	1:00	75.00	79%	25.50	14.82	7.41
13/01/2025	1:30	81.11	79%	25.50	16.03	8.01
13/01/2025	2:00	32.22	0%	9.00	1.76	0.88
13/01/2025	2:30	17.22	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	3:00	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	3:30	6.11	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	4:00	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	4:30	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	5:00	1.67	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	5:30	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	6:00	2.22	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	6:30	2.22	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	7:00	9.44	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	7:30	17.22	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	8:00	41.11	0%	13.50	4.03	2.01
13/01/2025	8:30	52.22	69%	19.00	7.69	3.84
13/01/2025	9:00	76.67	79%	25.50	15.15	7.58
13/01/2025	9:30	57.22	74%	22.50	9.98	4.99
13/01/2025	10:00	28.33	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
13/01/2025	10:30	33.33	0%	9.00	1.82	0.91
13/01/2025	11:00	11.67	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	11:30	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	12:00	7.22	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	12:30	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	13:00	13.33	0%	0.00	0.00	0.00
13/01/2025	13:30	42.78	62%	13.50	4.19	2.10
13/01/2025	14:00	80.00	79%	25.50	15.81	7.90
13/01/2025	14:30	43.89	62%	13.50	4.30	2.15
13/01/2025	15:00	93.89	79%	25.50	18.55	9.28
13/01/2025	15:30	72.78	79%	25.50	14.38	7.19
13/01/2025	16:00	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
13/01/2025	16:30	75.00	79%	25.50	14.82	7.41
13/01/2025	17:00	50.56	69%	19.00	7.44	3.72
13/01/2025	17:30	102.22	79%	25.50	20.20	10.10
13/01/2025	18:00	77.22	79%	25.50	15.26	7.63
13/01/2025	18:30	77.22	79%	25.50	15.26	7.63
13/01/2025	19:00	67.22	77%	25.50	13.28	6.64
13/01/2025	19:30	60.00	74%	25.50	11.86	5.93
13/01/2025	20:00	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
13/01/2025	20:30	63.33	74%	25.50	12.52	6.26
13/01/2025	21:00	63.89	77%	25.50	12.63	6.31
13/01/2025	21:30	65.00	77%	25.50	12.85	6.42
13/01/2025	22:00	65.56	77%	25.50	12.96	6.48

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
13/01/2025	22:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
13/01/2025	23:00	88.89	79%	25.50	17.57	8.78
13/01/2025	23:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
14/01/2025	0:00	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
14/01/2025	0:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
14/01/2025	1:00	90.56	79%	25.50	17.90	8.95
14/01/2025	1:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
14/01/2025	2:00	68.33	77%	25.50	13.50	6.75
14/01/2025	2:30	45.00	62%	16.50	5.61	2.80
14/01/2025	3:00	67.22	77%	25.50	13.28	6.64
14/01/2025	3:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
14/01/2025	4:00	88.89	79%	25.50	17.57	8.78
14/01/2025	4:30	43.33	62%	13.50	4.25	2.12
14/01/2025	5:00	82.22	79%	25.50	16.25	8.12
14/01/2025	5:30	27.78	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	6:00	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	6:30	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	7:00	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	7:30	2.22	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	8:00	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	8:30	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	9:00	7.22	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	9:30	35.00	0%	11.00	2.61	1.30
14/01/2025	10:00	76.11	79%	25.50	15.04	7.52

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
14/01/2025	10:30	42.78	62%	13.50	4.19	2.10
14/01/2025	11:00	88.89	79%	25.50	17.57	8.78
14/01/2025	11:30	70.56	77%	25.50	13.94	6.97
14/01/2025	12:00	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
14/01/2025	12:30	96.67	79%	25.50	19.10	9.55
14/01/2025	13:00	48.89	62%	16.50	6.09	3.05
14/01/2025	13:30	98.33	79%	25.50	19.43	9.72
14/01/2025	14:00	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
14/01/2025	14:30	75.00	79%	25.50	14.82	7.41
14/01/2025	15:00	49.44	62%	16.50	6.16	3.08
14/01/2025	15:30	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
14/01/2025	16:00	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
14/01/2025	16:30	68.89	77%	25.50	13.61	6.81
14/01/2025	17:00	89.44	79%	25.50	17.68	8.84
14/01/2025	17:30	65.00	77%	25.50	12.85	6.42
14/01/2025	18:00	64.44	77%	25.50	12.74	6.37
14/01/2025	18:30	63.33	74%	25.50	12.52	6.26
14/01/2025	19:00	62.78	74%	25.50	12.41	6.20
14/01/2025	19:30	42.78	62%	13.50	4.19	2.10
14/01/2025	20:00	91.11	79%	25.50	18.01	9.00
14/01/2025	20:30	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
14/01/2025	21:00	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
14/01/2025	21:30	73.33	79%	25.50	14.49	7.25
14/01/2025	22:00	45.56	62%	16.50	5.68	2.84

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
14/01/2025	22:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
14/01/2025	23:00	22.22	0%	0.00	0.00	0.00
14/01/2025	23:30	35.56	0%	11.00	2.65	1.32
15/01/2025	0:00	18.89	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	0:30	20.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	1:00	20.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	1:30	20.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	2:00	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
15/01/2025	2:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
15/01/2025	3:00	60.00	74%	25.50	11.86	5.93
15/01/2025	3:30	61.67	74%	25.50	12.19	6.09
15/01/2025	4:00	61.67	74%	25.50	12.19	6.09
15/01/2025	4:30	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
15/01/2025	5:00	63.33	74%	25.50	12.52	6.26
15/01/2025	5:30	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
15/01/2025	6:00	63.89	77%	25.50	12.63	6.31
15/01/2025	6:30	48.33	62%	16.50	6.02	3.01
15/01/2025	7:00	20.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	7:30	22.22	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	8:00	7.78	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	8:30	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	9:00	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	9:30	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	10:00	4.44	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
15/01/2025	10:30	15.00	0%	0.00	0.00	0.00
15/01/2025	11:00	32.78	0%	9.00	1.79	0.90
15/01/2025	11:30	53.33	69%	19.00	7.85	3.93
15/01/2025	12:00	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
15/01/2025	12:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
15/01/2025	13:00	68.89	77%	25.50	13.61	6.81
15/01/2025	13:30	71.67	79%	25.50	14.16	7.08
15/01/2025	14:00	72.78	79%	25.50	14.38	7.19
15/01/2025	14:30	73.33	79%	25.50	14.49	7.25
15/01/2025	15:00	74.44	79%	25.50	14.71	7.36
15/01/2025	15:30	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
15/01/2025	16:00	71.67	79%	25.50	14.16	7.08
15/01/2025	16:30	46.67	62%	16.50	5.82	2.91
15/01/2025	17:00	67.22	77%	25.50	13.28	6.64
15/01/2025	17:30	82.78	79%	25.50	16.36	8.18
15/01/2025	18:00	35.56	0%	11.00	2.65	1.32
15/01/2025	18:30	55.00	69%	22.50	9.59	4.80
15/01/2025	19:00	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
15/01/2025	19:30	56.11	69%	22.50	9.78	4.89
15/01/2025	20:00	78.33	79%	25.50	15.48	7.74
15/01/2025	20:30	60.56	74%	25.50	11.97	5.98
15/01/2025	21:00	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
15/01/2025	21:30	63.89	77%	25.50	12.63	6.31
15/01/2025	22:00	65.00	77%	25.50	12.85	6.42

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
15/01/2025	22:30	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
15/01/2025	23:00	66.11	77%	25.50	13.07	6.53
15/01/2025	23:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
16/01/2025	0:00	45.00	62%	16.50	5.61	2.80
16/01/2025	0:30	87.78	79%	25.50	17.35	8.67
16/01/2025	1:00	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
16/01/2025	1:30	88.33	79%	25.50	17.46	8.73
16/01/2025	2:00	66.11	77%	25.50	13.07	6.53
16/01/2025	2:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
16/01/2025	3:00	87.78	79%	25.50	17.35	8.67
16/01/2025	3:30	65.00	77%	25.50	12.85	6.42
16/01/2025	4:00	40.00	0%	13.50	3.92	1.96
16/01/2025	4:30	48.33	62%	16.50	6.02	3.01
16/01/2025	5:00	34.44	0%	9.00	1.89	0.94
16/01/2025	5:30	11.11	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	6:00	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	6:30	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	7:00	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	7:30	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	8:00	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	8:30	6.67	0%	0.00	0.00	0.00
16/01/2025	9:00	34.44	0%	9.00	1.89	0.94
16/01/2025	9:30	54.44	69%	19.00	8.02	4.01
16/01/2025	10:00	50.56	69%	19.00	7.44	3.72

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
16/01/2025	10:30	53.89	69%	19.00	7.94	3.97
16/01/2025	11:00	38.89	0%	11.00	2.90	1.45
16/01/2025	11:30	85.56	79%	25.50	16.91	8.45
16/01/2025	12:00	68.33	77%	25.50	13.50	6.75
16/01/2025	12:30	69.44	77%	25.50	13.72	6.86
16/01/2025	13:00	46.67	62%	16.50	5.82	2.91
16/01/2025	13:30	96.67	79%	25.50	19.10	9.55
16/01/2025	14:00	48.89	62%	16.50	6.09	3.05
16/01/2025	14:30	98.33	79%	25.50	19.43	9.72
16/01/2025	15:00	74.44	79%	25.50	14.71	7.36
16/01/2025	15:30	75.00	79%	25.50	14.82	7.41
16/01/2025	16:00	50.00	69%	19.00	7.36	3.68
16/01/2025	16:30	100.00	79%	25.50	19.76	9.88
16/01/2025	17:00	75.56	79%	25.50	14.93	7.47
16/01/2025	17:30	75.56	79%	25.50	14.93	7.47
16/01/2025	18:00	72.78	79%	25.50	14.38	7.19
16/01/2025	18:30	70.56	77%	25.50	13.94	6.97
16/01/2025	19:00	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
16/01/2025	19:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
16/01/2025	20:00	43.33	62%	13.50	4.25	2.12
16/01/2025	20:30	85.56	79%	25.50	16.91	8.45
16/01/2025	21:00	63.89	77%	25.50	12.63	6.31
16/01/2025	21:30	67.22	77%	25.50	13.28	6.64
16/01/2025	22:00	68.89	77%	25.50	13.61	6.81

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
16/01/2025	22:30	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
16/01/2025	23:00	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
16/01/2025	23:30	48.89	62%	16.50	6.09	3.05
17/01/2025	0:00	73.33	79%	25.50	14.49	7.25
17/01/2025	0:30	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
17/01/2025	1:00	70.56	77%	25.50	13.94	6.97
17/01/2025	1:30	30.56	0%	9.00	1.67	0.84
17/01/2025	2:00	16.67	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	2:30	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	3:00	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	3:30	6.67	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	4:00	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	4:30	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	5:00	2.22	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	5:30	2.22	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	6:00	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	6:30	29.44	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	7:00	45.00	62%	16.50	5.61	2.80
17/01/2025	7:30	54.44	69%	19.00	8.02	4.01
17/01/2025	8:00	57.78	74%	22.50	10.07	5.04
17/01/2025	8:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
17/01/2025	9:00	61.11	74%	25.50	12.08	6.04
17/01/2025	9:30	42.22	0%	13.50	4.14	2.07
17/01/2025	10:00	60.00	74%	25.50	11.86	5.93

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
17/01/2025	10:30	25.56	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	11:00	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	11:30	12.22	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	12:00	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	12:30	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	13:00	23.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/01/2025	13:30	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
17/01/2025	14:00	60.00	74%	25.50	11.86	5.93
17/01/2025	14:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
17/01/2025	15:00	69.44	77%	25.50	13.72	6.86
17/01/2025	15:30	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
17/01/2025	16:00	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
17/01/2025	16:30	74.44	79%	25.50	14.71	7.36
17/01/2025	17:00	75.00	79%	25.50	14.82	7.41
17/01/2025	17:30	76.11	79%	25.50	15.04	7.52
17/01/2025	18:00	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
17/01/2025	18:30	60.00	74%	25.50	11.86	5.93
17/01/2025	19:00	41.11	0%	13.50	4.03	2.01
17/01/2025	19:30	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
17/01/2025	20:00	84.44	79%	25.50	16.69	8.34
17/01/2025	20:30	63.89	77%	25.50	12.63	6.31
17/01/2025	21:00	64.44	77%	25.50	12.74	6.37
17/01/2025	21:30	65.00	77%	25.50	12.85	6.42
17/01/2025	22:00	64.44	77%	25.50	12.74	6.37

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
17/01/2025	22:30	43.33	62%	13.50	4.25	2.12
17/01/2025	23:00	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
17/01/2025	23:30	87.78	79%	25.50	17.35	8.67
18/01/2025	0:00	43.33	62%	13.50	4.25	2.12
18/01/2025	0:30	87.78	79%	25.50	17.35	8.67
18/01/2025	1:00	66.11	77%	25.50	13.07	6.53
18/01/2025	1:30	66.11	77%	25.50	13.07	6.53
18/01/2025	2:00	43.33	62%	13.50	4.25	2.12
18/01/2025	2:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
18/01/2025	3:00	90.00	79%	25.50	17.79	8.89
18/01/2025	3:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
18/01/2025	4:00	91.11	79%	25.50	18.01	9.00
18/01/2025	4:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
18/01/2025	5:00	43.89	62%	13.50	4.30	2.15
18/01/2025	5:30	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
18/01/2025	6:00	46.11	62%	16.50	5.75	2.87
18/01/2025	6:30	11.11	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	7:00	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	7:30	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	8:00	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	8:30	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	9:00	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	9:30	25.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/01/2025	10:00	47.78	62%	16.50	5.95	2.98

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
18/01/2025	10:30	60.56	74%	25.50	11.97	5.98
18/01/2025	11:00	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
18/01/2025	11:30	70.00	77%	25.50	13.83	6.92
18/01/2025	12:00	71.67	79%	25.50	14.16	7.08
18/01/2025	12:30	48.33	62%	16.50	6.02	3.01
18/01/2025	13:00	98.33	79%	25.50	19.43	9.72
18/01/2025	13:30	49.44	62%	16.50	6.16	3.08
18/01/2025	14:00	98.89	79%	25.50	19.54	9.77
18/01/2025	14:30	75.00	79%	25.50	14.82	7.41
18/01/2025	15:00	49.44	62%	16.50	6.16	3.08
18/01/2025	15:30	75.56	79%	25.50	14.93	7.47
18/01/2025	16:00	100.00	79%	25.50	19.76	9.88
18/01/2025	16:30	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
18/01/2025	17:00	70.00	77%	25.50	13.83	6.92
18/01/2025	17:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
18/01/2025	18:00	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
18/01/2025	18:30	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
18/01/2025	19:00	42.22	0%	13.50	4.14	2.07
18/01/2025	19:30	86.11	79%	25.50	17.02	8.51
18/01/2025	20:00	45.00	62%	16.50	5.61	2.80
18/01/2025	20:30	93.89	79%	25.50	18.55	9.28
18/01/2025	21:00	37.78	0%	11.00	2.81	1.41
18/01/2025	21:30	77.78	79%	25.50	15.37	7.69
18/01/2025	22:00	60.00	74%	25.50	11.86	5.93

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
18/01/2025	22:30	40.56	0%	13.50	3.97	1.99
18/01/2025	23:00	83.33	79%	25.50	16.47	8.23
18/01/2025	23:30	42.22	0%	13.50	4.14	2.07
17/08/2025	0:00	57.78	74%	22.50	10.07	5.04
17/08/2025	0:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
17/08/2025	1:00	34.44	0%	9.00	1.89	0.94
17/08/2025	1:30	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
17/08/2025	2:00	75.56	79%	25.50	14.93	7.47
17/08/2025	2:30	38.89	0%	11.00	2.90	1.45
17/08/2025	3:00	77.78	79%	25.50	15.37	7.69
17/08/2025	3:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
17/08/2025	4:00	57.78	74%	22.50	10.07	5.04
17/08/2025	4:30	50.00	69%	19.00	7.36	3.68
17/08/2025	5:00	35.56	0%	11.00	2.65	1.32
17/08/2025	5:30	16.67	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	6:00	21.11	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	6:30	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	7:00	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	7:30	9.44	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	8:00	6.11	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	8:30	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	9:00	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	9:30	2.78	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	10:00	2.78	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
17/08/2025	10:30	27.78	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	11:00	45.00	62%	16.50	5.61	2.80
17/08/2025	11:30	38.33	0%	11.00	2.85	1.43
17/08/2025	12:00	83.33	79%	25.50	16.47	8.23
17/08/2025	12:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
17/08/2025	13:00	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
17/08/2025	13:30	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
17/08/2025	14:00	96.11	79%	25.50	18.99	9.50
17/08/2025	14:30	49.44	62%	16.50	6.16	3.08
17/08/2025	15:00	98.33	79%	25.50	19.43	9.72
17/08/2025	15:30	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
17/08/2025	16:00	72.78	79%	25.50	14.38	7.19
17/08/2025	16:30	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
17/08/2025	17:00	93.89	79%	25.50	18.55	9.28
17/08/2025	17:30	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
17/08/2025	18:00	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
17/08/2025	18:30	29.44	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	19:00	18.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	19:30	11.11	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	20:00	8.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	20:30	7.78	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	21:00	6.11	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	21:30	13.33	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	22:00	10.56	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
17/08/2025	22:30	11.67	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	23:00	12.22	0%	0.00	0.00	0.00
17/08/2025	23:30	12.78	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	0:00	15.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	0:30	48.33	62%	16.50	6.02	3.01
18/08/2025	1:00	28.33	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	1:30	63.89	77%	25.50	12.63	6.31
18/08/2025	2:00	50.56	69%	19.00	7.44	3.72
18/08/2025	2:30	35.56	0%	11.00	2.65	1.32
18/08/2025	3:00	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
18/08/2025	3:30	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
18/08/2025	4:00	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
18/08/2025	4:30	56.67	74%	22.50	9.88	4.94
18/08/2025	5:00	56.67	74%	22.50	9.88	4.94
18/08/2025	5:30	48.89	62%	16.50	6.09	3.05
18/08/2025	6:00	34.44	0%	9.00	1.89	0.94
18/08/2025	6:30	23.33	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	7:00	14.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	7:30	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	8:00	12.22	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	8:30	11.67	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	9:00	32.78	0%	9.00	1.79	0.90
18/08/2025	9:30	54.44	69%	19.00	8.02	4.01
18/08/2025	10:00	50.00	69%	19.00	7.36	3.68

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
18/08/2025	10:30	32.22	0%	9.00	1.76	0.88
18/08/2025	11:00	16.11	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	11:30	19.44	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	12:00	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	12:30	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	13:00	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	13:30	41.11	0%	13.50	4.03	2.01
18/08/2025	14:00	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
18/08/2025	14:30	40.56	0%	13.50	3.97	1.99
18/08/2025	15:00	86.67	79%	25.50	17.13	8.56
18/08/2025	15:30	68.33	77%	25.50	13.50	6.75
18/08/2025	16:00	70.00	77%	25.50	13.83	6.92
18/08/2025	16:30	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
18/08/2025	17:00	95.56	79%	25.50	18.88	9.44
18/08/2025	17:30	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
18/08/2025	18:00	46.11	62%	16.50	5.75	2.87
18/08/2025	18:30	66.67	77%	25.50	13.17	6.59
18/08/2025	19:00	20.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	19:30	21.67	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	20:00	15.56	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	20:30	7.78	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	21:00	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	21:30	8.33	0%	0.00	0.00	0.00
18/08/2025	22:00	25.56	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
18/08/2025	22:30	46.67	62%	16.50	5.82	2.91
18/08/2025	23:00	38.33	0%	11.00	2.85	1.43
18/08/2025	23:30	83.89	79%	25.50	16.58	8.29
19/08/2025	0:00	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
19/08/2025	0:30	64.44	77%	25.50	12.74	6.37
19/08/2025	1:00	35.56	0%	11.00	2.65	1.32
19/08/2025	1:30	73.89	79%	25.50	14.60	7.30
19/08/2025	2:00	56.11	69%	22.50	9.78	4.89
19/08/2025	2:30	37.78	0%	11.00	2.81	1.41
19/08/2025	3:00	70.00	77%	25.50	13.83	6.92
19/08/2025	3:30	37.22	0%	11.00	2.77	1.39
19/08/2025	4:00	25.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	4:30	16.67	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	5:00	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	5:30	7.78	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	6:00	6.11	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	6:30	15.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	7:00	17.78	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	7:30	63.33	74%	25.50	12.52	6.26
19/08/2025	8:00	56.67	74%	22.50	9.88	4.94
19/08/2025	8:30	61.11	74%	25.50	12.08	6.04
19/08/2025	9:00	66.11	77%	25.50	13.07	6.53
19/08/2025	9:30	66.11	77%	25.50	13.07	6.53
19/08/2025	10:00	66.11	77%	25.50	13.07	6.53

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
19/08/2025	10:30	33.89	0%	9.00	1.86	0.93
19/08/2025	11:00	23.33	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	11:30	13.89	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	12:00	8.89	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	12:30	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	13:00	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	13:30	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	14:00	2.22	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	14:30	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	15:00	7.22	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	15:30	7.22	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	16:00	42.22	0%	13.50	4.14	2.07
19/08/2025	16:30	36.11	0%	11.00	2.69	1.34
19/08/2025	17:00	78.89	79%	25.50	15.59	7.80
19/08/2025	17:30	61.11	74%	25.50	12.08	6.04
19/08/2025	18:00	61.11	74%	25.50	12.08	6.04
19/08/2025	18:30	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
19/08/2025	19:00	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
19/08/2025	19:30	21.11	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	20:00	28.89	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	20:30	12.22	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	21:00	8.33	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	21:30	14.44	0%	0.00	0.00	0.00
19/08/2025	22:00	33.89	0%	9.00	1.86	0.93

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
19/08/2025	22:30	53.89	69%	19.00	7.94	3.97
19/08/2025	23:00	60.56	74%	25.50	11.97	5.98
19/08/2025	23:30	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
20/08/2025	0:00	68.89	77%	25.50	13.61	6.81
20/08/2025	0:30	45.56	62%	16.50	5.68	2.84
20/08/2025	1:00	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
20/08/2025	1:30	54.44	69%	19.00	8.02	4.01
20/08/2025	2:00	36.67	0%	11.00	2.73	1.37
20/08/2025	2:30	75.00	79%	25.50	14.82	7.41
20/08/2025	3:00	38.33	0%	11.00	2.85	1.43
20/08/2025	3:30	56.67	74%	22.50	9.88	4.94
20/08/2025	4:00	77.78	79%	25.50	15.37	7.69
20/08/2025	4:30	60.00	74%	25.50	11.86	5.93
20/08/2025	5:00	40.00	0%	13.50	3.92	1.96
20/08/2025	5:30	76.67	79%	25.50	15.15	7.58
20/08/2025	6:00	45.56	62%	16.50	5.68	2.84
20/08/2025	6:30	28.89	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	7:00	20.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	7:30	14.44	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	8:00	13.89	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	8:30	32.78	0%	9.00	1.79	0.90
20/08/2025	9:00	34.44	0%	9.00	1.89	0.94
20/08/2025	9:30	80.00	79%	25.50	15.81	7.90
20/08/2025	10:00	36.11	0%	11.00	2.69	1.34

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
20/08/2025	10:30	45.00	62%	16.50	5.61	2.80
20/08/2025	11:00	20.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	11:30	12.22	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	12:00	7.78	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	12:30	5.56	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	13:00	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	13:30	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	14:00	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	14:30	12.78	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	15:00	20.56	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	15:30	20.56	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	16:00	20.56	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	16:30	65.56	77%	25.50	12.96	6.48
20/08/2025	17:00	68.89	77%	25.50	13.61	6.81
20/08/2025	17:30	47.22	62%	16.50	5.89	2.94
20/08/2025	18:00	95.00	79%	25.50	18.77	9.39
20/08/2025	18:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	21:00	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
20/08/2025	21:30	85.56	79%	25.50	16.91	8.45
20/08/2025	22:00	64.44	77%	25.50	12.74	6.37

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
20/08/2025	22:30	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
20/08/2025	23:00	92.22	79%	25.50	18.23	9.11
20/08/2025	23:30	70.56	77%	25.50	13.94	6.97
21/08/2025	0:00	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
21/08/2025	0:30	90.00	79%	25.50	17.79	8.89
21/08/2025	1:00	55.00	69%	22.50	9.59	4.80
21/08/2025	1:30	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
21/08/2025	2:00	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
21/08/2025	2:30	56.67	74%	22.50	9.88	4.94
21/08/2025	3:00	56.67	74%	22.50	9.88	4.94
21/08/2025	3:30	38.33	0%	11.00	2.85	1.43
21/08/2025	4:00	77.22	79%	25.50	15.26	7.63
21/08/2025	4:30	36.67	0%	11.00	2.73	1.37
21/08/2025	5:00	53.89	69%	19.00	7.94	3.97
21/08/2025	5:30	23.89	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	6:00	14.44	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	6:30	6.67	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	7:00	12.78	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	7:30	28.33	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	8:00	42.22	0%	13.50	4.14	2.07
21/08/2025	8:30	52.78	69%	19.00	7.77	3.89
21/08/2025	9:00	37.22	0%	11.00	2.77	1.39
21/08/2025	9:30	73.33	79%	25.50	14.49	7.25
21/08/2025	10:00	35.56	0%	11.00	2.65	1.32

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
21/08/2025	10:30	23.89	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	11:00	15.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	11:30	9.44	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	12:00	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	12:30	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	13:00	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	13:30	6.11	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	14:00	10.56	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	14:30	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	15:00	9.44	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	15:30	45.56	62%	16.50	5.68	2.84
21/08/2025	16:00	54.44	69%	19.00	8.02	4.01
21/08/2025	16:30	39.44	0%	11.00	2.94	1.47
21/08/2025	17:00	85.56	79%	25.50	16.91	8.45
21/08/2025	17:30	68.89	77%	25.50	13.61	6.81
21/08/2025	18:00	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
21/08/2025	18:30	12.78	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	19:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	19:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	20:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	20:30	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	21:00	0.00	0%	0.00	0.00	0.00
21/08/2025	21:30	45.56	62%	16.50	5.68	2.84
21/08/2025	22:00	105.00	79%	25.50	20.75	10.38

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
21/08/2025	22:30	78.89	79%	25.50	15.59	7.80
21/08/2025	23:00	78.33	79%	25.50	15.48	7.74
21/08/2025	23:30	78.33	79%	25.50	15.48	7.74
22/08/2025	0:00	72.22	79%	25.50	14.27	7.14
22/08/2025	0:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
22/08/2025	1:00	60.00	74%	25.50	11.86	5.93
22/08/2025	1:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
22/08/2025	2:00	60.00	74%	25.50	11.86	5.93
22/08/2025	2:30	40.00	0%	13.50	3.92	1.96
22/08/2025	3:00	80.00	79%	25.50	15.81	7.90
22/08/2025	3:30	40.56	0%	13.50	3.97	1.99
22/08/2025	4:00	81.67	79%	25.50	16.14	8.07
22/08/2025	4:30	61.11	74%	25.50	12.08	6.04
22/08/2025	5:00	41.11	0%	13.50	4.03	2.01
22/08/2025	5:30	73.33	79%	25.50	14.49	7.25
22/08/2025	6:00	38.33	0%	11.00	2.85	1.43
22/08/2025	6:30	25.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	7:00	14.44	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	7:30	12.78	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	8:00	15.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	8:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
22/08/2025	9:00	37.78	0%	11.00	2.81	1.41
22/08/2025	9:30	81.11	79%	25.50	16.03	8.01
22/08/2025	10:00	43.33	62%	13.50	4.25	2.12

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
22/08/2025	10:30	20.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	11:00	25.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	11:30	11.67	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	12:00	7.22	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	12:30	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	13:00	5.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	13:30	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	14:00	7.78	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	14:30	46.67	62%	16.50	5.82	2.91
22/08/2025	15:00	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
22/08/2025	15:30	63.33	74%	25.50	12.52	6.26
22/08/2025	16:00	44.44	62%	13.50	4.36	2.18
22/08/2025	16:30	70.00	77%	25.50	13.83	6.92
22/08/2025	17:00	92.22	79%	25.50	18.23	9.11
22/08/2025	17:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70
22/08/2025	18:00	67.22	77%	25.50	13.28	6.64
22/08/2025	18:30	66.11	77%	25.50	13.07	6.53
22/08/2025	19:00	40.56	0%	13.50	3.97	1.99
22/08/2025	19:30	52.78	69%	19.00	7.77	3.89
22/08/2025	20:00	22.78	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	20:30	12.78	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	21:00	10.00	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	21:30	6.67	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	22:00	4.44	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
22/08/2025	22:30	4.44	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	23:00	7.78	0%	0.00	0.00	0.00
22/08/2025	23:30	26.67	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	0:00	38.33	0%	11.00	2.85	1.43
23/08/2025	0:30	48.33	62%	16.50	6.02	3.01
23/08/2025	1:00	52.22	69%	19.00	7.69	3.84
23/08/2025	1:30	55.56	69%	22.50	9.69	4.84
23/08/2025	2:00	58.33	74%	22.50	10.17	5.09
23/08/2025	2:30	59.44	74%	22.50	10.37	5.18
23/08/2025	3:00	40.00	0%	13.50	3.92	1.96
23/08/2025	3:30	61.11	74%	25.50	12.08	6.04
23/08/2025	4:00	81.11	79%	25.50	16.03	8.01
23/08/2025	4:30	41.11	0%	13.50	4.03	2.01
23/08/2025	5:00	82.22	79%	25.50	16.25	8.12
23/08/2025	5:30	61.11	74%	25.50	12.08	6.04
23/08/2025	6:00	62.22	74%	25.50	12.30	6.15
23/08/2025	6:30	61.67	74%	25.50	12.19	6.09
23/08/2025	7:00	53.89	69%	19.00	7.94	3.97
23/08/2025	7:30	31.11	0%	9.00	1.70	0.85
23/08/2025	8:00	37.78	0%	11.00	2.81	1.41
23/08/2025	8:30	15.00	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	9:00	7.22	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	9:30	8.33	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	10:00	5.00	0%	0.00	0.00	0.00

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P _b [kW]	E _{util} [kWh]
23/08/2025	10:30	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	11:00	3.33	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	11:30	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	12:00	3.89	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	12:30	2.22	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	13:00	28.89	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	13:30	46.67	62%	16.50	5.82	2.91
23/08/2025	14:00	57.78	74%	22.50	10.07	5.04
23/08/2025	14:30	63.33	74%	25.50	12.52	6.26
23/08/2025	15:00	43.89	62%	13.50	4.30	2.15
23/08/2025	15:30	91.67	79%	25.50	18.12	9.06
23/08/2025	16:00	71.11	79%	25.50	14.05	7.03
23/08/2025	16:30	47.78	62%	16.50	5.95	2.98
23/08/2025	17:00	96.67	79%	25.50	19.10	9.55
23/08/2025	17:30	48.33	62%	16.50	6.02	3.01
23/08/2025	18:00	98.33	79%	25.50	19.43	9.72
23/08/2025	18:30	49.44	62%	16.50	6.16	3.08
23/08/2025	19:00	72.78	79%	25.50	14.38	7.19
23/08/2025	19:30	58.89	74%	22.50	10.27	5.13
23/08/2025	20:00	43.33	62%	13.50	4.25	2.12
23/08/2025	20:30	17.78	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	21:00	13.33	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	21:30	13.33	0%	0.00	0.00	0.00
23/08/2025	22:00	52.78	69%	19.00	7.77	3.89

Dia	Hora	Q [l/s]	η	H [m]	P_b [kW]	E_{util} [kWh]
23/08/2025	22:30	37.22	0%	11.00	2.77	1.39
23/08/2025	23:00	82.22	79%	25.50	16.25	8.12
23/08/2025	23:30	67.78	77%	25.50	13.39	6.70