

PRODUÇÃO HIDROELECTRICA DISPERSA EM MICRO-GERAÇÃO

Aplicação a unidades agrícolas tradicionais

MIGUEL PINHO DO CARMO NOVAIS BARBOSA

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

Orientador: Professor Doutor Tiago João Fazeres Marques Ferradosa

Coorientador: Professor Doutor Francisco Manuel de Oliveira Piqueiro

MARÇO DE 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 Auto

AGRADECIMENTOS

Aos Professores Doutor Tiago Fazeres Ferrados e Doutor Francisco de Oliveira Piqueiro, expresso o meu profundo agradecimento pela orientação e acompanhamento ao longo desta dissertação. Para além deste trabalho, considero que marcaram profundamente o meu percurso académico com contributos que moldaram decisivamente a minha formação.

Aos meus Pais e à minha Irmã, cuja presença e apoio foram fundamentais em todos os momentos do meu caminho, o meu agradecimento pelo apoio incondicional e pela base sólida que me deram, sempre com confiança e incentivo ao lado.

Aos meus Avós, o meu profundo agradecimento pelo exemplo e valores que influenciaram a minha formação pessoal. Em especial ao Avô Zé, o exemplo como engenheiro e a orientação foram fundamentais na minha formação profissional.

Aos meus amigos, em especial ao Vasco Lages e ao André Marques, o meu profundo agradecimento pela leveza e bom humor que trouxeram a esta fase, transformando longas sessões de estudo em momentos divertidos e descontraídos. À Leonor, um agradecimento especial pela companhia dedicada e pelo apoio incansável que me sustentaram ao longo de todo este processo académico.

Finalmente, à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e a todos os colegas de curso que, de forma direta ou indireta, contribuíram para estes anos inesquecíveis da minha experiência universitária, o meu sincero obrigado pelo enriquecimento desta jornada académica.

RESUMO

A presente dissertação analisa a produção hidroelétrica dispersa em microgeração aplicada a unidades agrícolas do Norte de Portugal, focando-se no aproveitamento energético de pequenos cursos de água e de infraestruturas hidráulicas tradicionais, como açudes, levadas e reservatórios de rega. Pretende-se mostrar como estes recursos, frequentemente subaproveitados, podem contribuir para a transição energética e para aumentar a autonomia energética em contextos rurais.

O objetivo principal é desenvolver uma metodologia integrada para avaliar o potencial de microgeração hidroelétrica em unidades agrícolas e propriedades rurais, enquadrando de forma conjunta os aspetos técnicos, económicos, legais e ambientais, de modo a apoiar a identificação de locais viáveis e a definição de soluções de microaproveitamento adequadas. Entre os objetivos específicos incluem-se a definição de métodos simplificados para estimar caudais e quedas em pequenas bacias, a escolha de equipamentos ajustados às condições locais e a análise da viabilidade económica das soluções propostas.

A abordagem legal sistematiza o regime normativo para microgeração hidroelétrica em Portugal, abrangendo autoconsumo com UPAC, utilização de recursos hídricos e procedimentos de licenciamento simplificados para reequipamento de infraestruturas tradicionais.

A abordagem hidrológica foca-se em determinar caudais em bacias de pequena dimensão sem medições diretas, considerando a variabilidade sazonal e interanual do regime hidrológico.

A abordagem hidráulica dimensiona o sistema completo desde a tomada de água até à turbina, calculando quedas úteis, potências instaladas e produção anual com verificação das condições de segurança hidráulica.

A metodologia é aplicada a um caso de estudo correspondente a uma unidade agrícola localizada no concelho de Penafiel, na margem direita do rio Tâmega, que integra uma azenha tradicional, sistema de valetas, charca e reservatório utilizados para rega, bem como um sistema fotovoltaico com bateria de 13,5 kWh que ainda não cobre todo o consumo anual. Neste contexto, propõe-se um microaproveitamento com turbina Pelton que aproveita o desnível do terreno e a disponibilidade hídrica ao longo do ano para garantir o autoconsumo da exploração. A análise económica mostra uma solução viável e passível de ser replicada noutras unidades com condições semelhantes.

PALAVRAS-CHAVE: microgeração hidroelétrica, unidades agrícolas, autoconsumo, Norte de Portugal, ODS.

ABSTRACT

This dissertation analyses dispersed hydroelectric production through microgeneration applied to agricultural units in Northern Portugal, focusing on the energy exploitation of small watercourses and traditional hydraulic infrastructures such as weirs, irrigation canals, and storage reservoirs. The aim is to demonstrate how these frequently underutilized resources can contribute to the energy transition and enhance energy autonomy in rural contexts.

The main objective is to develop an integrated methodology for assessing the microgeneration hydroelectric potential in agricultural units and rural properties, jointly addressing technical, economic, legal, and environmental aspects to support the identification of viable sites and the definition of appropriate micro-utilization solutions. Specific objectives include developing simplified methods to estimate flows and heads in small basins, selecting equipment adapted to local conditions, and analyzing the economic viability of proposed solutions.

The legal approach systematizes the regulatory framework for hydroelectric microgeneration in Portugal, covering self-consumption with UPAC (Production Units for Self-Consumption), water resource utilization, and simplified licensing procedures for refurbishing traditional infrastructures.

The hydrological approach focuses on determining flows in small-scale basins without direct measurements, considering seasonal and interannual variability of the hydrological regime.

The hydraulic approach designs the complete system from water intake to turbine, calculating net heads, installed capacities, and annual production while verifying hydraulic safety conditions.

The methodology is applied to a case study corresponding to an agricultural unit located in the municipality of Penafiel, on the right bank of the Tâmega River, which includes a traditional weir, canal system, storage pond, and irrigation reservoir, as well as a photovoltaic system with a 13.5 kWh battery that does not yet cover total annual consumption. In this context, a Pelton turbine micro-utilization is proposed, exploiting the terrain's elevation difference and year-round water availability to ensure the farm's self-consumption. The economic analysis demonstrates a viable solution replicable in other units with similar conditions.

KEYWORDS: hydroelectric microgeneration, agricultural units, self-consumption, Northern Portugal, hydraulic design.

ÍNDICE GERAL

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE GERAL	VII
1 INTRODUÇÃO	1
1.1. ENQUADRAMENTO GERAL	1
1.2. MOTIVAÇÃO E RELEVÂNCIA DO ESTUDO	2
1.3. OBJETIVOS PRINCIPAIS DA INVESTIGAÇÃO	2
2 ESTADO DA ARTE.....	5
2.1. CONTEXTO HISTÓRICO DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA HIDROELÉTRICA.....	5
2.1.1. <i>Evolução histórica da energia hidráulica e da hidroeletricidade</i>	5
2.1.2. <i>A Consistência de uma Fonte Energética</i>	6
2.1.3. <i>Ciclo da Hidroeletricidade</i>	6
2.1.4. <i>O Retorno ao Modelo Disperso e Comunitário</i>	7
2.1.5. <i>Conclusão</i>	8
2.2. SUSTENTABILIDADE	8
2.2.1. <i>Introdução</i>	8
2.2.2. <i>Sustentabilidade Energética Global e Imperativo de Transição</i>	9
2.2.3. <i>Sustentabilidade Ambiental: Recursos Hídricos e Ecossistemas</i>	11
2.2.4. <i>Sustentabilidade Socioeconómica e Desenvolvimento Rural</i>	12
2.3. UNIDADES AGRÍCOLAS TRADICIONAIS DO NORTE DE PORTUGAL	13
2.3.1. <i>Enquadramento Geográfico</i>	13
2.3.2. <i>Regime Climático e Precipitação</i>	15
2.3.3. <i>Constrangimentos Hidrológicos à microgeração hidroelétrica</i>	16
2.3.4. <i>Organização Típica da Unidade Agrícola e Estruturas Hidráulicas</i>	16
2.4. MICRO-HÍDRICAS E PICO-HÍDRICAS.....	16
2.4.1. <i>Enquadramento Técnico</i>	16
2.4.2. <i>Princípios de Funcionamento e Esquemas Típicos</i>	17
2.4.3. <i>Desempenho Energético: Fatores de Planta, Rendimentos e Perfis de Produção</i>	17
2.4.4. <i>Modelos de Exploração e Propriedade</i>	17
2.4.5. <i>Conclusão</i>	18
2.5. TECNOLOGIA DE MICROGERAÇÃO HIDROELÉTRICA	18
2.5.1. <i>Turbinas de Impulso</i>	18
2.5.1.1. Turbina Pelton.....	19
2.5.1.2. Turbina Turgo.....	21
2.5.1.3. Turbina Crossflow.....	21
2.5.2. <i>Turbinas de Reação</i>	22
2.5.2.1. Turbina Kaplan	22
2.5.2.2. Turbina Francis.....	23
2.5.3. <i>Considerações Finais</i>	24
2.6. COMPONENTES DO SISTEMA ELETROMECÂNICO	25
2.6.1. <i>Geradores, Conversores e Sistemas de Excitação</i>	25
2.6.2. <i>Sistemas de Controlo, Regulação de Velocidade e Proteção</i>	26

2.7. INTEGRAÇÃO COM O SISTEMA ELÉTRICO DA UNIDADE AGRÍCOLA.....	27
2.7.1. <i>Esquemas de Ligação</i>	27
2.7.1.1. UPAC Hidroelétrica Isolada.....	27
2.7.1.2. UPAC Ligada à Rede.....	27
2.7.1.3. UPAC com Bateria.....	27
2.7.2. <i>Proteções Elétricas, Segurança e Qualidade de Energia</i>	28
2.7.2.1. Proteções Contra Sobrecargas, Curto-Circuitos, Variações de Tensão e Frequência.....	28
3 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO E NORMATIVO.....	31
3.1. QUADRO LEGAL NACIONAL APLICÁVEL À MICROGERAÇÃO HIDROELÉTRICA.....	31
3.2. REGIME DE USO DA ÁGUA E DOMÍNIO HÍDRICO.....	35
3.3. PROCEDIMENTOS DE LICENCIAMENTO, ENTIDADES COMPETENTES E PRAZOS.....	36
3.4. CUSTOS ASSOCIADOS AO LICENCIAMENTO E EXPLORAÇÃO.....	39
3.4.1. <i>Taxa de Recursos Hídricos (TRH)</i>	39
3.4.2. <i>Taxas administrativas</i>	40
3.4.3. <i>Seguro de Responsabilidade Civil</i>	40
4 ENQUADRAMENTO HIDROLÓGICO.....	43
4.1. TRATAMENTO E OBTENÇÃO DE DADOS HIDROLÓGICOS.....	44
4.1.1. <i>Método das Duplas Acumulações</i>	44
4.1.1.1. Objetivos e campo de aplicação.....	44
4.1.1.2. Fundamentação Teórica.....	45
4.1.1.3. Descrição da Metodologia.....	45
4.1.2. <i>Método de Thiessen</i>	47
4.1.2.1. Enquadramento Teórico e Objetivo.....	47
4.1.2.2. Procedimento de Aplicação.....	47
4.1.2.3. Observações e Enquadramento em Relação a Outros Métodos:.....	50
4.2. METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE CAUDAIS.....	50
4.2.1. <i>Caudais Estimados por Analogia com Bacias Hidrologicamente Semelhantes</i>	51
4.2.1.1. Seleção da Bacia Modelo.....	51
4.2.1.2. Conceito básico e hipóteses.....	51
4.2.1.3. Escolha do Intervalo Temporal e Limitações da Metodologia.....	52
4.2.2. <i>Modelação com Software HEC-HMS</i>	53
4.2.2.1. Preparação e Processamento do Modelo Digital do Terreno.....	53
4.2.2.2. Delimitação das Bacias e Identificação do Ponto de Estudo.....	54
4.2.2.3. Definição dos Parâmetros Hidrológicos e Escolha dos Módulos.....	54
4.2.2.4. Calibração e Validação do Modelo.....	55
4.2.2.5. Simulação e Obtenção de Resultados.....	55
4.3. ANÁLISE DE VARIABILIDADE SAZONAL E ANOS SECOS/HÚMIDOS.....	56
5 CÁLCULOS HIDRÁULICOS.....	59
5.1. INTRODUÇÃO.....	59
5.2. PARÂMETROS FUNDAMENTAIS E DADOS DE ENTRADA.....	59
5.2.1. <i>Caudais Característicos</i>	59
5.2.2. <i>Queda Disponível</i>	60
5.2.3. <i>Geometria do Sistema Hidráulico</i>	60
5.3. EQUAÇÕES FUNDAMENTAIS DO DIMENSIONAMENTO HIDRÁULICO.....	60
5.3.1. <i>Teorema de Bernoulli</i>	60

5.3.2. Equação de Manning-Strickler	61
5.4. PERDAS DE CARGA LOCALIZADAS	62
5.4.1. Perdas de Carga na Passagem de um Reservatório para uma Conduto	63
5.4.2. Perdas de Carga em Válvulas e Órgãos de Regulação	63
5.4.2.1. Válvulas adufas, de cunha ou de corrediça	63
5.4.2.2. Válvulas de Borboleta	65
5.4.2.3. Válvulas Esféricas	65
5.4.3. Perdas de Carga em Grelhas	66
5.4.4. Mudanças de Direção	67
5.5. PERDAS DE CARGAS CONTÍNUAS	68
5.6. QUEDA ÚTIL	69
5.7. CÂMARA DE CARGA	70
5.8. POTÊNCIA E PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA	71
5.9. VERIFICAÇÕES DE SEGURANÇA HIDRÁULICA	72
5.9.1. Velocidades de Escoamento	72
5.9.2. Controlo de Cavitação e Pressões Críticas	73
5.9.3. Análise do Choque Hidráulico	73
5.9.3.1. Celeridade da onda	74
5.9.3.2. Tempo de Fase	74
6 CASO DE ESTUDO	77
6.1. INTRODUÇÃO	77
6.2. CARACTERIZAÇÃO TOPOGRÁFICA E GEOGRÁFICA DA ÁREA DE ESTUDO	81
6.3. CÁLCULOS HIDROLÓGICOS E MODELAÇÃO DA BACIA DE ESTUDO	84
6.3.1. Caracterização Pluviométrica da Área de Estudo	84
6.3.2. Modelação Hidrológica com o Programa HEC-HMS	86
6.3.2.1. Delimitação das Linhas de Água e da Rede de Drenagem Principal	87
6.3.2.2. Definição do Ponto de Captação e das Sub-Bacias Contributivas	88
6.3.2.3. Caracterização dos Parâmetros Físicos e Hidrológicos do Modelo	90
6.3.2.4. Integração dos Dados de Precipitação	92
6.3.2.5. Execução da Simulação e Obtenção dos Resultados	93
6.4. DIMENSIONAMENTO HIDRÁULICO DO MICROAPROVEITAMENTO	95
6.4.1. Introdução	95
6.4.2. Necessidades Energéticas da Unidade Agrícola	97
6.4.3. Dimensionamento e Otimização Energética	100
6.4.4. Escolha da Turbina	103
6.5. AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÓMICA	104
6.5.1. Custos de Investimento (CAPEX)	104
6.5.2. Custos Operacionais e de Manutenção (OPEX)	106
6.5.3. Análise do Retorno do Investimento	106
6.6. ANÁLISE COMPARATIVA DOS RESULTADOS DO CASO DE ESTUDO	108
6.6.1. Estrutura de Custos de Investimento	108
6.6.2. Estrutura de Custos Operacionais	108
6.6.3. Custos de Energia e Competitividade Económica	109
6.6.4. Indicadores de Retorno e Modelo de Exploração	109
6.6.5. Conclusão	110
7 CONCLUSÃO	111

7.1. PRINCIPAIS CONCLUSÕES.....	111
7.2. RESPOSTAS AOS OBJETIVOS E CONTRIBUTOS DA DISSERTAÇÃO.....	112
7.3. RECOMENDAÇÕES PARA APLICAÇÃO PRÁTICA.....	112
7.4. PROPOSTA PARA INVESTIGAÇÃO FUTURA.....	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Pilares da sustentabilidade.....	8
Figura 2 -Emissão global de gases de efeito de estufa por setor [17].....	10
Figura 3 - Mapa topográfico de Portugal.....	13
Figura 4 - Portugal Continental, mapa de isolinhas do escoamento anual médio [19].....	15
Figura 5 - Esquema de uma turbina Pelton.....	19
Figura 6 - Turbina Pelton do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.	19
Figura 7 - Esquema de uma turbina Turgo.	21
Figura 8 - Esquema de uma turbina Crossflow.	21
Figura 9 - Esquema de uma turbina Kaplan.....	22
Figura 10 - Turbina Kaplan do fabricante Forster.....	23
Figura 11 - Esquema de uma turbina Francis.	24
Figura 12 - Regimes operacionais para diferentes modelos de turbinas.....	24
Figura 13 - Esquema de funcionamento de uma UPAC híbrida.	28
Figura 14 - Fluxograma do escalonamento de procedimentos de controlo prévio para UPAC [49].	35
Figura 15 - Fluxograma de procedimento de licenciamento para microgeração hidroelétrica.	39
Figura 16 - Exemplo da determinação dos polígonos de influência pelo método de Thiessen49	49
Figura 17 - Válvula de corrediça do fabricante Fucoli.....	63
Figura 18 - Esquema de uma válvula de corrediça do fabricante Fucoli.	64
Figura 19 - Válvula de borboleta do fabricante Fucoli.	65
Figura 20 - Esquema de uma válvula esférica.	66
Figura 21 - Esquema de funcionamento de uma câmara de carga.....	70
Figura 22 - Formação de vórtices quando não existe submersão suficiente, para diferentes tipos de captação.	71
Figura 23 - Unidade agrícola considerada no caso de estudo.	77
Figura 24 - Linha de água principal do caso de estudo.	78
Figura 25 - Condução de água desde o ponto de captação através de valetas.	79
Figura 26 - Charca de armazenamento da água.....	79
Figura 27 - Reservatório de armazenamento final.	80
Figura 28 - Carta Militar da zona de estudo.	81
Figura 29 - Carta Militar Georreferenciada.....	82
Figura 30 - Modelo Digital de Superfície (MDS).....	83
Figura 31 - Modelo Digital do Terreno (MDT).....	83
Figura 32 - Polígonos de Thiessen da área de estudo.	85
Figura 33 - Classificação anual em função da precipitação de 1913 a 2024.....	86
Figura 34 - Linhas de escoamento natural da área de estudo.....	87
Figura 35 - Ponto de captação do sistema hidroelétrico.....	88
Figura 36 - Delimitação das sub-bacias contributivas para o ponto de captação.	89
Figura 37 - Sub-bacias georreferenciadas no software QGIS.	89
Figura 38 - Dados de precipitação diária da estação de Entre-os-Rios em milímetros de 1932 a 2000.	93
Figura 39 – Gráfico de caudais médios diários simulados para o período de 1932 a 2000.	94
Figura 40 - Curva de caudais classificados da bacia de estudo.	94
Figura 41 - Esquema geral do microaproveitamento proposto.	96
Figura 42 - Perfil longitudinal do terreno ao longo da tubagem forçada, obtido a partir do Modelo Digital do Terreno (MDT).	97

Figura 43 – Gráfico do consumo e produção mensal da unidade agrícola em MWh no ano de 2025.	98
Figura 44 - Gráfico do consumo energético da habitação proveniente da bateria.....	99
Figura 45 - Corte construtivo da turbina hidráulica.....	102
Figura 46 -Corte construtivo da câmara de carga.	102
Figura 47 - Turbina Pelton com potência de 3kW do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.....	103
Figura 48 - Esquema de instalação da turbina Pelton do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.....	104

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Síntese do contributo da dissertação para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável..	9
Tabela 2 - Principais impactos associados à implantação de aproveitamentos hidráulicos, suas causas e formas de mitigação [19].	12
Tabela 3 - Potencialidades hidroelétricas no território continental português (MW) [19].	14
Tabela 4 - Potencialidades hidroelétricas por explorar, por bacia hidrográfica (MW) [19].	14
Tabela 5 - Gamas de funcionamento da turbina Pelton do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.	20
Tabela 6 - Comparação entre geradores síncronos e assíncronos [40].	26
Tabela 7 - Comparação entre (UPAC) autoconsumo individual e autoconsumo coletivo (CER) [49].	33
Tabela 8 - Tipos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH) [52].	36
Tabela 9 - Taxas de registo UPAC.	40
Tabela 10 - Classificação de anos tipo de precipitação em função de quantis limite.	56
Tabela 11 - Valores típicos do coeficiente de Manning-Strickler em função do tipo de canal [63].	62
Tabela 12 - Magnitudes de coeficientes de perda de carga em função do ângulo de abertura para válvulas de correição [63].	64
Tabela 13 - Magnitudes de coeficientes de perda de carga em função do ângulo de abertura para válvulas borboleta [63].	65
Tabela 14 - Magnitude de coeficientes de perda de carga em função do ângulo de abertura para válvulas esféricas [63].	66
Tabela 15 - Valores do coeficiente β da formula de Kirschmer, em função da secção transversal dos varões da grelha [63].	67
Tabela 16 - Valores do coeficiente de perda de carga (K), em função do tipo de mudança de direção [63].	67
Tabela 17 - Valores típicos de rugosidade absoluta K.	69
Tabela 18 - Velocidades admissíveis para condutas pressurizadas e canais de adução.	72
Tabela 19 - Parâmetros geométricos das sub-bacias que contribuem para o ponto de captação.	90
Tabela 20 - Caracterização do grupo de solos.	91
Tabela 21 - Caracterização do SCS Curve Number (CN), em função do tipo de solo e sua utilização.	91
Tabela 22 - Caudais característicos obtidos a partir da série de caudais classificados.	95
Tabela 23 - Síntese anual do défice energético da unidade agrícola.	99
Tabela 24 - Características da conduta forçada do aproveitamento hidráulico.	100
Tabela 25 - Acessório e respetivo coeficiente de perda de carga do aproveitamento hidráulico.	100
Tabela 26 - Otimização da potência útil do aproveitamento hidroelétrico em função do diâmetro da tubagem.	101
Tabela 27 - Orçamentação do microaproveitamento hidroelétrico (adaptado do CYPE / Gerador de Preços Portugal).	105
Tabela 28 - Análise financeira do projeto de microgeração hidroelétrica.	107

SÍMBOLOS, ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

AIA - Avaliação de Impacto Ambiental

APA - Agência Portuguesa do Ambiente

CAPEX - Custos de Investimento - Capital Expenditure

CDC - Curva de Duração de Caudais

CER - Comunidade de Energia Renovável

CFD - Dinâmica de Fluidos Computacional

CN - Curve Number - parâmetro SCS

DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia

DGT - Direção-Geral do Território

ERSE - Entidade Reguladora dos Setores Energéticos

HEC-HMS - Hydrologic Modeling System - software de modelação precipitação-escoamento

MDS - Modelo Digital de Superfície

MDT - Modelo Digital do Terreno

NRCS - Natural Resources Conservation Service - novo nome do SCS

ODS - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

OPEX - Custos Operacionais e de Manutenção - Operating Expenditure

PIB - Produto Interno Bruto

PNEC 2030 - Plano Nacional de Energia e Clima 2030

QGIS - software de Sistema de Informação Geográfica

RDD - Região Demarcada do Douro

RESP - Rede Elétrica de Serviço Público

SCS - Soil Conservation Service

SNIRH - Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos

TIR - Taxa Interna de Retorno

TRH - Taxa de Recursos Hídricos

TURH - Títulos de Utilização de Recursos Hídricos

UPAC - Unidade de Produção para Autoconsumo

1

INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO GERAL

A transição energética global representa um dos grandes desafios do século XXI, com particular relevância para os objetivos de descarbonização estabelecidos pela União Europeia, através do Pacto Ecológico Europeu [1] e pelas Nações Unidas, no âmbito do Acordo de Paris e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável [2]. A microgeração hidroelétrica emerge como uma solução complementar no contexto das energias renováveis, particularmente adequada para contextos rurais e dispersos. Definida tecnicamente como a produção de energia elétrica em pequena escala, sistemas pico-hídricos (<5 kW) e micro-hídricos (5 a 100 kW), esta tecnologia distingue-se pela capacidade de aproveitamento de recursos hídricos locais sem necessidade de grandes infraestruturas. Em Portugal, a hidroeletricidade reveste-se de importância estratégica no mix energético nacional, com uma capacidade instalada de 8,2 GW (32% da capacidade total) [3] e representando 28% do consumo elétrico nacional em 2024 [4]. Contudo, a maioria dos aproveitamentos existentes concentra-se em grandes estruturas, como a Barragem do Alto Lindoso o complexo do Alto Tâmega. A microgeração oferece oportunidades para as comunidades rurais contribuírem ativamente para o suprimento de energia, respondendo simultaneamente aos consumos locais e dispersos.

As unidades agrícolas tradicionais do Norte de Portugal constituem um património hidráulico e territorial considerável, caracterizado pela presença de linhas de água, declives acentuados e pequenas infraestruturas associadas à gestão da água, como açudes, canais de derivação, tanques ou pequenos reservatórios [5]. Estas condições físicas manifestam-se tanto em propriedades onde subsistem estruturas hidráulicas históricas, como moinhos e azenhas, como em explorações agrícolas onde nunca foi instalada qualquer infraestrutura hidroelétrica, mas em que a combinação entre o caudal disponível e a queda geométrica gera um potencial hidroenergético tecnicamente relevante. Em muitos casos, essas condições encontram-se subaproveitadas, quer porque as infraestruturas existentes perderam a sua função original, quer porque o potencial de queda e escoamento nunca foram avaliados em termos energéticos.[6]. A análise sistemática desse potencial, seja através do reequipamento de estruturas pré-existent, seja através da instalação de pequenas centrais em terrenos com queda e caudais adequados, pode minimizar impactos ambientais e contribuir para a revitalização económica de zonas rurais, promovendo simultaneamente a economia circular.

Neste contexto, a presente dissertação centra-se na avaliação do potencial de reequipamento e de construção de pequenas estruturas hidráulicas para microgeração, articulando o enquadramento histórico, legislativo, hidrológico e hidráulico com a análise detalhada de um caso de estudo concreto.

1.2. MOTIVAÇÃO E RELEVÂNCIA DO ESTUDO

A relevância desta investigação centra-se em três pilares fundamentais: a sustentabilidade energética, a valorização dos recursos hídricos existentes em contexto rural e o desenvolvimento socioeconómico de territórios de baixa densidade. Do ponto de vista da sustentabilidade, a microgeração hidroelétrica em pequenas linhas de água e infraestruturas já existentes, ou a partir do simples aproveitamento da queda disponível em terrenos agrícolas, constitui uma forma de energia limpa que não requer grandes alterações dos recursos hídricos nem implica, em geral, novos impactes ambientais significativos. Esta abordagem alinha-se com as metas nacionais de transição energética, designadamente o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), [7] e a Estratégia Nacional para a Energia, que reconhecem o papel das energias renováveis descentralizadas na redução de emissões de gases com efeito de estufa.

Na perspetiva territorial e patrimonial, o aproveitamento energético de recursos hídricos locais permite conferir uma nova função a elementos já presentes na paisagem rural, como açudes, canais, tanques ou pequenos reservatórios, ou condições naturais de queda que nunca foram exploradas do ponto de vista energético. Em situações onde existam estruturas históricas, como antigos moinhos ou tomadas de água tradicionais, a instalação de microgeração pode ainda contribuir para a sua preservação e valorização, mas sem que esse seja o único cenário contemplado. A integração de tecnologia moderna em contextos rurais, com ou sem património construído pré-existente, reforça a ligação entre tradição, gestão sustentável da água e inovação tecnológica [8].

Sob a perspetiva socioeconómica, a microgeração em unidades agrícolas ou em propriedades rurais dispersas pode contribuir para gerar rendimento adicional para os proprietários, reduzir a dependência de fornecimento externo de energia e promover modelos de economia circular e autossuficiência local. A possibilidade de produzir eletricidade próxima do ponto de consumo, ajustada às necessidades de uma habitação ou exploração agrícola, constitui um instrumento concreto para aumentar a resiliência energética destes territórios e potenciar atividades económicas associadas.

1.3. OBJETIVOS PRINCIPAIS DA INVESTIGAÇÃO

Esta investigação orienta-se para um objetivo principal, apoiado por um conjunto de objetivos específicos que estruturam o desenvolvimento da dissertação. O objetivo principal consiste em desenvolver uma metodologia integrada e aplicável para a avaliação do potencial de microgeração hidroelétrica em unidades agrícolas e propriedades rurais do Norte de Portugal, considerando simultaneamente as dimensões técnicas, económicas, legais e ambientais, de forma a apoiar a identificação de locais viáveis e a definição de soluções tecnicamente adequadas e ambientalmente compatíveis.

Para concretizar este objetivo, pretende-se, em primeiro lugar, definir abordagens hidrológicas e hidráulicas simplificadas, adaptadas à escala de pequenos cursos de água e quedas disponíveis em contexto rural, que permitam estimar de forma realista o potencial hidroenergético. Em segundo lugar, procura-se estabelecer critérios técnicos e metodológicos para a seleção de tecnologias de microgeração, incluindo a escolha de turbinas, geradores e sistemas de conversão de energia ajustados às características de caudal e queda dos locais estudados. Em terceiro lugar, visa-se avaliar a viabilidade técnica, económica e operacional das soluções propostas, através da análise de custos de investimento, custos de exploração, produção anual de energia e indicadores de retorno.

A investigação integra ainda o enquadramento legislativo e regulatório aplicável, identificando as principais condicionantes associadas ao uso da água, aos procedimentos de licenciamento e à ligação ao sistema elétrico da habitação ou à rede pública, bem como aos requisitos de natureza ambiental. Procura-se igualmente analisar os impactes ambientais e territoriais decorrentes da instalação de microgeração em contextos rurais, sugerindo medidas de mitigação quando se justifique, e discutindo o contributo destas soluções para a sustentabilidade local. Finalmente, a metodologia desenvolvida é aplicada a um caso de estudo concreto numa unidade agrícola tradicional, com o objetivo de validar a sua aplicabilidade prática, aferir o seu potencial de replicação noutros contextos e extrair recomendações úteis para futuros projetos de microgeração em territórios rurais.

A dissertação organiza-se em sete capítulos, iniciando-se com o Capítulo 1, onde se apresenta a introdução, os objetivos e a metodologia geral do trabalho. O Capítulo 2 é dedicado ao estado da arte e ao enquadramento científico da microgeração hidroelétrica. No Capítulo 3 sistematiza-se o enquadramento legislativo e regulatório aplicável aos pequenos aproveitamentos. O Capítulo 4 desenvolve o enquadramento hidrológico, com a caracterização do regime de escoamento e definição de caudais de projeto. O Capítulo 5 aborda a análise e dimensionamento hidráulico do sistema de microgeração. O Capítulo 6 aplica a metodologia ao caso de estudo numa unidade agrícola do Norte de Portugal, integrando os resultados hidrológicos, hidráulicos, tecnológicos e legais. Por fim, o Capítulo 7 apresenta as principais conclusões e perspetivas de trabalho futuro, retomando a discussão crítica dos resultados obtidos.

2

ESTADO DA ARTE

2.1. CONTEXTO HISTÓRICO DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA HIDROELÉTRICA

2.1.1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA ENERGIA HIDRÁULICA E DA HIDROELETRICIDADE

Historicamente, a hidroeletricidade assenta numa utilização muito mais antiga da energia hidráulica para fins puramente mecânicos. A literatura especializada indica que o uso de rodas de água poderá remontar a civilizações da Mesopotâmia, ainda que a evidência mais clara surja apenas no primeiro milénio a.C. Registos gregos e romanos dos séculos II–I a.C., bem como papiros egípcios dos séculos III – II a.C., descrevem dispositivos hidráulicos utilizados para elevar água e acionar mós de moagem, configurando uma das primeiras aplicações sistemáticas de energia renovável à escala mecânica. No início do primeiro milénio da nossa era, o uso de rodas de água para moagem e para acionar martelos de britagem de minérios estava já difundido em diversas regiões da Europa e da Ásia [9].

Durante a Idade Média, o uso dos moinhos de água expandiu-se de forma significativa por toda a Europa. Após um período de declínio associado à desagregação do Império Romano, a partir do século X, regista-se um crescimento rápido do número de moinhos, documentado, por exemplo, no Domesday Book de 1086, que lista mais de cinco mil moinhos de água em Inglaterra. Em França e noutras regiões europeias observam-se tendências semelhantes. Pequenos cursos de água passaram a alojar redes densas de moinhos que, além da moagem de cereais, passaram a desempenhar funções como serragem de madeira, forja de metais, pisagem de tecidos e acionamento de mecanismos de drenagem. Esta proliferação de instalações hidromecânicas de pequena escala fez da energia hidráulica a espinha dorsal de grande parte da economia rural e proto-industrial europeia [10].

A modernização da energia hidráulica inicia-se entre os séculos XVIII e XIX, no contexto da Revolução Industrial. A publicação de *Architecture Hydraulique* por Bernard Forest de Bélidor, entre 1737 e 1753, é frequentemente apontada como marco da história moderna da hidráulica, ao sistematizar o dimensionamento de máquinas hidráulicas de eixo horizontal e vertical. A partir daí, o desenvolvimento teórico e experimental permitiu aperfeiçoar rodas de água e, posteriormente, conceber turbinas hidráulicas de alto desempenho. As rodas, inicialmente com rendimentos modestos, foram sendo otimizadas, e as primeiras turbinas – como a turbina de Fourneyron, em 1827 – evoluíram rapidamente até potências da ordem das dezenas de quilowatts e rendimentos na ordem dos 80%, abrindo caminho à substituição progressiva da tração animal e, em muitos casos, do vapor em aplicações localizadas [9].

A transição da energia hidráulica mecânica para a hidroeletricidade concretiza-se no final do século XIX, com o acoplamento sistemático de turbinas hidráulicas a geradores elétricos. Em 1878, William Armstrong instalou em Cragside, no Norte de Inglaterra, um sistema em que turbinas hidráulicas acionavam um dínamo Siemens, alimentando inicialmente iluminação elétrica e, mais tarde, outros serviços na propriedade. Poucos anos depois, surgem pequenas centrais em contexto industrial, como as instalações de Grand Rapids (1880) e Niagara Falls (1881), nos Estados Unidos. Em 1882, entra em funcionamento a central de Vulcan Street, no Fox River (Appleton, Wisconsin), com uma potência de cerca de 12,5 kW, frequentemente citada como uma das primeiras centrais hidroelétricas destinadas a fornecer eletricidade de forma contínua a vários consumidores. A partir destes primeiros exemplos, a combinação de turbinas cada vez mais eficientes com sistemas de transmissão elétrica de média e longa distância permitiu a passagem de uma miríade de moinhos dispersos para uma infraestrutura hidroelétrica integrada, progressivamente centralizada ao longo do século XX [9], [11].

2.1.2. A CONSISTÊNCIA DE UMA FONTE ENERGÉTICA

Enquanto muitas tecnologias energéticas surgiram e desapareceram, a energia hidráulica manteve-se como um pilar estável em regiões com recursos hídricos adequados. Esta continuidade não é casual: resulta da fiabilidade inerente a aproveitamentos de queda de água [9]. Ao contrário de outras fontes baseadas em combustíveis finitos ou em condições ambientais voláteis, a água integra um ciclo hidrológico renovável cujo comportamento, embora sujeito a variabilidade, é previsível à escala sazonal e anual. Esta previsibilidade, combinada com a maturidade tecnológica dos equipamentos hidráulicos, explica a permanência da energia hidráulica ao longo de vários séculos de transformação do sistema energético.

Ao longo do século XIX, a investigação em hidráulica e em máquinas de fluxo permitiu uma melhoria continuada da conversão de energia. As rodas de água, inicialmente com desempenhos relativamente modestos, foram sendo otimizadas até atingirem rendimentos frequentemente superiores a 70%, enquanto o desenvolvimento de turbinas hidráulicas proporcionou um salto qualitativo na eficiência e compacidade dos aproveitamentos. Entre estas, destaca-se a turbina Francis, desenvolvida em 1848, que alcançou rendimentos próximos de 90% e se consolidou como uma das tipologias mais utilizadas até à atualidade em quedas médias [9]. Esta progressão tecnológica, sem ruturas na aplicação prática da energia hidráulica, ilustra a robustez fundamental do conceito de aproveitamento de energia de queda de água: longe de se tornar obsoleta, a tecnologia foi sendo refinada e adaptada às exigências sucessivamente mais complexas da indústria e, mais tarde, da produção hidroelétrica.

2.1.3. CICLO DA HIDROELETRICIDADE

A história da energia hidroelétrica é também a história de uma gradual complexidade crescente nas infraestruturas, refletindo tanto ambições técnicas quanto mudanças nas políticas energéticas nacionais e internacionais [11].

Portugal acompanhou de perto esta evolução global, destacando-se muito cedo no aproveitamento da energia hidroelétrica. O primeiro aproveitamento hidroelétrico em território português entrou em operação no dia 31 de março de 1894, em Vila Real, na então denominada "Central do Biel" ou "Central do Corgo". Esta instalação, liderada pelo empresário alemão Karl Emil Biel, foi construída no local onde existiam anteriormente moinhos tradicionais de água, simbolizando a transição histórica do uso tradicional para o moderno da energia hidráulica. Equipado com turbinas hidráulicas, dínamos e um sistema de distribuição elétrica para vários bairros da cidade, este empreendimento manteve-se em operação até 1926, marcando um marco pioneiro na eletrificação portuguesa[12].

Durante o século XX, o desenvolvimento das infraestruturas hidroelétricas intensificou-se, com a construção progressiva de estações e barragens de maior dimensão, culminando em projetos emblemáticos como a Barragem Hoover (1936) [13], a Barragem Grand Coulee (1942) [14], ambas nos Estados Unidos. Estas mega-barragens tornaram-se símbolos do progresso tecnológico, do desenvolvimento económico e da produção centralizada de eletricidade em larga escala.

Este modelo centralizado dominou as políticas energéticas europeias e globais durante a segunda metade do século XX, com a energia hidroelétrica concebida como um serviço fornecido por grandes operadores a partir de infraestruturas conectadas a redes de transmissão extensas. No entanto, a partir das décadas de 1980 e 1990, surgiram crescentes preocupações ambientais e sociais acerca dos impactos das grandes barragens[9]. Estudos científicos demonstraram consequências negativas significativas, como a destruição de ecossistemas fluviais, a alteração dos padrões migratórios de espécies aquáticas e a modificação dos ciclos hidrológicos locais. Estes problemas levaram a uma reavaliação crítica do modelo energético centralizado e à procura de soluções mais sustentáveis e descentralizadas, com impacto direto no planeamento energético nacional e internacional.

Paralelamente, desenvolvimentos tecnológicos tornaram economicamente e tecnicamente viáveis alternativas baseadas em pequenos aproveitamentos. Simultaneamente, objetivos de sustentabilidade ambiental, economia circular e resiliência de comunidades locais começaram a ganhar tração nas agendas políticas internacionais [15].

Assim, a partir dos anos 2000, observou-se um deslocamento progressivo: de um modelo que privilegiava exclusivamente grandes barragens para um modelo que reconhecia o potencial de aproveitamentos de pequena e média escala, isto é, "run-of-river" (sem reservatório significativo), mini-hídrica (tipicamente 100 KW a 1 MW), micro-hídrica (tipicamente 5 KW a 100 KW) e pico-hídrica (até 5 KW).

2.1.4. O RETORNO AO MODELO DISPERSO E COMUNITÁRIO

Este movimento recente não constitui uma inovação radical, mas antes um regresso aos princípios antigos de produção energética local, distribuída e comunitária, agora adaptados com tecnologia moderna. A hidroeletricidade de pequena escala incorpora três dimensões essenciais para o século XXI: sustentabilidade ambiental, resiliência comunitária e economia circular.

A história da energia hidroelétrica pode, assim, ser lida como um ciclo: inicia-se com aproveitamentos descentralizados (moinhos tradicionais) ao serviço de necessidades locais; evolui, nos séculos XIX e XX, através da centralização em grandes infraestruturas; e reequilibra-se atualmente, reconectando-se aos modelos comunitários e distribuídos, enriquecidos pelo património tecnológico acumulado. Trata-se não de regressão, mas de síntese: conjugação do conhecimento em engenharia hidráulica com a reapropriação de práticas sustentáveis à escala humana.

2.1.5. CONCLUSÃO

A microgeração hidroelétrica em locais com potencial hidráulico no Norte de Portugal – seja pela recuperação de estruturas tradicionais como moinhos e açudes, seja pela criação de novos pequenos aproveitamentos – não representa uma rutura com a história, mas uma continuidade evolutiva. Estes locais, frequentemente centenários ou multisseculares, já demonstraram ao longo dos séculos a sua capacidade de aproveitar de forma sustentável a energia da água para usos locais e comunitários. O seu reequipamento ou aproveitamento com tecnologia contemporânea (geradores elétricos, turbinas eficientes, sistemas de controlo automático) aplica inovações modernas a um princípio hidroelétrico comprovado pela experiência histórica [16].

Neste contexto, o desenvolvimento de uma metodologia robusta para identificação, avaliação e implementação de pequenos aproveitamentos hidroelétricos em unidades agrícolas tradicionais, abrangendo tanto a recuperação de infraestruturas existentes como a instalação de novos sistemas em locais com potencial hidráulico, alinha-se com tendências globais de transição energética, sustentabilidade ambiental e economia circular, enquanto honra e preserva um património cultural e molinológico [8].

2.2. SUSTENTABILIDADE

2.2.1. INTRODUÇÃO

A sustentabilidade constitui um pilar fundamental para a investigação em microgeração hidroelétrica, dada a sua natureza multidimensional que integra aspetos ambientais, económicos e sociais. Esta tecnologia insere-se diretamente nos objetivos globais de desenvolvimento sustentável, promovendo a economia circular através da reutilização de infraestruturas hidráulicas existentes [7], enquanto gera impactos positivos na sociedade, particularmente em regiões rurais dispersas. A análise da sustentabilidade neste contexto exige uma abordagem integrada, que considere não apenas a eficiência energética, mas também a preservação dos ecossistemas e o fortalecimento das economias locais.

A Figura 1 sistematiza os pilares principais da sustentabilidade.



Figura 1 - Pilares da sustentabilidade.

2.2.2. SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA GLOBAL E IMPERATIVO DE TRANSIÇÃO

O setor energético é atualmente responsável por cerca de 73% das emissões globais de gases de efeito estufa [17], [18], tornando a transição para fontes de energia renováveis um imperativo urgente para o cumprimento dos compromissos internacionais, como o Acordo de Paris e as Metas de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas. Portugal reflete estes objetivos no seu Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), que estabelece metas ambiciosas: alcançar 51% de energias renováveis no consumo final de energia e 85% na produção de eletricidade até 2030, assumindo ainda o compromisso de atingir a neutralidade carbónica até 2050 [7]. Neste cenário, a microgeração hidroelétrica desempenha um papel estratégico, contribuindo para a diversificação do mix energético e para a redução da dependência de combustíveis fósseis, especialmente através da produção descentralizada [7].

Na Tabela 1 apresenta-se a síntese do contributo da dissertação para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável mais diretamente relevantes, explicitando para cada ODS as metas associadas e o papel da microgeração hidroelétrica proposta.

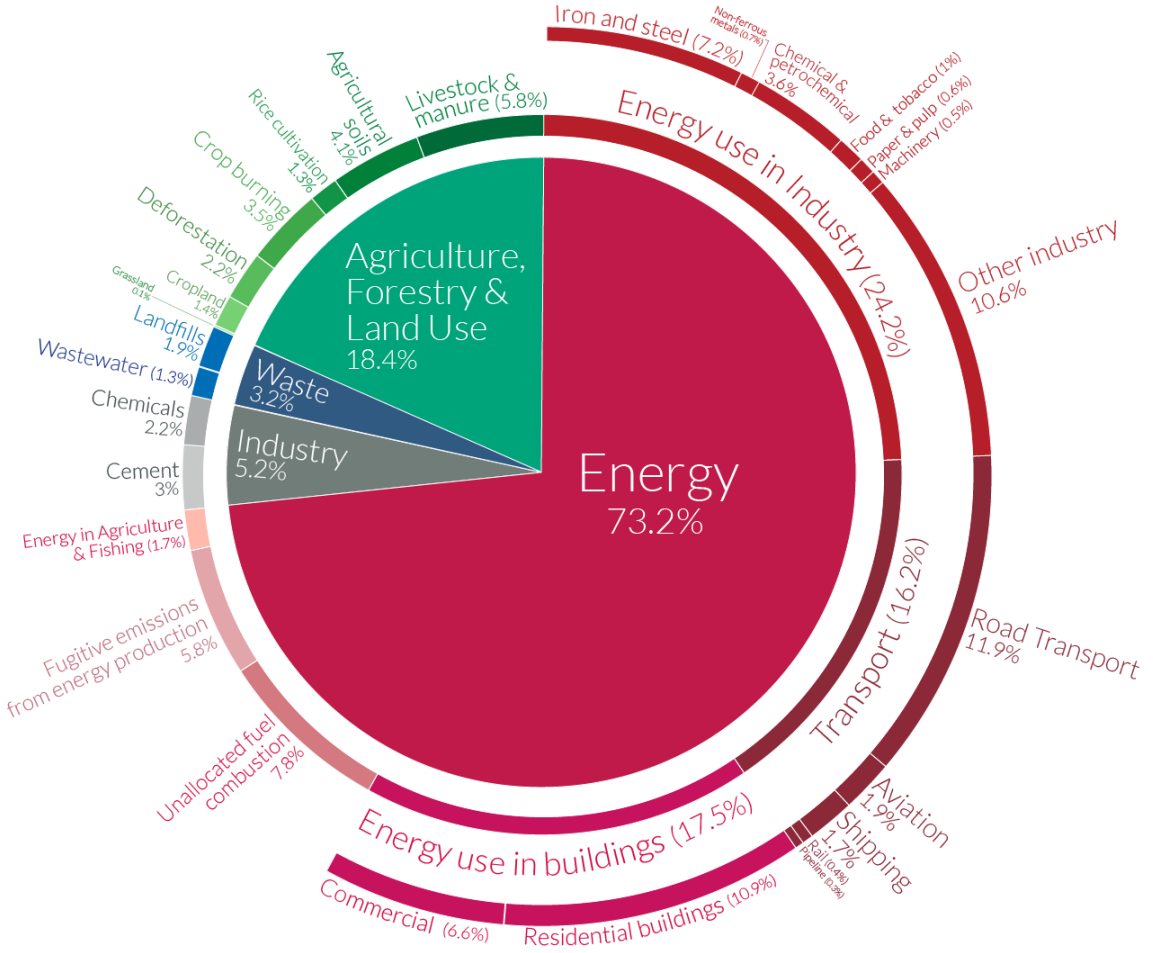
Tabela 1 - Síntese do contributo da dissertação para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

ODS	Meta	Contributo da Dissertação
7 – Energia Acessível e Limpa	7.2 - Aumentar substancialmente a parcela de energias renováveis no mix energético mundial.	Propõe e dimensiona um microaproveitamento hidroelétrico agrícola que substitui consumo da rede por energia renovável local.
	7.3 – Duplicar a taxa global de melhoria da eficiência energética até 2030.	Demonstra a operação conjunta de fotovoltaico, bateria e micro-hídrica para reduzir a energia importada da rede.
8 – Trabalho Digno e Crescimento Económico	8.2 – Atingir níveis mais elevados de produtividade económica através da diversificação, modernização tecnológica e inovação.	Mostra que a micro-hídrica valoriza infraestruturas hidráulicas existentes e reduz custos de energia da exploração agrícola.
	8.4 – Melhorar a eficiência global dos recursos e dissociar o crescimento económico da degradação ambiental.	Enquadra a microgeração como uso mais eficiente de água já mobilizada para rega, com impacte ambiental adicional muito reduzido.
13 - Ação Climática	13.2 – Integrar medidas de combate às alterações climáticas nas políticas, estratégias e planos nacionais.	Relaciona a micro-hídrica rural com o PNEC 2030, evidenciando emissões evitadas face ao consumo elétrico convencional.

Na Figura 2 é apresentado o gráfico das emissões globais de gases com efeito de estufa por setor em 2016 [17].

Global greenhouse gas emissions by sector

This is shown for the year 2016 – global greenhouse gas emissions were 49.4 billion tonnes CO₂eq.



OurWorldinData.org – Research and data to make progress against the world's largest problems.
Source: Climate Watch, the World Resources Institute (2020). Licensed under CC-BY by the author Hannah Ritchie. (2020).

Figura 2 -Emissão global de gases de efeito de estufa por setor [17].

2.2.3. SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL: RECURSOS HÍDRICOS E ECOSSISTEMAS

Os aproveitamentos hidroelétricos constituem infraestruturas multifuncionais que geram contributos ambientais significativos, nomeadamente a ausência total de emissões diretas de CO₂ e outros gases com efeito de estufa durante a operação, evitando cerca de 1.800 toneladas de CO₂ por MW instalado anualmente (considerando 2.600 horas equivalentes a plena carga no sistema electroprodutor português) e os riscos inerentes ao transporte de combustíveis fósseis, equivalentes a 300 toneladas de petróleo ou carvão por GWh produzido. Economicamente, promovem a redução da dependência energética externa (84% das necessidades energéticas nacionais importadas), asseguram elevada fiabilidade operacional, flexibilidade de resposta às solicitações da rede e constituem reservas estratégicas ampliáveis por bombagem, empregando tecnologias maduras e seguras desde finais do século XIX. Socialmente, as albufeiras suportam abastecimento urbano/industrial, amortecimento de cheias, minoração de secas, recreio, turismo e combate a incêndios florestais, fomentando desenvolvimento regional harmonioso e ordenamento territorial. Contudo, enquanto grandes barragens implicam ocupação extensiva de solos, deslocação populacional e disrupção ecossistémica, os pequenos aproveitamentos apresentam impactos substancialmente reduzidos, equilibrando sustentabilidade ambiental com eficiência energética [19].

Ao contrário das grandes barragens, que frequentemente acarretam impactos significativos na biodiversidade e nos regimes hidrológicos, os pequenos aproveitamentos hidroelétricos (especialmente a fio-de-água) apresentam uma pegada ambiental substancialmente reduzida, pois evitam grandes reservatórios e minimizam alterações aos caudais naturais [20]. Estes sistemas mantêm maior conectividade fluvial e fluxo ecológico, sendo mais compatíveis com a conservação de ecossistemas aquáticos. A microgeração hidroelétrica apoia diretamente a ODS 13 (ação climática), promovendo gestão integrada de recursos hídricos, fluxos ecológicos e redução de emissões de carbono, ao aliar eficiência energética à preservação ambiental[21].

A Tabela 2 sistematiza os principais impactos ambientais associados à implantação de aproveitamentos hidroelétricos, identificando as suas causas principais e as medidas técnicas de mitigação correspondentes. Esta matriz evidencia que intervenções como caudais ecológicos reservados, transposições para fauna aquática e minimização de albufeiras reduzem significativamente os efeitos negativos, promovendo sustentabilidade ambiental compatível com a exploração energética.

Tabela 2 - Principais impactos associados à implantação de aproveitamentos hidráulicos, suas causas e formas de mitigação [19].

Impactos	Causa	Mitigação
Redução da extensão de troço fluvial	Criação de uma albufeira	Albufeiras de pequena dimensão; exploração a fio-de-água ou com baixo índice de regularização
Efeito de barreira	Implantação de açude/barragem	Sistema de transposição para fauna, e passagem de caudais sólidos
Alteração paisagística	Inserção de estruturas estranhas à paisagem	Integração de estruturas; instalação em vala do circuito hidráulico e revestimentos em pedra/rugosos
Modificação do regime de caudais líquidos	Derivação de água para produção de energia	Manutenção dos caudais reservados e de regimes adequados de caudais ecológicos
Destruição de habitats	Implantação das infraestruturas	Redução das áreas de intervenção e reposição de habitats pré-existent
Aumento dos níveis de ruído	Funcionamento do grupo turbina-gerador	Isolamento conveniente do edifício da central e da restituição; plantação de cortinas vegetais
Alteração ambiental nas áreas de estaleiro e nas frentes de trabalho	Realização das obras e montagens	Implantação, utilização, desativação e recuperação cuidadas

Os pico-aproveitamentos hidroelétricos eliminam a maioria dos impactos identificados na Tabela 1, precisamente por operarem sem albufeiras, evitando redução do troço fluvial, efeito barreira e modificação drástica do regime de caudais. A ausência de reservatórios preserva a conectividade fluvial e habitats aquáticos, enquanto intervenções mínimas (açudes baixos, condutas enterradas) minimizam alterações paisagísticas, promovendo a exploração sustentável com pegada ecológica residual.

2.2.4. SUSTENTABILIDADE SOCIOECONÓMICA E DESENVOLVIMENTO RURAL

A dimensão socioeconómica da microgeração é particularmente relevante para o desenvolvimento de zonas rurais e isoladas. Esta tecnologia fomenta o ODS 7 (Energia Limpa e Acessível) e o ODS 8 (Trabalho Digno e Crescimento Económico) ao fornecer energia renovável de proximidade, criar emprego local e potenciar novas oportunidades de negócio [21]. A reabilitação de moinhos e antigas infraestruturas hidráulicas não só preserva o património cultural, como também dinamiza as economias locais, permitindo que as comunidades rurais se tornem participantes ativas na transição energética, reduzindo custos e aumentando a sua resiliência económica.

2.3. UNIDADES AGRÍCOLAS TRADICIONAIS DO NORTE DE PORTUGAL

2.3.1. ENQUADRAMENTO GEOGRÁFICO

O Norte de Portugal destaca-se pela morfologia acidentada, sendo a região mais montanhosa do país, com relevo dominado por serras de altitude superior a 1.300 m: Gerês (1.544 m), Peneda (1.416 m), Soajo (1.416 m), Marão (1.415 m) e Alvão (1.330 m). Esta orografia gera paisagens de vales profundamente encaixados e vertentes de declive acentuado ($>30^\circ$ em zonas de montanha), particularmente na Região Demarcada do Douro (RDD) e Trás-os-Montes, onde gargantas estreitas favorecem quedas hidráulicas elevadas.

Na Figura 3 é apresentado o mapa topográfico de Portugal continental, destacando as zonas de maior potencial hidrelétrico para microgeração.



Figura 3 - Mapa topográfico de Portugal.

A configuração topográfica cria condições ideais para aproveitamentos hidroenergéticos por gravidade, mesmo em microescala, com gradientes médios de 5 a 15% em ribeiros secundários. “As disponibilidades hídricas ainda não exploradas situam-se sobretudo nas bacias hidrográficas localizadas a Norte do rio Tejo, com particular realce para as regiões hidrográficas dos rios Minho e Lima, dos rios Cávado, Ave e Leça e do rio Douro [19].

Em Portugal Continental, as potencialidades hidroenergéticas permanecem expressivas tanto em aproveitamentos de grande dimensão (gAHE) como em aproveitamentos de pequena e média dimensão (pAHE).

Estes recursos posicionam a hidroeletricidade como pilar estratégico do mix energético nacional, sustentando metas de descarbonização e segurança de abastecimento até 2030. Na Tabela 3 e Tabela 4 é apresentado o potencial hidroelétrico no território continental português e por bacia hidrográfica, respetivamente.

Tabela 3 - Potencialidades hidroelétricas no território continental português (MW) [19].

	Exploradas *	Por explorar	Totais
pAHE	379	741	1120 [†]
gAHE	4578	2852	7430 [‡]
Total de Renováveis [§]	7998	6947	14945

Tabela 4 - Potencialidades hidroelétricas por explorar, por bacia hidrográfica (MW) [19].

	Minho	Lima	Cávado	Ave	Douro
pAHE ^{**}	30	98	22	29	420
gAHE ^{††}	--	88	--	--	2010

* Segundo estatísticas da DGEG, REN e INEGI, relativas a dezembro/2008.

[†] Conforme “Cenários de Evolução Previsional da Produção em Regime Especial 2005- 2025”, da REN.

[‡] Segundo a Direção de Planeamento e Desenvolvimento da EDP Produção (2005).

[§] Incluindo a energia eólica, solar, da biomassa, do biogás, dos resíduos sólidos urbanos, da geotermia e das ondas marítimas.

^{**} Conforme “Cenários de Evolução Previsional da Produção em Regime Especial 2005- 2025”, da REN.

^{††} Segundo estudos do Programa Nacional Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (2007).

Em Portugal Continental, as potencialidades hidroenergéticas permanecem expressivas tanto em aproveitamentos de grande dimensão (gAHE) como em aproveitamentos de pequena e média dimensão (pAHE). Estes recursos posicionam a hidroeletricidade como pilar estratégico do mix energético nacional, sustentando metas de descarbonização e segurança de abastecimento até 2030.

2.3.2. REGIME CLIMÁTICO E PRECIPITAÇÃO

O clima da região Norte é predominantemente mediterrânico com influência atlântica, caracterizado por invernos suaves e húmidos e verões moderados, sobretudo no litoral. As zonas montanhosas do interior Noroeste, nomeadamente as serras da Peneda, Gerês e Marão, registam os valores mais elevados de precipitação de todo o território nacional. Esta distribuição é fortemente influenciada pela topografia, uma vez que as massas de ar húmido provenientes do Atlântico são forçadas a ascender ao encontrar as barreiras montanhosas, originando precipitação orográfica abundante nas vertentes ocidentais. A sazonalidade é marcada, concentrando-se a maior parte da precipitação nos meses de outono e inverno, o que determina um regime de escoamento superficial igualmente sazonal, com caudais máximos no período húmido e mínimos no estio.

Na Figura 4, é apresentado o mapa de isolinhas do escoamento anual médio (em mm) de Portugal Continental, revelando um gradiente com valores superiores a 2.000 mm nas serras do Norte (Minho, Trás-os-Montes), descendo para valores inferiores a 500 mm no Alentejo e Algarve.

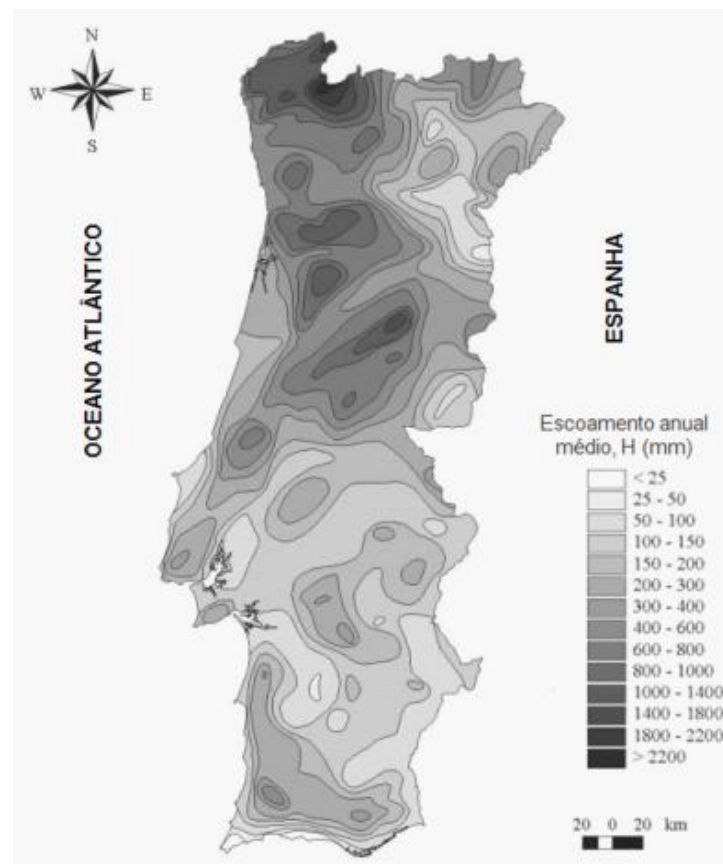


Figura 4 - Portugal Continental, mapa de isolinhas do escoamento anual médio [19].

2.3.3. CONSTRANGIMENTOS HIDROLÓGICOS À MICROGERAÇÃO HIDROELÉTRICA

O dimensionamento de microaproveitamentos hidroelétricos (pAHE <30 MW), tipicamente a fio-de-água ou com regularização mínima, baseia-se em condições hidrológicas médias anuais, assumindo caudais e produções constantes. Contudo, a variabilidade temporal das séries hidrológicas portuguesas — com períodos secos consecutivos (3 a 5 anos) — introduz risco hidrológico-económico significativo, afetando receitas e viabilidade financeira [19]. Estudos com mais que 20 cenários e horizontes de 35 anos mostram que secas iniciais comprometem a taxa interna de retorno (TIR), embora o critério "produção média anual" ofereça margem de segurança (sensivelmente de 50% probabilidade de receitas superiores) (Associação Portuguesa dos Recursos Hídricos, 2010).

A esmagadora maioria dos cenários climáticos projeta uma redução acentuada do escoamento superficial na primavera, verão e outono em Portugal continental. No cenário mais pessimista (HadCM3-A2), estima-se uma diminuição do escoamento médio anual até 2050 entre 25% (bacia Tejo) e 50% (Sado, Mira, Guadiana), agravando-se para 70% em 2100 nas bacias meridionais. Cenários alternativos (HadCM3-B2a, HadRM2) preveem aumentos até 20 a 40% no escoamento anual médio até 2100, embora concentrados no inverno [22].

Estes constrangimentos não comprometem a viabilidade da microgeração rural no Norte, desde que integrados em planeamento robusto.

2.3.4. ORGANIZAÇÃO TÍPICA DA UNIDADE AGRÍCOLA E ESTRUTURAS HIDRÁULICAS

As unidades agrícolas tradicionais do Norte de Portugal organizam-se em torno de uma gestão meticulosa dos recursos hídricos, onde captação e distribuição são essenciais à subsistência agropecuária [5]. Estas infraestruturas pré-existent, açudes, moinhos, tanques de pedra reguladores e redes de levadas/caleiras graníticas que irrigam socos constituem património hidráulico funcional com elevado potencial para reequipamento em microgeração hidroelétrica, aproveitando quedas e caudais disponíveis sem novas intervenções civis significativas [23]. A integração de turbinas em estruturas ancestrais preserva uso múltiplo da água (motriz, rega, armazenamento) enquanto gera energia limpa descentralizada, alinhando conservação patrimonial com transição energética rural [8].

2.4. MICRO-HÍDRICAS E PICO-HÍDRICAS

2.4.1. ENQUADRAMENTO TÉCNICO

Embora a classificação dos aproveitamentos hidroelétricos não seja objeto de uma normalização universal rígida, a literatura técnica tende a categorizar os sistemas com base na sua potência instalada. No âmbito desta dissertação, e alinhando com os critérios frequentemente adotados em programas de eletrificação rural e na regulamentação europeia, consideram-se duas categorias principais. A primeira, designada por pico-hídrica, engloba sistemas com uma potência instalada até 5 kW. Estas unidades destinam-se, tipicamente, à satisfação de necessidades energéticas de habitações isoladas ou pequenos equipamentos agrícolas, operando frequentemente em regime de autoconsumo ou isoladas da rede elétrica pública (off-grid). A segunda categoria, a micro-hídrica, compreende sistemas com potências entre os 5 kW e os 100 kW [24], [25]. Esta escala permite já o abastecimento de pequenas comunidades ou explorações agroindustriais, bem como a injeção de excedentes na rede elétrica, o que implica uma engenharia mais robusta e sistemas de controlo e proteção mais sofisticados.

Do ponto de vista técnico, a distinção destes sistemas face às grandes centrais hidroelétricas reside não apenas na escala, mas fundamentalmente na filosofia de projeto. Enquanto os grandes aproveitamentos envolvem obras de engenharia civil complexas e visam frequentemente o armazenamento interanual de água, a abordagem em micro e pico-hídrica privilegia a simplificação, a standardização dos componentes eletromecânicos e a minimização da intervenção civil, procurando adaptar a tecnologia às características morfológicas locais e não o inverso [26].

2.4.2. PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO E ESQUEMAS TÍPICOS

Os esquemas de implementação dividem-se maioritariamente em duas tipologias. O sistema a fio de água (“run-of-river”) é o mais comum em pico-hídricas, caracterizando-se por turbinar o caudal disponível no momento, sem recorrer a capacidade de armazenamento significativa. Exige apenas uma pequena tomada de água e uma câmara de carga para assegurar a submersão da conduta forçada. Alternativamente, o esquema com regularização diária é particularmente relevante no contexto das unidades agrícolas tradicionais. A presença de tanques de pedra ou reservatórios permite a acumulação de água durante períodos de baixo consumo ou durante a noite, para ser turbinada em momentos de maior procura. Este modelo confere flexibilidade ao sistema e permite otimizar a eficiência dos equipamentos, possibilitando a sua operação com caudais nominais durante períodos concentrados, evitando assim o funcionamento contínuo com cargas parciais menos eficientes.

2.4.3. DESEMPENHO ENERGÉTICO: FATORES DE PLANTA, RENDIMENTOS E PERFIS DE PRODUÇÃO

As micro e pico-hídricas apresentam rendimentos globais — integrando as eficiências hidráulica, mecânica e elétrica — que oscilam tipicamente entre 60% e 85% [10]. Uma das vantagens comparativas mais significativas face a outras fontes renováveis, como a solar ou eólica, é o elevado fator de capacidade (plant factor). Em regiões com pluviosidade abundante como o Norte de Portugal, estes sistemas têm o potencial de operar continuamente durante os meses de inverno e primavera, assegurando uma produção de base estável. No entanto, o perfil de produção está intrinsecamente correlacionado com a precipitação, o que pode resultar numa quebra significativa durante o verão. Esta característica sugere a vantagem de modelos de gestão integrada ou a hibridização com sistemas fotovoltaicos, cujos picos de produção coincidem com os períodos de menor disponibilidade hídrica [27].

2.4.4. MODELOS DE EXPLORAÇÃO E PROPRIEDADE

A microgeração adapta-se a diversos modelos de gestão e propriedade, consoante o contexto local. O modelo de autoconsumo individual é o mais direto, onde o proprietário agrícola produz eletricidade para satisfazer as suas necessidades próprias, podendo injetar eventuais excedentes na rede ao abrigo do regime de Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). Emergem também as Comunidades de Energia Renovável (CER), que permitem a partilha da produção de um aproveitamento entre vários vizinhos ou por uma aldeia, recuperando a tradição comunitária da gestão da água. Embora a venda total à rede tenha sido historicamente comum, a complexidade burocrática e a alteração dos regimes tarifários têm vindo a tornar o autoconsumo a opção economicamente mais atrativa para estas escalas de potência. (Decreto-Lei nº162/2019, de 25 de outubro) [28].

2.4.5. CONCLUSÃO

Em suma, a micro e pico-hídrica representam soluções de elevada pertinência para o contexto do Norte de Portugal. As vantagens são claras: trata-se de uma fonte de energia renovável e previsível, assente em tecnologia madura e que permite a valorização de ativos preexistentes, reduzindo o investimento inicial. Contudo, existem limitações, nomeadamente a forte dependência da sazonalidade hidrológica e os custos unitários de investimento que, apesar da maior produção anual, podem ser superiores aos de outras tecnologias. A adequação às unidades agrícolas da região é, no entanto, notável. A orografia acidentada garante os desníveis, a pluviosidade assegura o recurso e a herança das infraestruturas hidráulicas tradicionais fornece a base física necessária, posicionando a microgeração como o elo natural entre o património do passado e as exigências de sustentabilidade do futuro.

2.5. TECNOLOGIA DE MICROGERAÇÃO HIDROELÉTRICA

A escolha da turbina representa o elemento central da microgeração hidrelétrica, absorvendo até 50 por cento do investimento inicial e definindo a eficiência global do sistema, que por norma oscila entre 60 e 85%. Este capítulo oferece uma análise técnica detalhada dos tipos de turbinas apropriados, componentes eletromecânicos e métodos de integração no sistema elétrico de unidades agrícolas, fundamentada em princípios hidráulicos reprodutíveis e em conformidade com a legislação nacional vigente. Prioriza aproveitamentos a fio de água, os quais atenuam impactos ambientais ao preservar caudais ecológicos e habitats fluviais. A estratégia enfatiza o autoconsumo através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), diminuindo a dependência da rede pública e impulsionando a economia circular em meio rural [29].

Os critérios de seleção fundamentam-se na relação entre queda útil disponível e caudal turbinado [29], variabilidade sazonal dos caudais, resistência a detritos orgânicos e sedimentos, e adequação a normas ecológicas e de preservação patrimonial.

As turbinas distinguem-se em dois grandes tipos: de impulso, cuja conversão energética ocorre externamente ao rotor mantendo pressão atmosférica constante, e de reação, com gradiente de pressão no interior do rotor [30].

O presente subcapítulo sistematiza as tecnologias viáveis para microgeração rural, incluindo faixas operacionais, comparação tabular e procedimento multicritério de decisão. Em seguida, descreve-se cada categoria de turbina, com recomendações finais para implementação em unidades agrícolas.

2.5.1. TURBINAS DE IMPULSO

As turbinas de impulso convertem integralmente a energia potencial da água em energia cinética através de jatos acelerados em bicos convergentes, direcionados perpendicularmente às pás do rotor sob pressão atmosférica constante, o que as torna ideais para quedas elevadas e caudais limitados, comuns em ribeiros de montanha no Norte de Portugal. Alcançam eficiência hidráulica máxima em carga nominal, exigindo regulação precisa para acomodar a variabilidade sazonal dos caudais e materiais resistentes à abrasão por detritos como sedimentos e matéria vegetal [30].

2.5.1.1. Turbina Pelton

A turbina Pelton, desenvolvida por Lester Pelton em 1879 e patenteada em 1880, constitui o paradigma das turbinas de impulso para microgeração em altas quedas, convertendo jatos de água pressurizada em momento rotacional através de copos bipartidos em forma de concha. Projetada para quedas elevadas e caudais específicos baixos, destaca-se pela simplicidade construtiva, durabilidade e eficiência hidráulica excepcional de 88 a 92 por cento em regime ótimo, tornando-a referência em ribeiros montanhosos do Norte de Portugal onde a topografia acidentada proporciona desnível abundante com vazões moderados.

Na Figura 5 é apresentado um esquema de uma turbina Pelton [31].

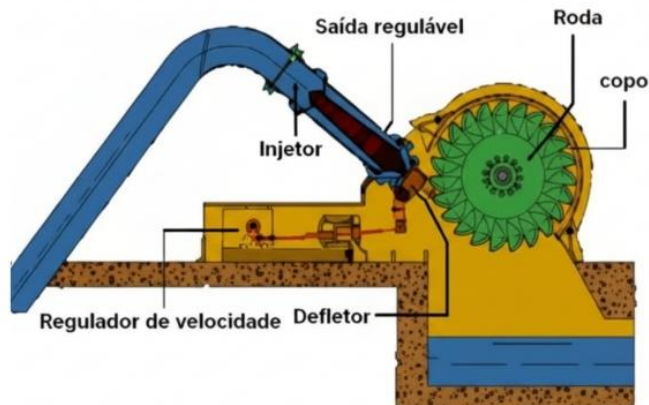


Figura 5 - Esquema de uma turbina Pelton.

Existem turbinas Pelton fabricadas especificamente para pico-aproveitamentos (potências < 5 kW), otimizadas para quedas elevadas (20-200 m) e caudais reduzidos (2-20 L/s), compactas com jato único ou múltiplo, que alcançam rendimentos de 80 a 85%. A Figura 6 apresenta um modelo comercializado pela marca WWS Wasserkraft GmbH.



Figura 6 - Turbina Pelton do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.

Esta turbina está disponível no mercado em múltiplas configurações que possibilitam operação numa ampla gama de quedas e caudais, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 - Gamas de funcionamento da turbina Pelton do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.

Potência (kW)	Queda de Água (m)	Caudal (m³/s)	Gerador
0,5	6-15	0,007	Íman permanente
0.6	8-15	0.008	
1	10-15	0,010	
1,5	10-20	0,020	
2	15-25	0,030	
3	15-30	0.030	
5	15-40	0,040	Síncrono
8	25-55	0,050	
10	25-60	0,060	
15	30-65	0,070	
20	35-75	0,075	
25	40-75	0.080	
30	45-80	0,085	

A existência de turbinas com modelos adaptados a diferentes caudais e quedas é de elevada importância nesta dissertação, permitindo otimizar a eficiência em contextos topográficos e hidrológicos variáveis.

2.5.1.2. Turbina Turgo

A turbina Turgo, desenvolvida nos anos 1920 como variante inclinada da Pelton por iniciativa de empresas hidráulicas britânicas e norte-americanas, otimiza o impacto do jato a 20-30 graus sobre copos similares aos da Pelton, ampliando a faixa operacional para quedas médias e caudais moderados. Preserva rendimento elevado de 80 a 90 por cento enquanto reduz a altura axial do rotor em 20 a 30 por cento, facilitando a instalação em configurações compactas como levadas e açudes agrícolas no Norte de Portugal, onde espaços verticais limitados coexistem com desnível disponível [31].

Na Figura 7 é apresentado um esquema de uma turbina Turgo.

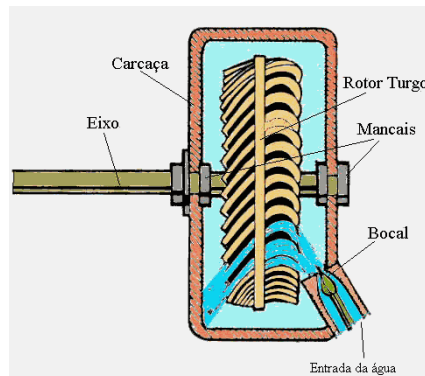


Figura 7 - Esquema de uma turbina Turgo.

2.5.1.3. Turbina Crossflow

A turbina Crossflow, também conhecida como Banki-Michell em referência aos seus criadores Donat Banki e Anthony Michel, emprega um rotor cilíndrico com múltiplas perfurações para permitir o fluxo transversal de água, com entrada no topo e saída na base. Este equipamento opera eficazmente em quedas que variam de 2 a 200 metros e caudais entre 0,04 e 17 m³/s, alcançando rendimentos de 70 a 85% e destacando-se pela robustez em regimes de carga parcial [32].

Na Figura 8 é apresentado um esquema de uma turbina Crossflow.

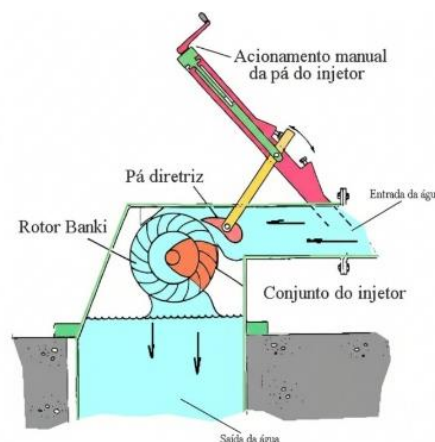


Figura 8 - Esquema de uma turbina Crossflow.

2.5.2. TURBINAS DE REAÇÃO.

As turbinas de reação distinguem-se pela conversão parcial da energia hidráulica diretamente no rotor, impulsionada por um gradiente de pressão crescente ao longo das pás reguláveis que melhoram o rendimento em cargas parciais, combinando fluxos predominantemente axiais ou radiais para otimizar o desempenho em quedas baixas a médias, associadas a caudais elevados [30].

Requerem uma câmara de carga a montante para uniformizar a pressão de entrada e prevenir turbulências, apresentando maior suscetibilidade à cavitação quando operam em cargas reduzidas.

2.5.2.1. Turbina Kaplan

As turbinas Kaplan são turbinas de escoamento axial, concebidas para aproveitar quedas baixas e caudais elevados, a sua característica distintiva é a combinação de pás móveis no rotor (hélice), permitindo adaptar continuamente o ângulo de ataque ao caudal e à carga, mantendo elevados rendimentos numa gama alargada de funcionamento [30].

Do ponto de vista energético, a Kaplan foi originalmente desenvolvida para centrais de grande escala, mas nas últimas décadas surgiram variantes específicas para pequena hidroeletricidade e microgeração, incluindo modelos de “ultrabaixa queda” (até cerca de 3 m). Estudos recentes mostram que turbinas Kaplan de muito baixa queda, com diâmetros reduzidos (por exemplo 0,3 m) e velocidades específicas elevadas, conseguem combinar caudais elevados com rendimentos hidráulicos significativos, desde que o projeto hidrodinâmico das pás minimize perdas e riscos de cavitação [33].

Em micro e pico-geração, investigações numéricas e experimentais com modelos 3D impressos evidenciam o potencial de instalar Kaplan em quedas inferiores a 3 m, recorrendo a geradores de aro (rim-driven) ou grupos submersos compactos, que simplificam a mecânica, reduzem custos e melhoram a passagem de detritos e de peixes. Este tipo de solução é particularmente interessante para reaproveitar infraestruturas hidráulicas existentes, onde o caudal é relativamente constante ao longo do ano, mas a queda é pequena [34].

Na Figura 9 é apresentado um esquema de uma turbina Kaplan.

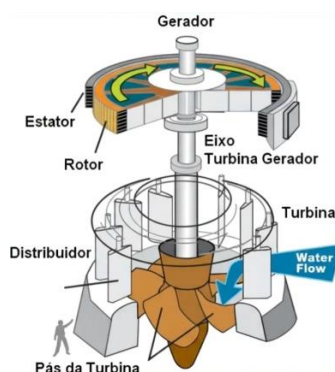


Figura 9 - Esquema de uma turbina Kaplan.

Existem turbinas Kaplan fabricadas especificamente para pico-aproveitamentos, otimizadas para quedas muito baixas (2 a 10 m) e caudais reduzidos (5 a 100 L/s), que alcançam rendimentos de 80 a 85%. A Figura 10 apresenta um modelo disponível no mercado da marca Forster, com as seguintes especificações:

- (i) Potências: 1kW, 1.5kW, 2kW, 3kW e 5kW;
- (ii) Caudal: 0.08 m³/s a 0.15 m³/s;
- (iii) Queda disponível: 1.5 a 5,5 metros;
- (iv) Frequência: 50Hz;
- (v) Voltagem: 110V, 120V, 220V, 230V, 380V, 400V;
- (vi) Gerador: Permanente;
- (vii) Velocidade: 1000 a 1500 r/min.



Figura 10 - Turbina Kaplan do fabricante Forster.

2.5.2.2. Turbina Francis

As turbinas Francis, inventadas por James B. Francis em 1844, constituem a classe dominante de turbinas de reação para quedas médias, convertendo simultaneamente energia de pressão e cinética num rotor de fluxo misto radial-axial, com rendimento hidráulico superior a 90% em regime nominal. Ideais para microgeração em açudes rurais ou canais com caudais moderados, como no Norte de Portugal, destacam-se pela adaptabilidade via pás diretrizes reguláveis e robustez face a variações sazonais, embora exijam controlo de cavitação em designs de alta velocidade específica [35].

São de elevada relevância para esta dissertação as bombas como turbinas (PAT), uma variação das turbinas Francis que opera bombas centrífugas ou mistas (com fluxo radial-axial similar) de modo inverso para converter excedentes hidráulicos em eletricidade em quedas de 5-100 m e caudais variáveis, com rendimentos de 60 a 85%. O seu baixo custo (redução de 50 a 70% face a Francis dedicadas) e disponibilidade imediata facilitam a instalação em infraestruturas hidráulicas existentes como açudes e moinhos [36], embora otimizações como modificação do impulsor ou CFD sejam recomendadas para minimizar perdas em cargas parciais e cavitação [37].

Na Figura 11 é apresentado um esquema de uma turbina Francis.

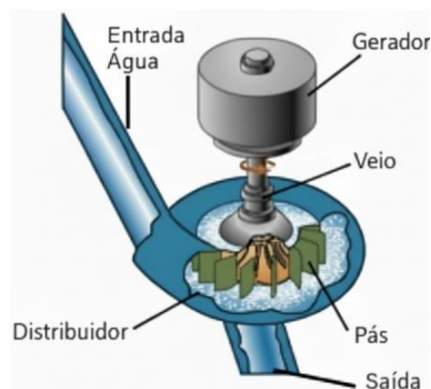


Figura 11 - Esquema de uma turbina Francis.

2.5.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este subcapítulo analisou as principais tecnologias de turbinas para microgeração hidroelétrica, destacando a adequação das de impulso (Pelton, Turgo, Crossflow) a quedas elevadas e caudais baixos, e das de reação (Kaplan, Francis) a regimes de baixa-média queda com maiores vazões, todas viáveis para reaproveitamento de estruturas hidráulicas rurais no Norte de Portugal. A seleção depende de parâmetros hidrológicos locais (queda útil, caudal sazonal) e constrangimentos como detritos ou cavitação, com variantes comerciais de modelos pico confirmando acessibilidade económica e eficiência competitiva.

A Figura 12 sistematiza os regimes operacionais (queda útil vs. caudal) das turbinas analisadas, destacando que os valores apresentados referem-se a aproveitamentos hidroelétricos de maior dimensão, mas constituem uma representação comparativa válida do escalonamento qualitativo para microgeração.

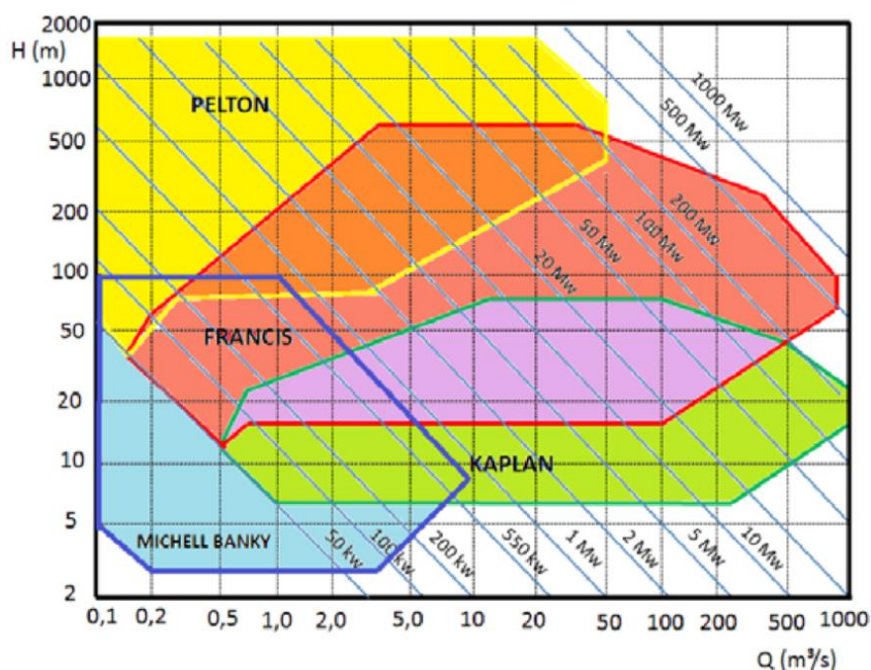


Figura 12 - Regimes operacionais para diferentes modelos de turbinas.

Para estes projetos rurais, com o objetivo primordial de minimizar os custos de implementação, o fator decisivo na escolha da turbina é a disponibilidade no mercado, priorizando modelos comerciais maduros como Pelton (impulso) e Kaplan (reação), amplamente acessíveis para microgeração. Em segundo lugar, destaca-se a capacidade de baixa manutenção, essencial em contextos remotos com acesso limitado, superando o critério clássico de maximização do rendimento específico para o regime hidrológico.

Num futuro próximo, a construção de turbinas por impressão 3D, aliada à otimização via CFD (Computational Fluid Dynamics), permitirá criar soluções personalizadas para cada projeto, adaptadas às quedas, caudais e variabilidade sazonal locais, podendo elevar consideravelmente o rendimento global dos aproveitamentos (de 60-85% para níveis próximos de 90%) [37], [38]. Esta evolução aumentará a viabilidade da microgeração dispersa, alinhando-se à transição para energias renováveis descentralizadas em unidades agrícolas.

2.6. COMPONENTES DO SISTEMA ELETROMECHANICO

O sistema eletromecânico constitui o núcleo da microgeração hidroelétrica, interligando a turbina hidráulica ao 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. Além da mera transformação mecânica-elétrica, estes componentes asseguram estabilidade operacional face à variabilidade hidrológica sazonal (caudais flutuantes), minimizando desgaste e otimizando rendimento global do sistema [39].

Os geradores convertem a energia mecânica (rotacional) produzida pela turbina em energia elétrica, constituindo o cerne de qualquer sistema hidroelétrico. Os geradores de corrente alternada (CA) são também designados por alternadores, gerando tensões variáveis que alternam acima e abaixo do ponto zero, produzindo assim eletricidade de corrente alternada [40].

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

2.6.1. GERADORES, CONVERSORES E SISTEMAS DE EXCITAÇÃO

Existem dois tipos principais de geradores de corrente alternada (CA), síncronos e assíncronos. Ambos estão disponíveis em configurações monofásicas ou trifásicas, com a escolha determinada pela capacidade do sistema, tipo de carga e extensão da rede de transmissão/distribuição. Os geradores assíncronos são geralmente adequados para sistemas menores (<100 kW), graças à sua simplicidade e custo reduzido [40].

Os síncronos são o padrão na geração convencional, 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, 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.

As diferenças principais entre os dois são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Comparação entre geradores síncronos e assíncronos [40].

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 ou unidade agrícola, como compatibilidade de frequência (50 Hz), tensão (230/400 V), fator de potência e requisitos da ERSE/REN para injeção na rede pública.

2.6.2. 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 [41], [42].

2.7. INTEGRAÇÃO COM O SISTEMA ELÉTRICO DA UNIDADE AGRÍCOLA

2.7.1. ESQUEMAS DE LIGAÇÃO

2.7.1.1. UPAC Hidroelétrica Isolada

Em sistemas isolados, a micro-hídrica alimenta diretamente a rede local, sem ligação à rede pública, assumindo a responsabilidade integral pela qualidade de energia (tensão, frequência e continuidade de serviço). A regulação é tipicamente assegurada por controladores eletrónicos de carga (ELC) ou por esquemas de gestão de energia que combinam a energia hidroelétrica com outras fontes renováveis (por exemplo painéis solares). Estudos de otimização para comunidades remotas mostram que configurações isoladas baseadas em hidroeletricidade e painéis solares podem assegurar fiabilidade elevada, mas à custa de maior investimento em redundância e controlo, sobretudo quando não existe armazenamento em bateria.

2.7.1.2. UPAC Ligada à Rede

Nos esquemas ligados à rede, a micro-hídrica opera como unidade de produção para autoconsumo com injeção do excedente na rede, utilizando conversores eletrónicos para sincronizar tensão, frequência e fase com a RESP. A rede funciona como “bateria virtual”, absorvendo excedentes e fornecendo energia quando o caudal ou produção local são insuficientes, o que simplifica o dimensionamento da central e reduz a necessidade de armazenamento local. Em análises tecno-económicas de sistemas híbridos (mini-hídrica mais painéis solares) ligados à rede, em geral, apresentam custo nivelado de energia mais baixo e maior fiabilidade face às alternativas isoladas, desde que o enquadramento tarifário e as regras de acesso à rede sejam favoráveis para pequenos produtores.

2.7.1.3. UPAC com Bateria

Nos esquemas híbridos com bateria, a UPAC combina a micro-hídrica com sistemas de armazenamento (tipicamente baterias de íões de lítio) e, muitas vezes, com outras renováveis como painéis solares ou turbinas eólicas, formando uma “micro-rede” com controlo avançado de fluxos de potência. A bateria atua como amortecedor entre geração e consumo, permitindo suavizar flutuações de caudal e de produção solar, reduzir cortes de carga e melhorar a qualidade de energia em sistemas isolados ou com fraco acoplamento à rede. Estudos recentes de sistemas híbridos com bateria mostram reduções significativas do custo de energia e das emissões, bem como maior autonomia em comunidades rurais, quando o armazenamento é corretamente dimensionado e controlado por estratégias de gestão de energia baseadas em métodos de otimização ou inteligência artificial [43], [44].

Na Figura 13 é apresentado o esquema de funcionamento de uma UPAC híbrida ligada à rede com bateria, exemplificado com produção fotovoltaica, mas aplicável a microaproveitamentos hidroelétricos.

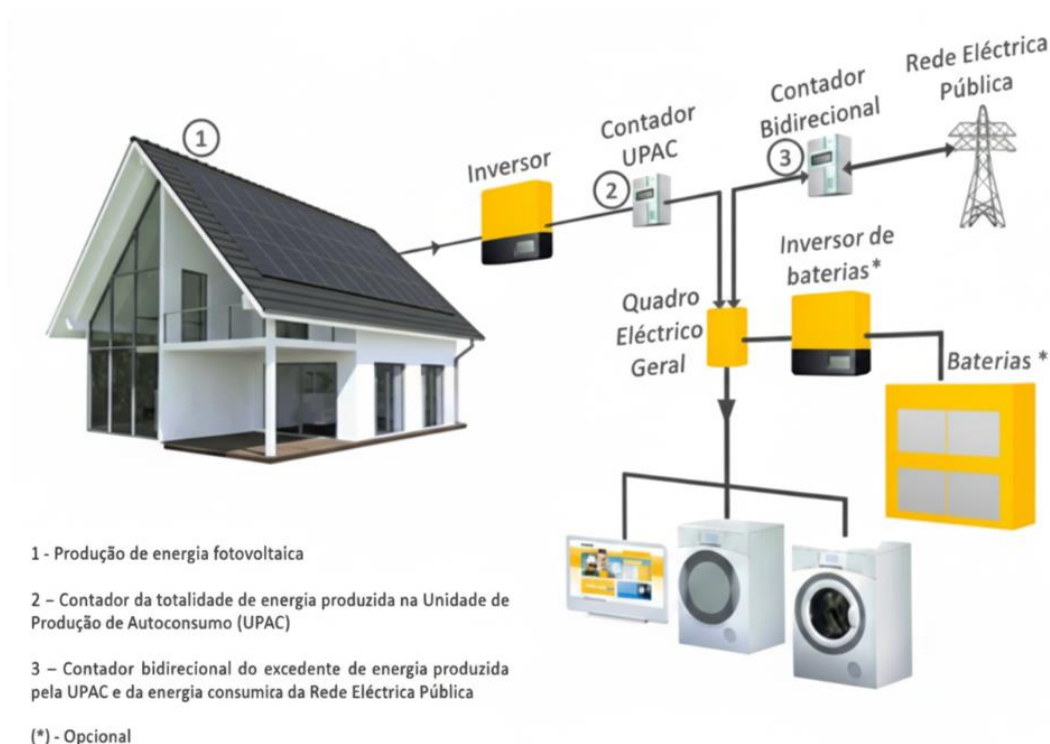


Figura 13 - Esquema de funcionamento de uma UPAC híbrida.

2.7.2. PROTEÇÕES ELÉTRICAS, SEGURANÇA E QUALIDADE DE ENERGIA

As proteções elétricas numa UPAC hidroelétrica são sistemas automáticos que protegem contra problemas comuns como curtos-circuitos, picos de tensão, sobrecargas, sobreaquecimento ou falhas no gerador, evitando avarias graves, incêndios, choques elétricos ou danos a aparelhos domésticos [45]. Funcionam monitorizando constantemente os níveis de produção e consumo e desligam na ocorrência de problemas, garantindo segurança do utilizador, continuidade de serviço e conformidade com normas da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e das Redes Energéticas Nacionais (REN).

2.7.2.1. Proteções Contra Sobrecargas, Curto-Circuitos, Variações de Tensão e Frequência

Disjuntores automáticos e relés de sobrecorrente constituem o primeiro nível de defesa em sistemas de microgeração, detetando quando a corrente excede os valores normais, como em casos de curto-circuito ou sobrecarga [45]. Os três tipos principais de disjuntores incluem:

- (i) Instantâneos, que desligam em milissegundos para falhas graves;
- (ii) Temporizados, que dão tempo para sobrecargas leves, como ligar muitos aparelhos;
- (iii) Térmicos, que protegem o gerador contra sobreaquecimento por bloqueio ou desequilíbrios de fases.

No contexto da microgeração, a variabilidade de caudais turbinados causa a aceleração ou desaceleração da turbina, que por sua vez causa variações na tensão e na frequência. Manter a frequência estável nos 50 Hz é crítico, pois os aparelhos elétricos domésticos (motores, frigoríficos, inversores) são concebidos para esta frequência padrão europeia/portuguesa. Neste sentido, os relés de subtensão e sobre tensão detetam estas variações e desligam a unidade de produção para proteger os equipamentos eletrónicos[45].

3

ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO E NORMATIVO

A concretização de projetos de microgeração hidroelétrica implica a conformidade com um conjunto de requisitos legais e administrativos complexos, que exigem uma articulação eficaz entre o setor energético, a gestão de recursos hídricos e a salvaguarda do património. Este capítulo procura sistematizar o quadro normativo vigente, focando-se nas especificidades dos pequenos aproveitamentos hidroelétricos.

3.1. QUADRO LEGAL NACIONAL APLICÁVEL À MICROGERAÇÃO HIDROELÉTRICA

A atividade de produção de energia elétrica em Portugal é regulada fundamentalmente pelo Decreto-Lei nº15/2022, de 14 de janeiro [46], que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Este diploma transpõe a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 [47] e unifica o regime de produção em regime ordinário e especial, definindo um quadro comum para as atividades de produção, armazenamento, autoconsumo e comercialização de eletricidade. Entre os seus objetivos centrais destacam-se a simplificação administrativa dos procedimentos de controlo prévio (comunicação prévia, registo e licença), a participação ativa dos consumidores e a promoção das fontes de energia renováveis em regime descentralizado.

No contexto específico da microgeração hídrica, assume particular relevância o Decreto-Lei nº49/2015 de 10 de abril [48], que estabelece um regime especial para a adaptação de moinhos, azenhas e outras infraestruturas hidráulicas preexistentes para produção de energia elétrica. Desde que a potência instalada não exceda 1 MVA, este diploma permite substituir o tradicional contrato de concessão pela emissão de uma licença de utilização, reduzindo de forma significativa a complexidade e a duração do processo de licenciamento. Esta solução é particularmente adequada a pequenos aproveitamentos integrados em unidades agrícolas e em estruturas molinológicas tradicionais, onde se pretende compatibilizar produção renovável, salvaguarda patrimonial e reduzido impacto ambiental.

Antes da entrada em vigor do atual quadro previsto no DL nº15/2022 [46], o regime jurídico do autoconsumo de energia renovável foi densificado pelo Decreto-Lei nº162/2019, de 25 de outubro[28], que disciplinava a atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável e estabelecia o regime das comunidades de energia renovável. Este diploma foi, entretanto, revogado pelo artigo 305.º do DL nº15/2022, tendo muitos dos seus conceitos sido incorporados e atualizados no novo regime, nomeadamente as definições de autoconsumidor, unidade de produção para autoconsumo (UPAC), autoconsumo individual e coletivo, e comunidades de energia renovável (CER). Assim, embora o DL nº162/2019 tenha vigência condicionada, a sua leitura, e o respetivo resumo técnico da Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora, continua útil para compreender a lógica de organização e dimensionamento das soluções de autoconsumo aplicáveis à microgeração hidroelétrica.

O documento de síntese do DL 162/2019 elaborado pela Universidade de Évora distingue duas formas principais de organização da atividade de autoconsumo de energia renovável:

- (i) O autoconsumo individual, em que um consumidor final instala uma UPAC associada a uma única instalação de utilização, podendo consumir localmente a energia produzida e injetar eventuais excedentes na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP);
- (ii) O autoconsumo coletivo ou comunidades de energia renovável (CER), em que uma entidade coletiva gere uma ou mais UPAC comuns a vários consumidores, respeitando critérios de proximidade e condições técnicas de ligação definidos pela DGEG.

Na Tabela 7, apresenta-se uma comparação detalhada entre as Unidades de Produção para Autoconsumo Individual (UPAC) e as Comunidades de Energias Renováveis (CER), analisando critérios fundamentais como a atividade de produção e fonte energética, os requisitos associados à produção, o perfil do produtor e o local de instalação dos equipamentos, as entidades responsáveis pelas instalações, os regimes de remuneração e compensação económica pelos excedentes produzidos, bem como os sistemas de contagem de energia elétrica implementados.

Tabela 7 - Comparação entre (UPAC) autoconsumo individual e autoconsumo coletivo (CER) [49].

Critério	UPAC	CER
Atividade de produção e fonte	Produção de energia da fonte renovável pela unidade de produção com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com injeção da energia preferencialmente na instalação de consumo. Eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP, quando aplicável, e vendida.	Produção de energia da fonte renovável pela Comunidade de Energias Renováveis, com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com injeção da energia preferencialmente nas instalações de consumo. Eventuais excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP, quando aplicável, e vendida.
Requisitos da produção	Dimensionamento da UPAC por forma a aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida na instalação de consumo. Possível armazenamento ou venda do excedente, através de contratos, para participante do mercado ou facilitador.	Dimensionamento da UPAC por forma a aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida na instalação de consumo. Possível armazenamento ou venda do excedente, através de contratos, para participante do mercado ou facilitador.
Produtor e local de instalação	O consumidor (pessoa singular) pode instalar uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização e consumir a eletricidade gerada nesta, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP.	A Unidade de Produção (UP) coletiva ou as Comunidades de Energias Renováveis (CER) podem ter uma unidade de produção única, desde que atente a critérios de proximidade e/ou critérios técnicos estabelecidos pela autoridade responsável (DGEG). A entidade coletiva deve ser responsável pelo desenvolvimento do projeto.
Entidades instaladoras	A instalação de UPAC com potência instalada superior a 350 W é obrigatoriamente executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas.	
Remuneração e compensação	Remuneração acordada entre as partes, produtor e comprador dos excedentes, de acordo com os regulamentos tarifários estabelecidos pela ERSE.	
Contagem	Contagem obrigatória da eletricidade produzida e da eletricidade injetada na RESP para uma UPAC ligada à RESP com potência instalada superior a 4 kW.	Contagem obrigatória da eletricidade injetada na RESP, assim como cada consumidor da CER deve ter seu medidor próprio.

Em ambos os casos, a filosofia de projeto assenta no princípio de dimensionar a UPAC de forma a aproximar a eletricidade produzida do consumo nas instalações abastecidas, utilizando o armazenamento ou a venda de excedentes apenas como mecanismos complementares.

O mesmo resumo sistematiza ainda os regimes de controlo prévio em função da potência instalada da UPAC ligada à RESP, que foram entretanto absorvidos e ajustados pelo DL nº15/2022, mas mantem a mesma lógica de escalonamento. Para potências muito reduzidas (até 350 W no DL nº162/2019 [28]; até 700 W no atual DL nº15/2022 [46], quando não há injeção de excedentes, o exercício da atividade pode estar isento de controlo prévio. Para potências intermédias (tipicamente entre 350 W e 30 kW) aplica-se um regime de mera comunicação prévia através de portal eletrónico, enquanto para UPAC de maior dimensão (entre 30 kW e 1 MW) se exige o registo e a obtenção de certificado de exploração. Acima de 1 MW vigora o regime completo de licença de produção e de exploração, idêntico ao aplicável a centros eletroprodutores convencionais. Este escalonamento permite adaptar o nível de exigência administrativa à escala típica dos sistemas de micro e pico-hidroelectricidade considerados nesta dissertação.

Outro aspeto enfatizado no documento é o tratamento da energia excedente e o regime de medição e contagem. Para UPAC ligadas à RESP, a energia excedentária pode ser:

- (i) Armazenada localmente;
- (ii) Vendida no mercado elétrico, diretamente ou através de um “facilitador”, em condições definidas pela regulamentação tarifária da ERSE.

A contagem da electricidade produzida e injetada na RESP torna-se obrigatória a partir de determinados limites de potência por exemplo, acima de 4 kW no regime do DL nº162/2019, assegurando transparência na quantificação da produção, dos autoconsumos e dos fluxos de energia entre produtores e rede. No caso das CER, cada participante deve dispor de um contador próprio, o que permite atribuir, de forma dinâmica, quotas de produção e consumo a cada membro da comunidade.

Em síntese, o quadro legal nacional aplicável à microgeração hidroelétrica resulta da articulação entre:

- (i) O regime geral do SEN e do autoconsumo renovável, atualmente consolidado no DL 15/2022;
- (ii) O regime especial de adaptação de moinhos, azenhas e infraestruturas hidráulicas preexistentes previsto no DL 49/2015;
- (iii) A evolução do quadro de autoconsumo iniciada com o DL 162/2019, cuja sistematização técnica continua particularmente útil para clarificar modelos organizativos (UPAC individual, autoconsumo coletivo e CER), escalões de potência e procedimentos de licenciamento.

A Figura 14 apresenta um esquema que ilustra o escalonamento dos procedimentos de controlo prévio em função dos níveis de potência instalada da UPAC.

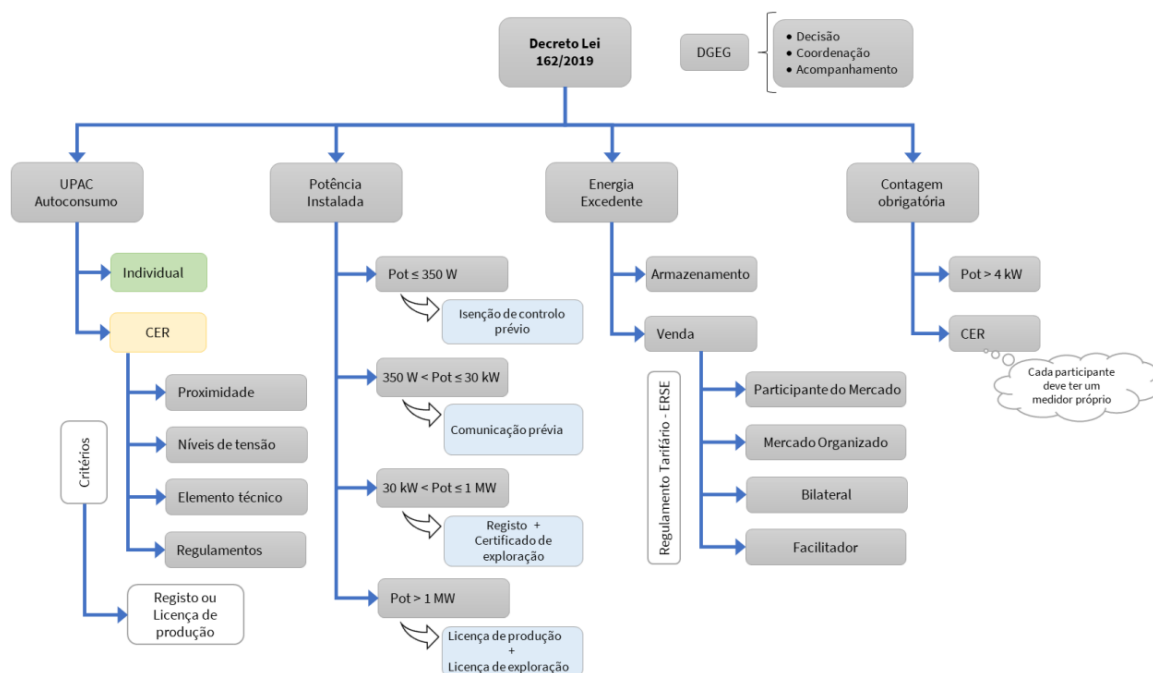


Figura 14 - Fluxograma do escalonamento de procedimentos de controlo prévio para UPAC [49].

Este enquadramento será posteriormente complementado pelo regime de utilização dos recursos hídricos e do domínio público hídrico, determinante para a emissão do respetivo Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH), analisado no subcapítulo seguinte.

3.2. REGIME DE USO DA ÁGUA E DOMÍNIO HÍDRICO

O domínio público hídrico (DPH), consagrado na Lei da Água (Lei nº 58/2005, de 29 de dezembro) [50], compreende águas públicas superficiais e subterrâneas, leitos, margens e zonas de proteção (artigo 6.º), cuja propriedade é inalienável e inmutável, pertencendo ao Estado. Qualquer intervenção no DPH (como construção de açudes, derivações ou condutas forçadas para fins energéticos) configura uso privativo, sujeito a título administrativo prévio (artigo 60.º da Lei nº58/2005). Esta norma transpõe a Diretiva da Água (Diretiva 2000/60/CE) [51], impondo objetivos ambientais qualitativos/quantitativos e hierarquia de usos (abastecimento público > rega > indústria > energia).

O Regime da Utilização dos Recursos Hídricos (Decreto-Lei nº266-A/2007, de 31 de maio) [52] operacionaliza estes princípios, definindo três tipos de Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH) em função da escala e duração do uso (artigo 4.º):

- (i) **Autorização:** Para intervenções temporárias ou menores (ex.: reparos em levadas existentes; validade até 5 anos, deferimento tácito em 2 meses). Adequada a testes ou pequenas intervenções sem afetação permanente;
- (ii) **Licença:** Para usos de duração definida (até 20 anos, renovável), como captações para micro-hídrica sem reservatórios significativos. É o TURH típico para projetos desta dissertação, exigindo projeto hidráulico, estudo de impactes e cumprimento de caudais ecológicos;
- (iii) **Concessão:** Para usos de duração indefinida ou grande escala (ex.: albufeiras >10 hm³ ou PI >100 MW; processo concursal com renda anual e caução).

Graças ao DL nº49/2015, 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:

- (i) caudal máximo derivável ($Q_{\max}$);
- (ii) caudal ecológico mínimo (Q_{eco} , geralmente Q_{95} ou 10-20% $Q_{\text{médio}}$);
- (iii) grelhas de proteção (malha ≤ 10 mm para ictiofauna);
- (iv) rampas de passagem para peixes e monitorização anual.

O incumprimento das mesmas implica sanções até caducidade (artigo 50.º do DL 226-A/2007).

Na Tabela 8 são sistematizados os tipos de Utilização de Recursos Hídricos definidos pelo DL 226-A/2007.

Tabela 8 - Tipos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH) [52].

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	Concursal (6-12 meses)	Sim

Esta estrutura garante sustentabilidade hidrológica, articulando-se com o licenciamento energético [46]. No Norte de Portugal, os Planos de Gestão de Região Hidrográfica (PGRH) divididos da seguinte forma:

- (i) RH1 – Minho e Lima;
- (ii) RH2 – Cávado, Ave e Leça;
- (iii) RH3 – Douro;
- (iv) RH4A – Vouga, Mondego e Lis.

Priorizam caudais ecológicos elevados devido à rede densa de linhas de água e para proteger ecossistemas sensíveis (ictiofauna endémica, habitat ripário) [53].

3.3. PROCEDIMENTOS DE LICENCIAMENTO, ENTIDADES COMPETENTES E PRAZOS

O processo de licenciamento para microgeração hidroelétrica resulta da articulação entre três vetores normativos principais, produção de energia (Decreto-Lei nº49/2015 de 10 de abril [48]), domínio hídrico (Decreto-Lei nº266-A/2007, de 31 de maio [52] e Lei nº58/2005, de 29 de dezembro [50]) e salvaguarda patrimonial (Lei nº107/2001, de 8 de setembro [54]), envolvendo múltiplas entidades e fases sequenciais. Para projetos em infraestruturas preexistentes (moinhos, levadas), o DL 49/2015 impõe uma tramitação integrada: controlo prévio energético (DGEG), TURH simplificado (APA/ARH) e parecer patrimonial (DGPC/município), com prioridade para licenças sobre concessões.

Fases principais e entidades competentes:

(i) Parecer prévio patrimonial:

O primeiro passo obrigatório em projetos localizados em moinhos ou azenhas envolve a obtenção de parecer prévio da Direção-Geral do Património Cultural (DGPC) ou da Câmara Municipal competente, nos termos da (Lei de Proteção e Valorização do Património Cultural) [54], e do Decreto-Lei nº309/2009, de 23 de outubro (regime de classificação e inventário de bens imóveis de interesse cultural) [55]. Este parecer visa verificar se a infraestrutura se encontra classificada como imóvel de interesse público/municipal ou inserida em zona de proteção especial, impondo restrições a intervenções que alterem o plano original. Para reequipamentos de microgeração, exige-se soluções reversíveis e compatíveis, com prazo de emissão de 30 dias. A ausência de classificação permite avançar diretamente, mas qualquer parecer negativo bloqueia o processo.

(ii) Controlo prévio energético:

Seguidamente, submete-se o pedido de controlo prévio à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), via Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP), ao abrigo do DL nº15/2022 [46]. Dependendo da potência instalada (PI), aplica-se comunicação prévia (inferior a 30 kW), registo com certificado de exploração (entre 30 kW e 1 MW) ou licença de produção (superior a 1 MW). Para injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) superior a certos limiares, requer reserva prévia de capacidade junto do gestor de rede (E-Redes). Os prazos variam de 10 dias úteis (comunicação prévia, com deferimento tácito em 20 dias) a 90 dias (licença, tácita em 90 dias), garantindo celeridade para microprojetos.

(iii) Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH):

Paralelamente ou em articulação com o DL nº49/2015[48], requer o Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) através da Administração da Região Hidrográfica (ARH) competente (ARH Norte para o presente estudo), conforme o DL nº266-A/2007 [56]. Para pequenos aproveitamentos, emite-se licença de captação instruída com projeto hidráulico detalhado, nomeadamente:

- a. Perfil longitudinal;
- b. Caudal máximo derivável (Q_{max});
- c. Localização da tomada de água;
- d. Cálculo do caudal ecológico mínimo (Q_{eco});
- e. Medidas de mitigação de impacto ambiental.

O prazo é de 45 dias (deferimento tácito após 90 dias), com pagamento de Taxa de Recursos Hídricos (TRH).

(iv) Avaliação de Impacto Ambiental (AIA):

Caso aplicável, procede-se à Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) pela APA, obrigatória para PI superior a 10 MW ou albufeiras superiores a 1 hm³ (DL n.º 151-B/2013, Anexo I, n.º 15), ou simplificada (EIA não significativo, Anexo II) para pequenos aproveitamentos inferiores a 1 MW com baixo impacto cumulativo. O processo envolve Declaração de Impacto (DIA) para casos menores (apreciação prévia em 20 dias) ou Estudo de Impacto Ambiental (EIA) completo, com participação pública (30 dias de consulta) e prazos totais de 4 a 6 meses (90 dias para EIA + 60 dias decisão). A maioria dos reequipamentos em moinhos dispensa AIA plena, limitando-se a verificação de incidências ambientais nos TURH. Este aspeto não será muito relevante para o tema desta tese, uma vez que para micro e pico-hídricas os valores de produção são muito inferiores (tipicamente menores do que 100 kW) e não implicam alterações dessa dimensão no curso de água natural, operando em regime “run-of-river” sem reservatórios significativos.

(v) Autorização de ligação à RESP:

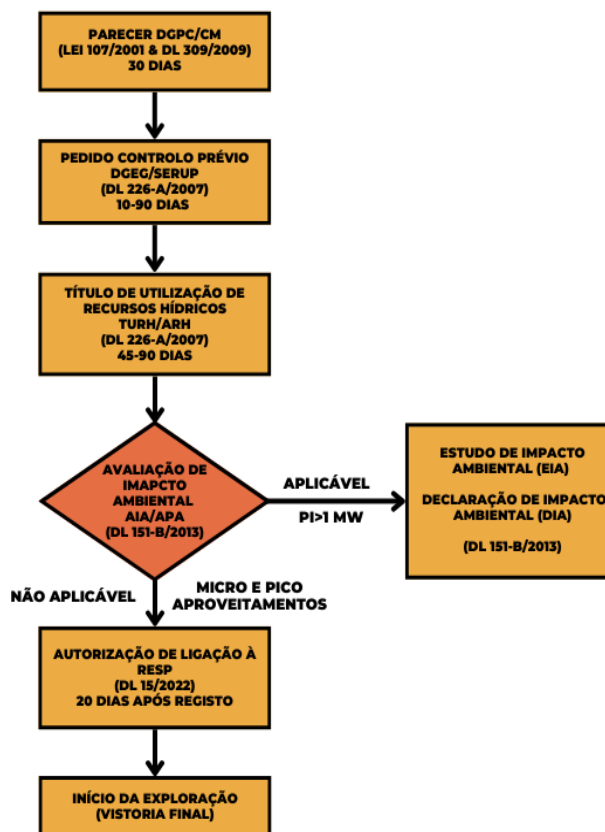
Finalmente, obtém-se a autorização de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) junto do gestor de rede (E-Redes/EDP Distribuição) e supervisão da Entidade Reguladora dos Setores Energéticos (ERSE), incluindo instalação de contadores bidirecionais (para medição de injeção e consumo). O prazo é de 20 dias após registo DGEG, culminando na entrada em exploração após vistoria final [46].

O DL n.º 49/2015 (artigo 5.º) institui um requerimento único eletrónico submetido via balcão único (plataformas APA ou DGEG/SERUP), permitindo a submissão simultânea do pedido de TURH (licença energética) e controlo prévio de produção, com decisão conjunta comunicada no máximo em 70 dias. Esta interoperabilidade reduz o tempo total para 4-6 meses em microprojetos típicos (PI inferior a 100 kW, sem AIA), contra 12-18 meses em regimes separados, concretizando os princípios de celeridade e economia administrativa [48].

A monitorização pós-licença é obrigatória para todos os TURH (artigo 45.º, DL 226-A/2007), os titulares de licenças devem instalar dispositivos de autocontrolo (caudalímetro, Qeco) e submeter relatórios anuais de caudais turbinados, produção e conformidade ambiental à ARH/DGEG.

O processo de licenciamento descrito nos tópicos anteriores, caracterizado pela articulação sequencial entre parecer patrimonial, controlo energético, TURH, AIA (quando aplicável) e ligação à RESP, é resumido no fluxograma apresentado na Figura 15, que destaca as principais entidades competentes, prazos legais e legislação aplicável para projetos de microgeração hidroelétrica.

FLUXOGRAMA DE PROCEDIMENTO DE LICENCIAMENTO PARA MICROGERAÇÃO HIDROELÉTRICA



TEMPO TOTAL ESTIMADO: 4-6 MESES PARA MICROGERAÇÃO

Figura 15 - Fluxograma de procedimento de licenciamento para microgeração hidroelétrica.

3.4. CUSTOS ASSOCIADOS AO LICENCIAMENTO E EXPLORAÇÃO

3.4.1. TAXA DE RECURSOS HÍDRICOS (TRH)

Regulamentada pelo Decreto-Lei no 46/2017, aplica-se a todos os Títulos de Utilização de Recursos Hídricos (TURH), as taxas seguintes:

- (i) Taxa para fins energéticos: €0,000005 a €0,0039/m³ captado;
- (ii) Taxa base (outros usos): €0,0036/m³.

No entanto, a TRH pode ser anulada para muitos microaproveitamentos hidroelétricos, graças a isenções técnicas e legais previstas no Decreto-Lei nº46/2017 e Despacho nº484/2009 [57], [58].

- (i) Isenção técnica automática: Se o valor global anual a cobrar for inferior a €10, a ARH não liquida;
- (ii) Isenção por potência: Captações com potência inferior a 5 CV (~3,7 kW) estão isentas da componente A (impacto), salvo qualificação adversa pela ARH.

Esta estrutura reforça a viabilidade económica de microprojetos rurais, alinhada com PNEC 2030.

3.4.2. TAXAS ADMINISTRATIVAS

As taxas administrativas associadas à obtenção do Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH) e aos processos de comunicação prévia, registo e licenciamento junto da DGEG são fixas e escalonadas em função da complexidade e potência instalada, conforme a taxas TURH e regulamentos DGEG/ERSE [46]. A apresenta os custos de apreciação do pedido de registo e certificação de exploração com inspeção da DGEG, em função da potência instalada da UPAC e da ligação ou não à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Tabela 9 apresenta os custos de apreciação do pedido de registo e certificação de exploração com inspeção da DGEG, em função da potência instalada da UPAC e da ligação ou não à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Tabela 9 - Taxas de registo UPAC.

Procedimento	Potência (kW)	Registo de UPAC com injeção na RESP	Registo da UPAC sem injeção na RESP
	≤ 30	Isento	Isento
Apreciação do pedido de registo	$> 30 \text{ e } \leq 100$	200 €	140 €
	$> 100 \text{ e } \leq 250$	400 €	240 €
	$> 250 \text{ e } \leq 1000$	600 €	400 €
Apreciação do pedido de exploração com inspeção da DGEG	$> 30 \text{ e } \leq 250$	240 €	240 €
	$> 250 \text{ e } \leq 1000$	360€	360€

Em síntese, para uma micro-hídrica com potência instalada inferior ou igual a 30 kW, operando em regime de Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), não é devido o pagamento da Taxa de Utilização de Recursos Hídricos (TURH), taxa de apreciação ou registo na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e pedido formal de exploração. Assim, os custos administrativos residuais obrigatórios restringem-se essencialmente à taxa de comunicação prévia, valor que varia em função da Câmara Municipal, por exemplo, no Porto, entre um mínimo de 129,79 € (alterações) e um máximo de 324,47 € (construção ou ampliação), conforme o Código Regulamentar Municipal (Anexo G.1) [59].

3.4.3. SEGURO DE RESPONSABILIDADE CIVIL

Em Portugal, o regime das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), regulado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, estabelece no artigo 8.º, alínea i, a obrigatoriedade de seguro de responsabilidade civil para instalações sujeitas a registo ou licença, ou seja, com potência instalada igual ou superior a 30 kW.

No âmbito desta dissertação, o caso de estudo apresentado no capítulo 6 possui valores de potência inferiores a 30kW, enquadrado no regime de UPAC sob comunicação prévia à DGEG. Deste modo, de acordo com o DL nº162/2019 e legislação complementar, o seguro de responsabilidade civil não é obrigatório.

4

ENQUADRAMENTO HIDROLÓGICO

A conceção e dimensionamento de qualquer aproveitamento hidroelétrico, e em particular de sistemas micro e pico-hídricos, exige um conhecimento rigoroso do enquadramento hidrológico da área de estudo. Ao contrário das grandes albufeiras com capacidade de armazenamento plurianual, os pequenos aproveitamentos a fio de água dependem diretamente da disponibilidade de caudal no curso de água em cada momento. Uma caracterização insuficiente do regime de escoamento pode conduzir a sobredimensionamento (equipamentos caros e subaproveitados) ou a sistemas energeticamente pouco produtivos e economicamente inviáveis.

A hidrologia de uma bacia está intrinsecamente ligada ao clima regional, em particular ao regime de precipitação e à temperatura. No caso do Norte de Portugal, onde se inserem as unidades agrícolas tradicionais consideradas nesta dissertação, o clima é geralmente temperado de influência atlântica, com precipitações anuais elevadas e forte sazonalidade, concentrando a maior parte da chuva entre o outono e o início da primavera. Esta combinação de elevada pluviosidade e relevo acidentado cria condições favoráveis ao escoamento superficial e, consequentemente, a um potencial hidroenergético relevante, mesmo em linhas de água de pequena ordem.

Contudo, a variabilidade sazonal da precipitação, com 70 a 80% da chuva concentrada entre outono e primavera e estiagem prolongada no verão, agrava a probabilidade de linhas de água de pequena ordem perderem caudal superficial ou secarem completamente nos meses secos. Esta intermitência hidrológica dificulta o dimensionamento de sistemas de microgeração hidroelétrica, exigindo critérios resilientes como operação eficiente em cargas parciais.

Em muitos dos contextos relevantes para a microgeração, as linhas de água em causa não possuem estações hidrométricas instaladas, o que facilitaria a determinação dos caudais. Com isto, na maioria dos casos, tornar-se-á necessário recorrer a métodos indiretos para a quantificação do escoamento.

Este capítulo tem como objetivo explorar esses métodos numa vertente mais clássica, como método de estimativa por analogia de caudais e métodos de simulação hidrológica, culminando na construção da curva de caudais classificados e definição dos caudais de projeto.

4.1. TRATAMENTO E OBTENÇÃO DE DADOS HIDROLÓGICOS

Em Portugal, a principal fonte de informação de dados hidrológicos é o Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH), gerido pela Agência Portuguesa do Ambiente, que disponibiliza séries históricas de precipitação (estações udométricas) e caudal (estações hidrométricas).

No âmbito dos estudos hidrológicos para microgeração hidroelétrica em pequenas bacias rurais – onde a ausência de estações dedicadas é a norma – os dados disponíveis constituem o alicerce para todas as estimativas subsequentes, desde caudais médios até curvas de duração críticas para dimensionamento energético.

O SNIRH enquadra-se perfeitamente neste contexto ao oferecer não só dados brutos (níveis, caudais instantâneos/diários, precipitação horária), mas também séries agregadas (mensais/anuais) com localização geográfica precisa das estações pluviométricas e hidrométricas, facilitando filtragens espaciais por bacia, e séries de dados com muitos anos de registo (algumas ultrapassando 70 anos), permitindo análises de frequência robustas e tendências de longo prazo.

4.1.1. MÉTODO DAS DUPLAS ACUMULAÇÕES

No contexto dos estudos hidrológicos para microgeração hidroelétrica, a qualidade e coerência das séries temporais de precipitação e caudal são determinantes para que as estimativas de caudal médio, mínimos ecológicos ou curvas de caudais classificados sejam fiáveis. Em pequenas bacias rurais, é frequente trabalhar com séries incompletas, com falhas de registo ou alterações de funcionamento das estações (mudança de equipamento ou realocização), o que pode introduzir erros sistemáticos difíceis de detetar apenas com análise direta dos valores anuais ou mensais. Neste enquadramento, o método das duplas acumulações constitui uma ferramenta clássica de reconstituição e homogeneização de dados, amplamente utilizada no tratamento de séries pluviométricas e hidrométricas em hidrologia urbana e de recursos hídricos.

4.1.1.1. Objetivos e campo de aplicação

O método das duplas acumulações é aplicado a dados hidrológicos com vários propósitos complementares:

- (i) Contrastar a qualidade dos dados existentes, avaliando se uma série é coerente com séries de referência;
- (ii) Detetar erros sistemáticos (por exemplo, sub-registo persistente após alteração de equipamento) e, na maior parte dos casos, estimar o valor absoluto do erro;
- (iii) Deduzir valores médios de séries incompletas, permitindo completar anos ou períodos em falta;
- (iv) Detetar, em alguns casos, erros acidentais, que se traduzem em pontos isolados que não seguem a tendência global;
- (v) Obter valores pontuais de séries, por interpolação ou extrapolação, com base na relação com séries de referência.

Este método é aplicável a séries hidrologicamente afins, isto é, comparáveis e da mesma variável, como por exemplo séries de precipitação de postos udométricos próximos ou séries de caudal de estações hidrométricas na mesma região. A sua utilização é particularmente apropriada quando se pretende, numa fase prévia à análise hidrológica, garantir que a série escolhida para caracterizar a bacia não contém quebras ou mudanças de regime artificiais [60].

4.1.1.2. Fundamentação Teórica

A teoria subjacente ao método baseia-se na ideia de que, se duas séries hidrológicas são afins e medem a mesma variável sob condições relativamente semelhantes, então os valores acumulados ao longo do tempo em cada série devem ser aproximadamente proporcionais entre si. Em termos práticos:

- (i) Consideram-se duas estações, A (em estudo) e B (de referência), com registos no mesmo período;
- (ii) Calculam-se as acumulações sucessivas dos valores (por exemplo, precipitações anuais ou mensais):

$$X_k = \sum_{i=1}^k x_i \quad Y_k = \sum_{i=1}^k y_i \quad (eq. 1)$$

Onde x_i e y_i são os valores da variável (precipitação, caudal) em A e B no período i .

Se as duas séries forem proporcionais (isto é, se existir uma relação aproximadamente linear do tipo $y = ax + b$), então a representação dos pares (X_k, Y_k) num sistema de eixos coordenados deve originar uma linha aproximadamente reta. Qualquer alteração sistemática no comportamento de uma das séries (por exemplo, mudança de instrumento, deslocação do posto, alteração significativa do uso do solo) traduzir-se-á numa mudança na pendente dessa reta, podendo ser identificada visualmente e quantificada através de regressão linear.

4.1.1.3. Descrição da Metodologia

A aplicação do método das duplas acumulações pode ser descrita em etapas, que podem ser seguidas de forma reprodutível em qualquer estudo hidrológico:

- (i) Seleção de séries hidrologicamente afins:
Escolhem-se uma ou mais séries de referência com registo completo e boa qualidade (por exemplo, postos udométricos próximos com séries contínuas), bem como a série a analisar, que poderá ser incompleta. As séries devem:
 - Medir a mesma variável (precipitação ou caudal);
 - Corresponder ao mesmo tipo de período (mensal, anual);
 - Ser representativas de condições hidrológicas semelhantes.
- (ii) Cálculo das acumulações sucessivas:
Para cada série (posto em estudo e posto(s) de referência), calculam-se as somas acumuladas ao longo do tempo (por exemplo, soma acumulada de precipitação anual ou mensal desde o início do período de análise).
Obtêm-se assim pares (X_k, Y_k) de valores acumulados para cada ano (ou mês) k .

(iii) Representação gráfica e análise da linearidade:

Os pares de valores acumulados são representados num gráfico de dispersão, com uma série nos eixos das abcissas e a outra nos eixos das ordenadas. Esta nuvem de pontos deve aproximar-se de uma **reta** se as séries forem proporcionais e consistentes.

- Ajusta-se uma reta do tipo:

$$y = ax + b \quad (eq. 2)$$

- Calcula-se o coeficiente de correlação R^2 , que quantifica o grau de ajuste linear.

Um valor de R^2 elevado (próximo de 1) indica forte relação linear e, portanto, boa afinidade hidrológica entre as séries.

(iv) Identificação de quebras e erros sistemáticos:

Se o gráfico de duplas acumulações não apresentar uma única reta, mas sim segmentos com diferentes pendentes, isso indica que, num determinado momento da série, ocorreu uma mudança no comportamento relativo das duas estações (por exemplo, sub-registo que se iniciou a partir de certo ano). Nesses casos, pode-se:

- Identificar o ponto a partir do qual a pendente muda;
- Ajustar retas separadamente a cada segmento;
- Interpretar fisicamente a quebra (mudança de localização, alteração do abrigo do instrumento, etc.).

(v) Reconstituição de séries incompletas e correção de valores:

No caso de séries incompletas, após a escolha de um posto modelo, procede-se a:

- Aplicar o método das duplas acumulações às séries anuais totais para verificar a consistência geral;
- Calcular as regressões lineares entre os valores acumulados do posto em estudo e os do posto modelo;
- Usar as equações de regressão (com os coeficientes a e b) para estimar valores em falta na série incompleta, por extrapolação ou interpolação;
- Converter novamente as séries de valores acumulados reconstituídos em valores não acumulados (por diferença entre acumulações sucessivas), obtendo a série definitiva completa.

A validade dos resultados será tanto maior quanto maior for a extensão da série disponível para calibração, uma vez que um número reduzido de anos dificulta a identificação robusta de tendências e quebras.

Em síntese, o método das duplas acumulações permite, num estudo hidrológico para microgeração:

- Verificar se as séries de precipitação ou caudal usadas na análise são consistentes com séries vizinhas;
- Identificar e corrigir eventuais erros sistemáticos;
- Reconstituir períodos em falta com base em relações lineares bem definidas entre postos.

Desta forma, assegura-se que as séries de entrada usadas nas etapas seguintes (cálculo de precipitações médias, curvas de caudais classificados, análise de variabilidade) possuem um nível de qualidade adequado, reforçando a robustez dos caudais de projeto que serão posteriormente adotados.

4.1.2. MÉTODO DE THIESSEN

No contexto da microgeração hidroelétrica em pequenas bacias rurais, a precipitação medida num único posto udométrico raramente é suficiente para representar, com rigor, a variabilidade espacial da chuva sobre toda a bacia. Em regiões montanhosas, como o Norte de Portugal, a pluviosidade é fortemente influenciada pela altitude, pela orientação das vertentes (barlavento/sotavento) e pela distância ao mar, o que conduz a gradientes espaciais significativos de precipitação mesmo em áreas relativamente pequenas. Assim, para efeitos de estudo hidrológico – nomeadamente cálculo de balanços hídricos, estimativa de caudais médios e dimensionamento de microaproveitamentos – torna-se necessário transformar as observações pontuais das estações udométricas numa precipitação média ponderada sobre a bacia hidrográfica. Entre os métodos clássicos para realizar esta ponderação, o método de Thiessen assume particular relevância pela sua simplicidade, carácter determinístico e facilidade de aplicação [61].

O método de Thiessen é especialmente adequado quando se dispõe de um conjunto discreto de estações udométricas, irregularmente distribuídas no espaço, e se pretende atribuir uma área de influência representativa dentro da bacia em estudo a cada estação udométrica. A ideia base é considerar que, em cada zona da bacia, a precipitação é idêntica à medida no posto mais próximo; desta forma, a precipitação média areal resulta de uma média ponderada das leituras de cada posto, em que o peso corresponde à área desse “polígono de influência”. Embora se trate de uma abordagem simplificada, tem sido amplamente utilizada em hidrologia prática devido ao compromisso favorável entre rigor e esforço de cálculo [61].

4.1.2.1. Enquadramento Teórico e Objetivo

Para os estudos hidrológicos (cálculo de balanços hidrológicos, estudos de cheias, dimensionamento de descargas de cheias e estimativa de caudais), não interessam apenas os valores de precipitação registados em cada posto de forma isolada, mas sim o valor ponderado da precipitação sobre a área da bacia hidrográfica. O método de Thiessen integra-se neste contexto como uma técnica de interpolação espacial simples que permite:

- (i) Estimar a precipitação média sobre uma região a partir de um conjunto de postos udométricos;
- (ii) Atribuir áreas de representatividade a cada posto, tendo em conta a sua posição relativa;
- (iii) Reduzir o erro associado ao uso de um único posto para representar toda a bacia.

Este método é particularmente útil em bacias de pequena e média dimensão, com um número razoável de estações na envolvente, e quando não se dispõe de informação suficiente para aplicar métodos mais elaborados, como o traçado de isoietas detalhadas.

4.1.2.2. Procedimento de Aplicação

A aplicação do método de Thiessen pode ser descrita em etapas sequenciais bem definidas, que podem ser implementadas manualmente sobre uma carta topográfica ou de forma digital em SIG:

(i) Implantação dos postos udométricos:

Em primeiro lugar, implanta-se na carta topográfica (ou num projeto SIG) a localização de todos os postos udométricos disponíveis e relevantes para a bacia em estudo, designados genericamente por pontos P_i .

- Devem ser incluídos, não só os postos interiores à bacia, mas também postos externos próximos, desde que condicionem a distribuição espacial da precipitação na área de interesse;
- Quando se trabalha em SIG, é comum utilizar cartografia em formato vetorial e a localização georreferenciada dos postos fornecida por serviços como o Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH).

(ii) Ligação entre postos e triangulação:

De seguida, unem-se os postos adjacentes de forma que toda a área fique dividida em triângulos, estabelecendo uma malha de triângulos que cubra a região de estudo.

- Este passo é equivalente, em termos geométricos, à construção de uma triangulação que garante que os triângulos não são excessivamente alongados e que cada posto está ligado aos seus vizinhos mais próximos;
- O objetivo desta triangulação é preparar a construção dos polígonos de Thiessen através das perpendiculares aos lados dos triângulos.

(iii) Construção das perpendiculares e definição dos polígonos:

Sobre cada lado dos triângulos traçam-se as perpendiculares nos seus pontos médios. As interseções destas perpendiculares definem os circuncentros dos triângulos; ligando adequadamente estas linhas, obtêm-se polígonos ao redor de cada posto.

- Cada polígono assim definido corresponde ao conjunto de pontos do plano que estão mais próximos desse posto do que de qualquer outro.
- Na prática, o resultado é uma divisão da área em células de influência, cada uma associada a um posto udométrico.

(iv) Determinação das áreas de influência dentro da bacia:

Uma vez definidos os polígonos, determina-se a área de representatividade A_i de cada posto no interior da bacia, isto é, a área do polígono de Thiessen correspondente limitada pelos contornos da bacia hidrográfica.

- Se parte do polígono se estender para fora da bacia, considera-se apenas a interseção com a área da bacia.
- Em SIG, este passo corresponde a uma operação de interseção espacial entre os polígonos de Thiessen e o polígono da bacia.

(v) Hipótese de uniformidade dentro de cada polígono:

Admite-se que, em cada polígono de Thiessen, a pluviosidade média é igual à precipitação medida no posto udométrico interior.

- Esta hipótese corresponde a considerar que, numa vizinhança relativamente próxima do posto, as variações espaciais de precipitação são pequenas face às variações entre postos mais afastados.

- É uma simplificação, mas tende a ser aceitável quando o espaçamento entre postos não é demasiado grande e quando não existem gradientes orográficos muito acentuados.

(vi) Cálculo da precipitação média ponderada na bacia:

Com as áreas de influência A_i e as alturas de precipitação P_i em cada posto, a precipitação média ponderada P sobre a área total A da bacia obtém-se pela expressão:

$$P = \frac{1}{A} \sum_{i=1}^n P_i A_i \quad (\text{eq. 3})$$

em que:

- P_i é a precipitação registada no posto i (por exemplo, precipitação anual ou mensal);
- A_i é a área do polígono de influência do posto i dentro da bacia;
- $A = \sum_{i=1}^n A_i$ é a área total da bacia.

Esta expressão mostra que cada posto contribui para a média com um peso proporcional à área que representa.

Na Figura 16 é apresentado um exemplo do método de Thiessen, no qual são determinados os polígonos de influência de cada estação pluviométrica para a bacia de estudo.

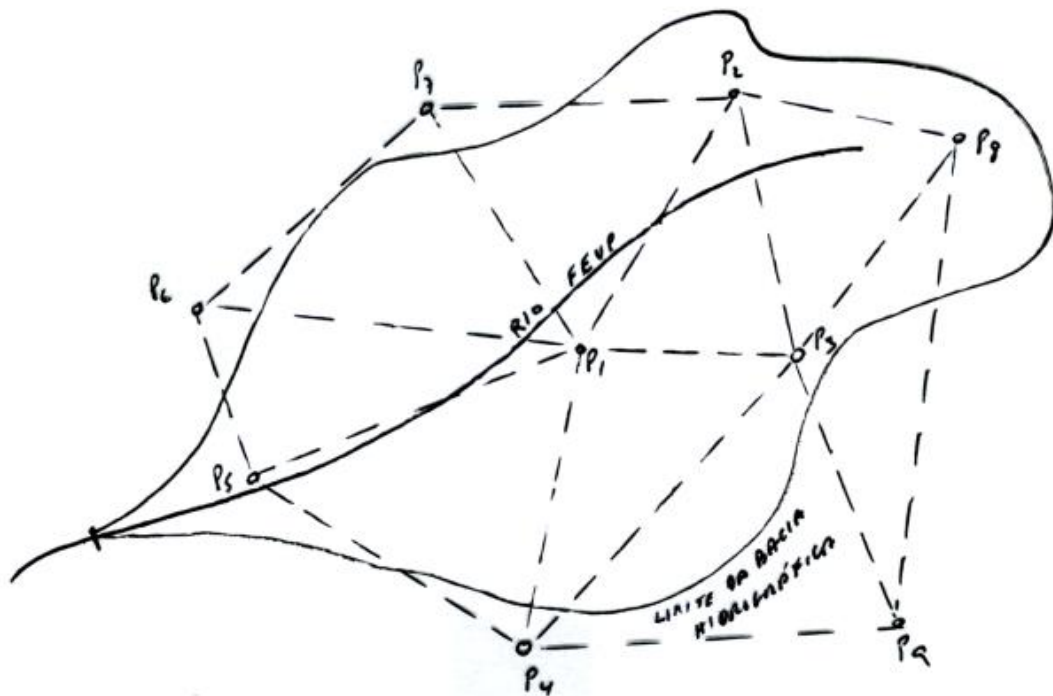


Figura 16 - Exemplo da determinação dos polígonos de influência pelo método de Thiessen

4.1.2.3. Observações e Enquadramento em Relação a Outros Métodos:

O método de Thiessen é, em geral, mais rigoroso do que a simples média aritmética das precipitações medidas nos postos, uma vez que incorpora a posição relativa e o espaçamento entre as estações. No entanto, não considera explicitamente efeitos de altitude, orientação de vertentes ou distância ao mar, que se sabe influenciarem a distribuição espacial da pluviosidade média.

No contexto desta dissertação, pelas dimensões previsíveis das bacias hidrológicas a analisar, o método de Thiessen é o procedimento de referência para o cálculo da precipitação média na bacia de estudo, sendo aplicado às séries de precipitação obtidas no SNIRH. Desta forma, a precipitação média resultante constitui um dado de entrada coerente para as etapas seguintes do estudo hidrológico, em particular para a estimativa de caudais e análise de disponibilidade hídrica para microgeração.

4.2. METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE CAUDAIS

A estimativa de caudais constitui o núcleo do estudo hidrológico aplicado a pequenos aproveitamentos hidroelétricos, uma vez que a potência instalada, o caudal de equipamento, o caudal ecológico e a própria viabilidade económica do projeto dependem diretamente do regime de escoamento no curso de água. Em contextos de microgeração em bacias rurais, é frequente não existirem séries de caudais medidas no local, ou estas serem incompletas e de curta duração, o que obriga à utilização de metodologias indiretas para reconstruir o comportamento hidrológico a partir de informação pluviométrica, de bacias vizinhas e de características físicas da bacia. Assim, mais do que um único procedimento, a estimativa de caudais assenta numa abordagem hierárquica, combinando diferentes métodos com níveis crescentes de complexidade, em função da disponibilidade de dados e do grau de rigor pretendido [61].

Neste capítulo são descritas, de forma teórica e sistemática, as principais famílias de métodos utilizadas para obter séries de caudais em pequenas bacias:

- (i) Métodos baseados em bacia modelo ou regionalização hidrológica, que estabelecem relações empíricas entre caudais e parâmetros físicos e climáticos de bacias hidrologicamente semelhantes;
- (ii) Métodos precipitação–escoamento simplificados, que transformam a precipitação média na bacia em escoamento superficial através de formulações conceptuais de balanço hídrico;
- (iii) Modelação hidrológica com recurso a software especializado, em particular o Hydrologic Engineering Center – Hydrologic Modeling System (HEC-HMS) do US Army Corps of Engineers, que permite simular o hidrograma de resposta da bacia para diferentes eventos de precipitação, incorporando perdas, escoamento superficial e escoamento de base.

A lógica seguida é a de apresentar, em primeiro lugar, os princípios gerais e o enquadramento de cada método, clarificando os seus pressupostos, dados de entrada necessários, vantagens e limitações, e só posteriormente, em capítulo próprio, aplicar concretamente estas metodologias ao caso de estudo.

4.2.1. CAUDAIS ESTIMADOS POR ANALOGIA COM BACIAS HIDROLOGICAMENTE SEMELHANTES

Em muitos contextos de microgeração hidroelétrica, particularmente em pequenas bacias rurais onde se pretende implantar aproveitamentos em linhas de água não monitorizadas, não existem medições hidrométricas na secção de interesse. Nestas situações, é necessário recorrer a métodos indiretos que permitam estimar o escoamento a partir de informação disponível em bacias vizinhas melhor instrumentadas. O denominado método da bacia modelo enquadra-se precisamente nesta lógica, utilizando uma bacia hidrográfica com dados de caudal e precipitação (bacia modelo) para inferir o comportamento hidrológico de outra bacia semelhante, mas sem medições de caudal (bacia em estudo), assumindo que ambas respondem de forma comparável à precipitação [61].

A ideia central consiste em relacionar o volume útil escoado (ou o caudal médio) na bacia em estudo com o volume útil escoado (ou caudal médio) na bacia modelo através de um fator de proporcionalidade K , que depende da precipitação e da área de cada bacia. Este fator traduz a diferença de “escala hidrológica” entre as duas bacias, num dado intervalo de tempo (ano, mês), e permite transpor a informação de escoamento medida na bacia modelo para a secção de interesse na bacia em estudo, num quadro de homologia hidrológica[61].

4.2.1.1. Seleção da Bacia Modelo

Para a correta seleção da bacia modelo a utilizar no caso de estudo é necessário atender a um conjunto de critérios que assegurem uma semelhança hidrológica consistente entre a bacia em estudo e a bacia de referência. Esses critérios incluem, entre outros, a proximidade geográfica e inserção no mesmo contexto climático regional, a ordem e dimensão comparável dos cursos de água, áreas de bacia da mesma ordem de grandeza, características fisiográficas semelhantes (altitudes médias, declives, comprimento do talvegue principal), natureza litológica e estrutura dos solos (que condicionam a infiltração e o escoamento de base), padrões de ocupação e uso do solo próximos (percentagem de áreas agrícolas, florestais, urbanas), bem como a ausência de regulações significativas ou alterações antrópicas recentes que afetem o regime hidrológico de forma distinta em cada bacia [61].

A observação destes critérios é fundamental porque garante que o fator de proporcionalidade entre precipitação e escoamento, implícito no método da bacia modelo, seja fisicamente consistente, reduzindo enviesamentos sistemáticos na estimativa de caudais médios e sazonais. Ao aproximar o comportamento hidrológico das duas bacias, aumenta-se a fiabilidade dos caudais obtidos para a bacia em estudo, o que se traduz em melhores estimativas de energia produzida, em dimensionamentos hidráulicos mais ajustados e numa avaliação mais rigorosa dos riscos associados a anos secos ou a eventos extremos.

4.2.1.2. Conceito básico e hipóteses

Consideram-se duas bacias hidrográficas:

- (i) Bacia em estudo (e): sem medições de caudal; conhecem-se precipitações e área;
- (ii) Bacia modelo (m): com medições de caudal e precipitação; hidrologicamente semelhante à bacia em estudo (clima, geologia, uso do solo, relevo).

Num dado intervalo de tempo (por exemplo, um ano ou um mês), definem-se:

- (i) Volume total precipitado em cada bacia:

$$V_{T,e} = h_e A_e \quad V_{T,m} = h_m A_m \quad (\text{eq. 4})$$

Onde h é a altura de precipitação e A a área da bacia.

(ii) Volume útil escoado na secção de referência:

$$V_{U,e} = c V_{T,e} \quad V_{U,m} = c V_{T,m} \quad (\text{eq. 5})$$

em que c é o coeficiente de escoamento, isto é, a fração da precipitação que se transforma em escoamento superficial na secção considerada.

O método admite como hipótese fundamental que o coeficiente de escoamento c é idêntico nas duas bacias, o que é razoável quando estas apresentam características físicas e de ocupação do solo semelhantes. Assim:

$$c = \frac{V_{U,e}}{V_{T,e}} = \frac{V_{U,m}}{V_{T,m}} \quad (\text{eq. 6})$$

donde resulta:

$$V_{U,e} = \frac{V_{T,e}}{V_{T,m}} V_{U,m} = \frac{h_e A_e}{h_m A_m} V_{U,m} \quad (\text{eq. 7})$$

Define-se então o fator de proporcionalidade:

$$K = \frac{h_e A_e}{h_m A_m} \quad (\text{eq. 8})$$

pelo que:

$$V_{U,e} = K V_{U,m} \quad (\text{eq. 9})$$

Ou seja, o volume útil escoado na bacia em estudo pode ser obtido multiplicando o volume útil medido na bacia modelo por um fator K que depende apenas da precipitação e da área das duas bacias no intervalo de tempo considerado.

Este procedimento pode ser aplicado em intervalos de tempo variados (mensal, anual), em função da precisão desejada e objetivo.

4.2.1.3. Escolha do Intervalo Temporal e Limitações da Metodologia

O método da bacia modelo pode ser aplicado em intervalos de tempo variados (diário, mensal, anual), em função da precisão desejada e objetivo. No entanto, a utilização deste método para intervalos curtos (quantificação diária) traz dificuldades práticas e numéricas quando se tenta quantificar K , pois se num determinado dia não houver precipitação numa ou em ambas as bacias, a relação entre volumes torna-se indeterminada ou não representativa do escoamento, que pode incluir um componente importante de escoamento de base associado a precipitações anteriores[61].

Em síntese, o método bacia modelo fornece uma forma conceptualmente simples e facilmente aplicável de estimar caudais médios anuais e mensais numa secção sem medições, a partir de uma bacia hidrográfica modelo com dados de precipitação e escoamento. A sua aplicação exige, contudo, uma seleção criteriosa da bacia modelo (semelhança hidrológica) e uma reflexão sobre o intervalo temporal apropriado para a definição do fator K , de forma a minimizar problemas numéricos e a captar adequadamente a dinâmica do escoamento superficial e de base.

4.2.2. MODELAÇÃO COM SOFTWARE HEC-HMS

A modelação hidrológica com o software HEC-HMS (Hydrologic Modeling System), desenvolvido pelo U.S. Army Corps of Engineers, permite simular o processo precipitação–escoamento em bacias hidrográficas de diferentes escalas, integrando num único ambiente numérico as componentes de perdas, transformação da precipitação em escoamento superficial, escoamento de base e propagação em canais. No contexto da microgeração hidroelétrica, esta ferramenta é particularmente útil para caracterizar o comportamento hidrológico de pequenas bacias, onde os registos hidrométricos são escassos ou inexistentes, permitindo gerar hidrogramas sintéticos em secções de interesse a partir de séries de precipitação e de uma descrição física da bacia [62].

O HEC-HMS adota uma estrutura modular, em que o utilizador escolhe, para cada sub-bacia e troço de rio, modelos parciais que representam os diferentes processos hidrológicos (por exemplo, métodos de perdas do tipo Curve Number do SCS, modelos de transformação como o hidrograma unitário do SCS ou de Clark, modelos de escoamento de base de tipo reservatório linear e esquemas de propagação em canal como Muskingum ou Muskingum–Cunge). A combinação destes módulos, juntamente com a definição dos dados meteorológicos e das condições de simulação, permite reproduzir o hidrograma de resposta da bacia a eventos de precipitação observados ou sintéticos, servindo tanto para a análise de cheias como para a caracterização de regimes de escoamento em projetos de hidráulica [62].

Para garantir resultados fiáveis, é indispensável proceder à calibração e validação do modelo com base em eventos para os quais existam registos de caudal na bacia modelo ou numa bacia hidrologicamente semelhante, ajustando os parâmetros de forma a obter uma concordância aceitável entre caudais simulados e observados (por exemplo, com base no coeficiente de Nash–Sutcliffe, erro em volumes e caudais de pico) [62]. Uma vez calibrado, o modelo pode ser aplicado a séries de precipitação representativas, permitindo obter séries de caudais que servirão de base à definição de caudais de projeto e à análise de variabilidade hidrológica.

Nos subcapítulos seguintes descreve-se, de forma genérica, o conjunto de etapas que tipicamente se seguem na implementação de um modelo HEC-HMS para uma pequena bacia com vista à avaliação do potencial hidroelétrico.

4.2.2.1. Preparação e Processamento do Modelo Digital do Terreno

A primeira etapa consiste na caracterização topográfica da bacia e na obtenção de um modelo digital de terreno (MDT) com resolução adequada à escala do problema. Em contexto nacional, este MDT pode ser obtido com recurso a Sistemas de Informação Geográfica, utilizando dados altimétricos disponibilizados por entidades oficiais como a Direção-Geral do Território (DG Território), através de serviços de download ou serviços WMS/WMTS integráveis no QGIS. A partir deste MDT, o HEC-HMS (em articulação com o HEC-GeoHMS ou ferramentas equivalentes) permite derivar automaticamente atributos geométricos relevantes, tais como direções de escoamento, linhas de escoamento preferenciais, rede de drenagem e delimitação preliminar de bacias e sub-bacias.

Este processamento do terreno é fundamental para que a discretização da bacia no modelo hidrológico reflita corretamente a morfologia real, em particular no que respeita a inclinações médias, comprimentos de escoamento e organização hierárquica dos cursos de água. Uma representação topográfica adequada é condição necessária para que os tempos de concentração e a forma do hidrograma de resposta sejam fisicamente plausíveis [62].

4.2.2.2. Delimitação das Bacias e Identificação do Ponto de Estudo

Com base no MDT processado, procede-se à delimitação das bacias e sub-bacias que drenam para o ponto de interesse do estudo hidrológico. No contexto da microgeração hidroelétrica, esse ponto é tipicamente a secção de captação do aproveitamento (tomada de água), que define a secção onde se pretende conhecer o hidrograma de caudais disponíveis.

A sequência conceptual é a seguinte:

- (i) Definição, em ambiente SIG, do ponto de saída (outlet) correspondente à secção de captação pretendida;
- (ii) Cálculo, a partir do MDT, da rede de drenagem e das linhas de escoamento convergentes para esse ponto;
- (iii) Delimitação da bacia hidrográfica contribuinte e, se necessário, subdivisão em sub-bacias elementares com características relativamente homogêneas (uso do solo, declive, exposição).

O resultado desta etapa é um esquema de bacia dendrítica, composto por sub-bacias e troços de rio, que será importado ou reproduzido no HEC-HMS sob a forma de um “basin model”, onde cada unidade espacial terá parâmetros hidrológicos próprios.

4.2.2.3. Definição dos Parâmetros Hidrológicos e Escolha dos Módulos

Uma vez estruturado o modelo geométrico da bacia, procede-se à definição dos parâmetros hidrológicos de cada sub-bacia e troço, bem como à seleção dos módulos de cálculo mais adequados:

- (i) Módulo de perdas (infiltração/escoamento superficial):
Frequentemente recorre-se ao método SCS Curve Number (CN), cuja parametrização depende do uso e ocupação do solo, tipo de solo e condição de humidade antecedente. Os valores de CN podem ser estimados com base em cartas de uso do solo (por exemplo, CORINE Land Cover) e em tabelas de referência para diferentes grupos hidrológicos de solo.
- (ii) Módulo de transformação (precipitação efetiva → hidrograma de escoamento superficial):
Para pequenas bacias, são comuns os modelos baseados em hidrogramas unitários, como o SCS Unit Hydrograph ou o método de Clark, que dependem de parâmetros como o tempo de concentração, o tempo de atraso (lag time) e a forma do hidrograma unitário. Estes parâmetros podem ser inicialmente estimados por fórmulas empíricas (por exemplo, relações entre comprimento do talvegue, declive médio e tempo de concentração) e depois ajustados em calibração.

(iii) Módulo de escoamento de base:

O escoamento de base pode ser representado por modelos simples de reservatório linear ou funções de recessão, com parâmetros ajustados de modo a reproduzir a cauda dos hidrogramas observados, correspondendo à contribuição de aquíferos superficiais ou escoamento retardado na bacia.

(iv) Módulo de propagação em canais:

Nos troços principais, a propagação do escoamento entre sub-bacias pode ser modelada com esquemas como Muskingum ou Muskingum–Cunge, que aproximam o comportamento de escoamento em canal aberto, considerando efeitos de armazenamento e atenuação de onda.

A escolha conjunta destes módulos deve ser coerente com a escala da bacia, com a disponibilidade de dados e com os objetivos do estudo (regime contínuo, eventos de cheia, etc.), garantindo simultaneamente uma complexidade suficiente para captar os processos relevantes e uma parametrização realista [62].

4.2.2.4. Calibração e Validação do Modelo

Depois de definidos os parâmetros iniciais, o modelo HEC-HMS necessita de uma fase de calibração, na qual os parâmetros são ajustados para melhorar a concordância entre os caudais simulados e os caudais observados em eventos ou períodos para os quais existam dados hidrométricos (na própria bacia ou numa bacia modelo hidrológicamente semelhante). Nesta fase:

- (i) Seleccionam-se um ou mais eventos de precipitação e escoamento representativos;
- (ii) Correm-se simulações com parâmetros iniciais e avalia-se a qualidade do ajuste através de indicadores como:
 - Erro relativo no volume escoado;
 - Erro no caudal de pico e no tempo ao pico.
- (iii) Ajustam-se iterativamente os parâmetros (por exemplo, coeficiente de impermeabilização do solo, tempos de concentração, parâmetros de escoamento de base) até se obter um compromisso satisfatório entre diferentes métricas de desempenho.

Concluída a calibração, procede-se à validação, aplicando o conjunto de parâmetros calibrados a eventos ou períodos distintos (não utilizados na calibração) e verificando se a capacidade de reprodução dos hidrogramas se mantém dentro de limites aceitáveis. Esta etapa é crucial para demonstrar que o modelo não está simplesmente “ajustado” a um conjunto específico de dados, mas que possui capacidade preditiva robusta [62].

4.2.2.5. Simulação e Obtenção de Resultados

Com o modelo calibrado e validado, é então possível realizar as simulações de interesse para o estudo hidrológico, utilizando séries de precipitação representativas do regime da bacia (por exemplo, séries históricas anuais/mensais ou eventos sintéticos com determinados períodos de retorno). Em termos gerais:

- (i) Definem-se as condições de simulação (período, passo temporal, eventos a simular) no “control specification” do HEC-HMS;

- (ii) Correm-se as simulações, obtendo-se hidrogramas de caudal para a secção de captação e para outras secções relevantes;
- (iii) Extraem-se dos resultados os indicadores necessários para o dimensionamento do aproveitamento: caudais médios mensais/anuais, caudais de pico para verificação hidráulica, séries de caudais que permitam construir curvas de caudais classificados, entre outros.

Os resultados do HEC-HMS constituem, assim, uma base quantitativa para a definição de caudais de projeto no capítulo seguinte, permitindo incorporar, de forma sistemática, a resposta hidrológica da bacia à precipitação e facilitando a análise de diferentes cenários hidrológicos (anos secos, médios e húmidos).

4.3. ANÁLISE DE VARIABILIDADE SAZONAL E ANOS SECOS/HÚMIDOS

A variabilidade temporal do regime hidrológico, tanto à escala sazonal como interanual, assume particular relevância em pequenos aproveitamentos hidroelétricos, uma vez que condiciona diretamente o número de horas anuais de funcionamento, a energia produzida e o risco associado a anos exceccionalmente secos. Nesta perspetiva, não basta dispor de um valor médio anual de precipitação ou de caudal; é necessário compreender como estes variam ao longo do ano (inverno húmido versus verão seco) e como os diferentes anos se distribuem entre muito secos, secos, médios, húmidos e muito húmidos, em termos de disponibilidade de recurso. A metodologia apresentada neste capítulo segue o enquadramento clássico utilizado em hidrologia e hidráulica urbana para a classificação de anos-tipo de precipitação numa bacia hidrográfica, adaptando-o às necessidades de análise em microgeração.

Do ponto de vista metodológico, a classificação dos anos segue um procedimento estruturado:

- (i) Recolha, análise e sistematização dos registos anuais de precipitação em postos inseridos na bacia;
- (ii) Pré-seleção de postos com séries suficientemente longas e contínuas;
- (iii) Tratamento estatístico das amostras, incluindo testes de homogeneidade e preenchimento de falhas (por exemplo, com recurso ao método das duplas acumulações);
- (iv) cálculo da precipitação anual média na bacia, utilizando o método de Thiessen para ponderação espacial;
- (v) determinação de quantis e períodos de retorno associados às precipitações anuais, que permitem definir os limiares que separam os diferentes tipos de anos.

No contexto da hidrologia são por norma definidos quantis limite de 5%, 20%, 50%, 80% e 95%, correspondentes respetivamente a anos muito secos, secos, médios, húmidos e muito húmidos, com precipitações anuais típicas claramente diferenciadas, como demonstrado Tabela 10:

Tabela 10 - Classificação de anos tipo de precipitação em função de quantis limite.

Classificação	Percentil (%)
Muito seco	5
Seco	20

Médio	50
Húmido	80
Muito húmido	95

A função de distribuição de probabilidade empírica é construída ordenando-se as precipitações anuais e associando a cada valor uma probabilidade de não excedência $F(P)$ ou de excedência $G(P)$, estas funções permitem relacionar valores de precipitação com períodos de retorno T , entendidos como o intervalo médio entre ocorrências de um determinado nível de precipitação. Com base nesta estrutura probabilística, estabelece-se um quadro de classificação em percentis que traduz, de forma operacional, a frequência esperada de anos de diferentes “tipos” em termos de recurso hídrico disponível. Esta informação torna-se particularmente útil quando se pretende avaliar o desempenho de um aproveitamento em cenários contrastados, como anos muito secos versus anos muito húmidos.

No âmbito desta dissertação, a metodologia descrita para a precipitação anual será posteriormente articulada com a estimativa de caudais na bacia de estudo, permitindo, no capítulo 6, caracterizar não só o regime sazonal de caudais, mas também o comportamento do sistema em anos secos, médios e húmidos. A análise de variabilidade sazonal e de anos-tipo constitui, assim, uma peça central para avaliar a robustez do projeto de microgeração face às flutuações naturais do regime hidrológico, fornecendo uma base quantitativa para a discussão de cenários de risco e de fiabilidade da produção ao longo da vida útil do aproveitamento.

5

CÁLCULOS HIDRÁULICOS

5.1. INTRODUÇÃO

O dimensionamento hidráulico em microaproveitamentos hidroelétricos baseia-se nas equações fundamentais da hidráulica para quantificar quedas úteis, perdas de carga e potencial energético, garantindo eficiência e conformidade normativa.

Neste capítulo apresenta-se a metodologia de cálculo hidráulico e hidroenergético aplicável a sistemas de produção hidroelétrica. O objetivo consiste em estabelecer, de forma sistemática e pormenorizada, os procedimentos necessários para dimensionar integralmente o sistema, desde a determinação da queda disponível até à verificação das condições de segurança operacional.

A estrutura do capítulo segue uma sequência lógica que permite transitar dos dados hidrológicos de base, já determinados em capítulos anteriores, até à estimativa da produção de energia anual e à validação de parâmetros críticos de funcionamento. Assume-se que os estudos de caracterização hidrológica nomeadamente a determinação de caudais médios, a construção de curvas de duração de caudais e a análise de regimes de escoamento no curso de água, encontram-se estabelecidos e não serão aqui retomados.

A metodologia aplica-se universalmente a aproveitamentos a fio de água ou regularizados, priorizando o reequipamento de levadas e açudes tradicionais para minimizar intervenções civis. Discute-se criticamente perdas dominantes em microescala e otimização para rendimentos globais.

5.2. PARÂMETROS FUNDAMENTAIS E DADOS DE ENTRADA

O dimensionamento hidráulico baseia-se em quatro categorias principais de informação, que devem ser organizadas de forma sistemática e meticulosa antes do início dos cálculos para assegurar precisão, reprodutibilidade e conformidade normativa nos microaproveitamentos hidroelétricos. Estas categorias englobam caudais característicos, queda disponível, geometria do sistema hidráulico e materiais, complementada por levantamentos topográficos e catálogos de materiais.

5.2.1. CAUDAIS CARACTERÍSTICOS

Os caudais característicos são derivados da curva de duração de caudais (CDC), que quantifica a frequência de ocorrência de caudais ordenados decrescentemente ao longo de um período representativo (tipicamente 20 a 30 anos).

O caudal mínimo de exploração (Q_{min}) corresponde normalmente a 20% a 30% do caudal nominal, definindo o limite inferior para operação viável da turbina sem perda excessiva de eficiência mecânica ou elétrica. O caudal nominal (Q_n) serve de referência primordial para o dimensionamento da turbina, condutas e órgãos de regulação, sendo geralmente selecionado como o caudal excedido 30 a 50% do tempo (Q_{30} a Q_{50}) para otimizar o fator de planta e o retorno económico. O caudal máximo turbinável (Q_{max}) é condicionado pela capacidade estrutural da tubagem, turbina ou sistemas de regulação, frequentemente alinhado com caudais de referência como o de período de retorno de 2 anos. Por fim, o caudal ecológico (Q_{eco}) é mandatório por legislação ambiental (Lei n.º 58/2005, PGRH APA), calculado como percentagem do caudal mínimo anual ou aproximadamente 10% do caudal médio anual, com o objetivo de preservar a conectividade fluvial e habitats aquáticos. A CDC integra estes valores, permitindo estimativas probabilísticas de durações operacionais e produtividade anual.

5.2.2. QUEDA DISPONÍVEL

A queda disponível é caracterizada pelas cotas altimétricas relativas das secções extremas do circuito hidráulico. A cota de montante (z_m) representa o nível normal de água à entrada da tomada de água ou câmara de carga, incluindo uma submergência mínima (tipicamente 0,2 a 0,5 m) para evitar entrada de ar e vórtices superficiais. A cota de jusante (z_j) corresponde ao nível médio ou mínimo da saída da turbina. A queda bruta resulta diretamente da diferença $H_b = z_m - z_j$, servindo como referência absoluta para a verificação de perdas relativas e cálculo da potência teórica máxima disponível. Estas cotas são obtidas por levantamentos topográficos de alta precisão (GNSS RTK ou LiDAR), com incerteza controlada abaixo de $\pm 0,05$ m para precisão em micro-escalas.

5.2.3. GEOMETRIA DO SISTEMA HIDRÁULICO

A geometria engloba o comprimento total do percurso hidráulico (L), dimensões transversais das condutas ou canais (D_h ou secção hidráulica equivalente), cotas relativas das singularidades intermédias e um inventário exaustivo de acessórios (entradas, curvas, válvulas, expansões, grelhas, saídas). Em microaproveitamentos com infraestruturas pré-existentes, como levadas tradicionais ou açudes patrimoniais, esta informação resulta de inspeções in-situ, modelação 3D (MDE LiDAR) e medições hidromorfológicas, permitindo identificar constrangimentos geométricos que limitam Q_{max} ou aumentam perdas singulares. O inventário de singularidades é crucial para o cálculo preciso das perdas de carga.

5.3. EQUAÇÕES FUNDAMENTAIS DO DIMENSIONAMENTO HIDRÁULICO

As equações base governam o cálculo de quedas, velocidades e perdas em circuitos hidráulicos de microaproveitamentos, desde a tomada de água até à turbina.

5.3.1. TEOREMA DE BERNOULLI

O teorema de Bernoulli exprime a conservação da energia mecânica em escoamentos estacionários de fluidos incompressíveis e irrotacionais ao longo de uma linha de corrente, e considerando iguais a 1 os coeficientes de distribuição de pressões e velocidade. A forma fundamental entre secções 1 e 2, considerando perdas, é dada pela diferença de cargas totais:

$$\left(z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g}\right) - \left(z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g}\right) = \Delta H_B^+ \quad (eq. 10)$$

Onde:

- (i) z_1, z_2 : cotas altimétricas nas secções 1 (montante) e 2 (jusante) [m];
- (ii) p_1, p_2 : pressões nas secções 1 e 2 [Pa];
- (iii) γ : peso volúmico do fluido [$\text{N/m}^3 = \rho \text{ g}$];
- (iv) v_1, v_2 : velocidades nas secções 1 e 2 [m/s];
- (v) g : aceleração da gravidade [$9,81 \text{ m/s}^2$];
- (vi) ΔH : perda de carga total entre secções [m].

O teorema de Bernoulli é particularmente útil nesta dissertação por fornecer uma base teórica rigorosa para o cálculo da queda útil disponível (H_u) à turbina, permitindo quantificar a energia hidráulica convertível em eléctrica ao longo do circuito desde a tomada de água até à turbina. Aplicado entre a secção de montante (câmara de carga, onde a velocidade é desprezável e a pressão atmosférica domina) e a secção de jusante (entrada da turbina, com velocidade significativa e possível sucção), o teorema permite isolar $\Delta H = h_t$ (perdas totais), essencial para dimensionar condutas e órgãos de controlo de modo a minimizar as perdas de carga, maximizando assim o rendimento hidráulico e a produção anual[63].

5.3.2. EQUAÇÃO DE MANNING-STRICKLER

A equação de Manning-Strickler é a formulação empírica fundamental para o cálculo de escoamentos permanentes uniformes em canais abertos, amplamente aplicada ao dimensionamento de levadas e canais de derivação em microaproveitamentos hidroelétricos. Originalmente proposta por Manning (1891) como refinamento da fórmula de Chezy, expressa o caudal diretamente em função das características geométricas e hidrológicas do canal[63]:

$$Q = K_s \cdot S \cdot R_h^{\frac{2}{3}} \cdot i^{\frac{1}{2}} \quad (eq. 11)$$

Onde:

- (i) Q : caudal (m^3/s);
- (ii) K_s : coeficiente de rugosidade-strickler ($\text{m}^{\frac{1}{3}}/\text{s}$);
- (iii) S : área molhada da secção transversal (m^2);
- (iv) R_h : raio hidráulico ($m = S / P_m$);
- (v) i : declividade do canal ($\Delta z / L$);

Esta forma é particularmente vantajosa para canais artificiais ou naturais irregulares, como levadas em granito rural comuns em Portugal, pois o coeficiente K_s incorpora de modo integrado a rugosidade absoluta, sinuosidade, vegetação e irregularidades sem necessidade de parâmetros locais. Na tabela seguinte são apresentados valores típicos para o K_s em função do tipo de material considerado:

Tabela 11 - Valores típicos do coeficiente de Manning-Strickler em função do tipo de canal [63].

Tipo de Canal	Coeficiente de Manning (Ks)
Canais de paredes revestidas a argamassa lisa	100 a 90
Canais de betão liso	80
Canais de alvenaria	70
Canais de terra irregular com pequena vegetação ou cursos de água regulares com leito rochoso	50
Canais de terra mal cuidados	40

A equação de Manning-Strickler é especialmente útil no contexto da microgeração hidroelétrica para o dimensionamento e verificação da capacidade hidráulica de levadas e canais de derivação pré-existentes em unidades agrícolas ou moinhos tradicionais, onde estas infraestruturas irregulares em granito ou alvenaria constituem o percurso inicial do circuito hidráulico. Aplicada a troços abertos, permite calcular o caudal máximo transportável dada a secção S, perímetro molhado Pm e rugosidade efetiva Ks, confrontando-o com o caudal nominal Qn + Qeco para determinar se requer alargamento mínimo ou limitação do projeto, minimizando intervenções civis caras e preservando valor patrimonial.

5.4. PERDAS DE CARGA LOCALIZADAS

As perdas de carga singulares ocorrem em singularidades geométricas e órgãos hidráulicos localizados, representadas por:

$$H_s = K \frac{v^2}{2g} \quad (eq. 12)$$

Onde:

- (i) K: coeficiente adimensional dependente de geometria;
- (ii) g : aceleração da gravidade [9,81 m/s²];
- (iii) v : velocidade a montante.

Nos subcapítulos seguintes serão analisados de forma detalhada os coeficientes de perda de carga localizada (K), para diferentes tipos de equipamentos e geometrias comuns em sistemas de microgeração hidroelétrica, incluindo válvulas, passagem de reservatório para conduta e perdas em mudanças de direção.

5.4.1. PERDAS DE CARGA NA PASSAGEM DE UM RESERVATÓRIO PARA UMA CONDUTA

Na transição entre um reservatório e uma conduta verifica-se uma perda de carga localizada por estreitamento, resultante de uma secção de montante (reservatório) muito superior à secção de jusante (conduta), o que induz contração do jato e zonas de separação com vorticidade. Quando a entrada é executada em aresta viva, a perda é maximizada, pois configura um estreitamento brusco com coeficiente de perda K elevado (aproximadamente 0,50), para uma entrada reta. Como solução de mitigação corrente em sistemas de microgeração, privilegia-se uma transição com estreitamento progressivo reduzindo K para valores na ordem de 0,10 a 0,30, através de uma ligação progressiva do jato e da limitação dos níveis de turbulência[63].

5.4.2. PERDAS DE CARGA EM VÁLVULAS E ÓRGÃOS DE REGULAÇÃO

No circuito hidráulico dos pequenos aproveitamentos hidroelétricos, as válvulas e dispositivos de regulação assumem funções essenciais, assegurando o controlo do caudal, a prevenção de fluxos inversos e a proteção geral do sistema. Estes componentes geram perdas de carga localizadas significativas, cuja magnitude varia principalmente com o modelo da válvula e o ângulo de abertura associado.

A expressão geral das perdas de carga localizadas continua a ser:

$$H_s = K \frac{v^2}{2g} \quad (eq. 13)$$

Apresentando-se em seguida alguns exemplos correntes de válvulas e a ordem de grandeza dos respetivos coeficientes de perda de carga (K).

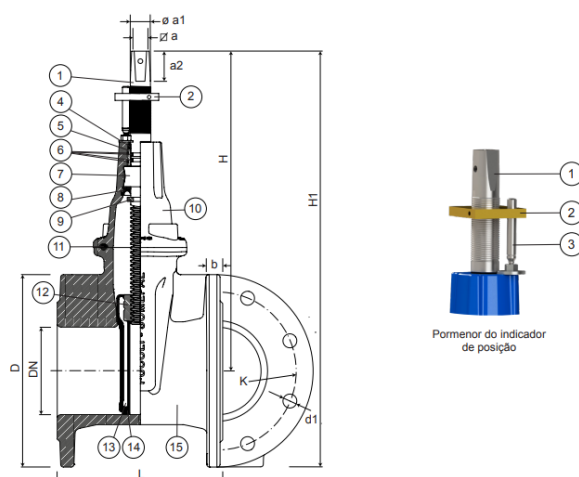
5.4.2.1. Válvulas adufas, de cunha ou de corrediça

Estas válvulas compreendem fundamentalmente um disco com diâmetro superior ao da tubagem, acionado por um parafuso sem fim manobrado via volante, permitindo o seu deslocamento guiado numa ranhura em direção transversal para obstruir parcial ou totalmente a secção da conduta.

Na e Figura 18 é apresentado uma imagem de uma válvula de corrediça e um esquema dos seus constituintes, respetivamente.



Figura 17 - Válvula de corrediça do fabricante Fucoli.



Lista de componentes

pos	componentes	material	norma	pos	componentes	material	norma
1	Fuso	Aço inox AISI 420	EN 10088-1	9	Batente da cunha	Aço inox AISI 420	EN 10088-1
2	Indicador de posição	Latão	EN 12164	10	Tampa	Ferro Fundido Dúctil EN-GJS-500-7	EN 1563
3	Guia do Indicador	Aço inox AISI 420	EN 10088-1	11	Junta da tampa	Elastômero EPDM	EN 681-1
4	Vedante limpeza	Elastômero	-	12	Porca da cunha	Latão DZR CW626N	EN 12164
5	Casquilho	POM	-	13	Cunha	Ferro Fundido Dúctil EN-GJS-500-7	EN 1563
6	O-rings	Elastômero EPDM	EN 681-1	14	Revestimento da cunha	Elastômero EPDM	EN 681-1
7	Anilha do fuso	Latão DZR CW602N	EN 12164	15	Corpo	Ferro Fundido Dúctil EN-GJS-500-7	EN 1563
8	Vedante inferior	Elastômero EPDM	EN 681-1				

Figura 18 - Esquema de uma válvula de corredeira do fabricante Fucoli.

Na Tabela 12 apresentam-se as magnitudes aproximadas dos coeficientes de perda de carga para vários ângulos de abertura da válvula, expressos em termos de h/D , aplicáveis a condutas de secção circular ou retangular. Regista-se que, em condições operacionais reais, estes valores de perda mantêm-se nesta ordem de grandeza, com possíveis variações marginais decorrentes das especificidades construtivas das válvulas.

Tabela 12 - Magnitudes de coeficientes de perda de carga em função do ângulo de abertura para válvulas de corredeira [63].

Grau de abertura (h/D)		0	0.2	0.5	0.8	1.0
Coeficiente de perda de carga localizada (K)	Secção circular	Sem escoamento	35.0	2.06	0.17	0
	Secção retangular	Sem escoamento	44.5	4.02	0.39	0

As válvulas de corredeira em sistemas pico-hídricos são particularmente úteis como órgãos simples de seccionamento ou regulação a montante da turbina, permitindo ligar e desligar rapidamente o caudal com boa estanqueidade, com geometria compacta e forças de manobra relativamente baixas mesmo para diferenças de carga significativas.

5.4.2.2. Válvulas de Borboleta

As válvulas de borboleta integram um disco cujo diâmetro coincide com o diâmetro interno da conduta, que gira em torno de um eixo diametral acionado externamente por um volante, de modo a obstruir parcial ou totalmente a área de passagem do fluxo. Na Figura 19 é apresentado um exemplo de uma válvula de borboleta do fabricante Fucoli.



Figura 19 - Válvula de borboleta do fabricante Fucoli.

Na Tabela 13, apresentam-se as magnitudes aproximadas dos coeficientes de perda de carga para diversas posições do disco (caracterizadas pelo ângulo de abertura θ), passíveis de ajuste em cada aplicação específica conforme as particularidades do modelo de válvula de borboleta em questão.

Tabela 13 - Magnitudes de coeficientes de perda de carga em função do ângulo de abertura para válvulas borboleta [63].

Ângulo de abertura (θ , em graus)		5	20	40	70	90
Coeficiente de perda de carga localizada (K)	Secção circular	0.24	1.54	10.8	256	Sem escoamento
	Secção retangular	0.28	1.34	9.30	158	Sem escoamento

As válvulas de borboleta são amplamente utilizadas em centrais hidroelétricas como válvulas principais de admissão em condutas forçadas, desempenhando funções de seccionamento rápido, isolamento da turbina para manutenção e contribuição para a segurança em situações de emergência.

5.4.2.3. Válvulas Esféricas

Nestes dispositivos, o elemento obturador apresenta forma esférica, incorporando um furo cilíndrico cujo diâmetro iguala o da conduta a fechar, permitindo a sua rotação em torno de um eixo diametral perpendicular ao fluxo. Na Figura 20 é apresentado um esquema típico de uma válvula esférica.

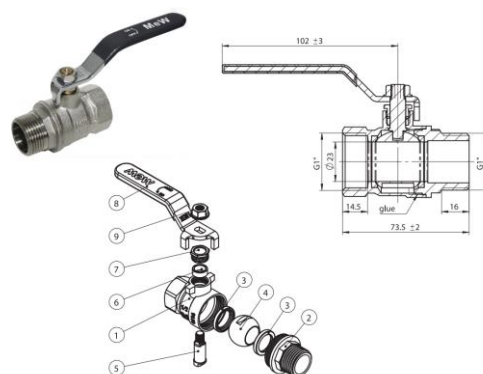


Figura 20 - Esquema de uma válvula esférica.

As magnitudes aproximadas das perdas de carga geradas por esta válvula indicam-se na tabela subsequente, em função do ângulo de abertura θ .

Tabela 14 - Magnitude de coeficientes de perda de carga em função do ângulo de abertura para válvulas esféricas [63].

Ângulo de abertura (θ , em graus)		5	20	40	67	82
Coeficiente de perda de carga localizada (K)	Secção circular	0.05	1.84	20.7	Sem escoamento	
	Secção retangular	0.05	1.56	17.3	206	Sem escoamento

5.4.3. PERDAS DE CARGA EM GRELHAS

É comum, especialmente nas entradas das condutas, instalarem-se grelhas destinadas a intercetar os sólidos transportados pelo fluido, evitando danos às superfícies internas da tubagem ou a componentes de equipamentos hidráulicos alimentados por estas condutas.

Estas grelhas provocam perdas de carga que, conforme a fórmula de Kirschmer, se calculam pela expressão indicada a seguir:

$$\Delta H_L = \beta \left(\frac{s}{b} \right)^{\frac{4}{3}} \sin(\alpha) \frac{U^2}{2g} \quad (eq. 14)$$

Em que β , s , b e α representam, respetivamente:

- β : Coeficiente que depende da forma da secção transversal dos varões da grelha;
- s : Espessura das barras da grelha medida no plano da grelha e na direção normal ao escoamento;
- b : distância entre barras;

- α : inclinação da grelha relativamente ao escoamento.
- Imagem que localiza as variáveis

Os valores de coeficiente β são apresentados na Tabela 15 em função do formato da secção transversal dos varões das grelhas.

Tabela 15 - Valores do coeficiente β da formula de Kirschmer, em função da secção transversal dos varões da grelha [63].

Forma da secção das barras							
Valores de β	2,42	1,83	1,67	1,03	0,92	0,76	1,79

5.4.4. MUDANÇAS DE DIREÇÃO

A alteração de direção numa conduta, quer abrupta («cotovelo») quer progressiva («curva»), origina perda de carga localizada. Com efeito, as forças centrífugas induzem elevação de pressões na parede externa e redução na interna, resultando em velocidades inferiores junto à parede interior e superiores na exterior.

A montante dessa secção, observa-se este padrão; já a jusante, ocorre o inverso: aceleração junto à parede externa e desaceleração na interna. Tais gradientes velocimétricos provocam separação do escoamento, estreitando a secção do jato principal a montante da mudança [63].

As perdas decorrem sobretudo da dissipação turbulenta na região de escoamento separado pela parede interior e na porção retardada do jato principal. No âmbito desta dissertação, adotar-se-á a simplificação destes coeficientes com base em valores validados por estudos prévios e corroborados pela literatura técnica, compilados na Tabela 16.

Tabela 16 - Valores do coeficiente de perda de carga (K), em função do tipo de mudança de direção [63].

Tipos de Mudança de Direção	Coeficiente de perda de carga (K)
Cotovelo de 90°	0.90
Cotovelo de 45°	0.40
Curva de 90°	0.40
Curva de 45°	0.20
Curva de 22.5°	0.10

5.5. PERDAS DE CARGAS CONTÍNUAS

As perdas de carga contínuas — também conhecidas por perdas por atrito ou distribuídas — manifestam-se ao longo do percurso do escoamento em tubagens pressurizadas ou canais abertos, devidas à dissipação de energia cinética por ação da viscosidade nas paredes e turbulência interna. Quantificam-se pela equação clássica de Darcy-Weisbach, elemento central no cálculo de condutas forçadas em pequenos aproveitamentos hidroelétricos [63].

$$\Delta H_c = \lambda \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (eq. 15)$$

Significado das variáveis:

- (i) ΔH_c : perda de carga contínua (m de coluna de água);
- (ii) λ : coeficiente de atrito de Darcy (adimensional);
- (iii) L : comprimento do troço (m);
- (iv) D : diâmetro hidráulico (m; para circular é o diâmetro interior);
- (v) V : velocidade média do escoamento (m/s = Q / A);
- (vi) g : aceleração da gravidade (9,81 m/s²).

O coeficiente λ é determinado pela equação implícita de Colebrook-White para escoamento turbulento, que integra rugosidade e regime viscoso:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{k}{3,7D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right) \quad (eq. 16)$$

com o número de Reynolds:

$$Re = \frac{VD}{\nu} \quad (eq. 17)$$

Significado das variáveis:

- (i) k : rugosidade absoluta da parede (mm);
- (ii) Re : número de Reynolds (adimensional);
- (iii) ν : viscosidade cinemática da água ($1,004 \times 10^{-6}$ m²/s a 20°C).

A Tabela 17 compila valores típicos de rugosidade absoluta ε (em mm) para materiais habituais em condutas e canais de pequenos aproveitamentos hidroelétricos, extraídos de diretrizes LNEC para estruturas hidráulicas em Portugal, diferenciando condições de fabrico novo e estados degradados por incrustações ou corrosão após 5 anos em águas fluviais com sedimentos leves.

Tabela 17 - Valores típicos de rugosidade absoluta K.

Material	K novo (mm)	K degradado (mm)
PVC/PEAD liso	0,005–0,01	0,05–0,1
Aço galvanizado	0,15	0,3–0,5
Aço soldado/carbono	0,04–0,1	0,2–0,4
Ferro fundido	0,25–0,4	0,5–1,0
Betão centrifugado	0,3–0,5	1,0–2,0
Betão vibrado rugoso	0,8–1,5	2,0–4,0
Canal aberto rebocado	0,3–1,0	1,5–3,0

5.6. QUEDA ÚTIL

A queda útil H_u representa a energia hidráulica efetivamente disponível para conversão em potência na turbina, obtida subtraindo à queda bruta geométrica H_g todas as perdas de carga ao longo do circuito.

Determina-se pela expressão fundamental:

$$H_u = H_g - \sum \Delta h \quad (eq. 18)$$

Onde $\sum \Delta h$ inclui perdas contínuas (Darcy-Weisbach), perdas localizadas (entradas, válvulas, curvas, grelhas) e outras (sucção, velocidade residual).

Perdas principais a considerar:

- (i) Entrada reservatório-conduta: K aproximadamente entre 0,1 e 0,5 (chanfro ou aresta viva);
- (ii) Atrito conduta: $h_f = \lambda \frac{L V^2}{D 2g}$;
- (iii) Válvulas e curvas: tabelas de K por tipo e abertura e mudança de direção;
- (iv) Grelhas: fórmula Kirschmer.

Em microaproveitamentos, a queda útil H_u atinge geralmente valores de 80 a 95% da queda bruta geométrica H_g , consoante o comprimento da conduta L e acessórios; otimiza-se reduzindo a razão comprimento/diâmetro (L/D), adotando materiais de baixa rugosidade absoluta ϵ e acessórios de baixo coeficiente de perda K . Esta grandeza integra diretamente a fórmula de potência hidráulica, servindo de base ao dimensionamento global do sistema.

5.7. CÂMARA DE CARGA

A câmara de carga, atua como reservatório intermédio na transição entre o canal de adução (escoamento livre superficial) e a conduta forçada (escoamento pressurizado), assegurando submersão na entrada da tubagem, dissipação de turbulência e armazenamento para regulação de caudais transitórios. Na Figura 21 é apresentado um esquema de funcionamento de uma câmara de carga.

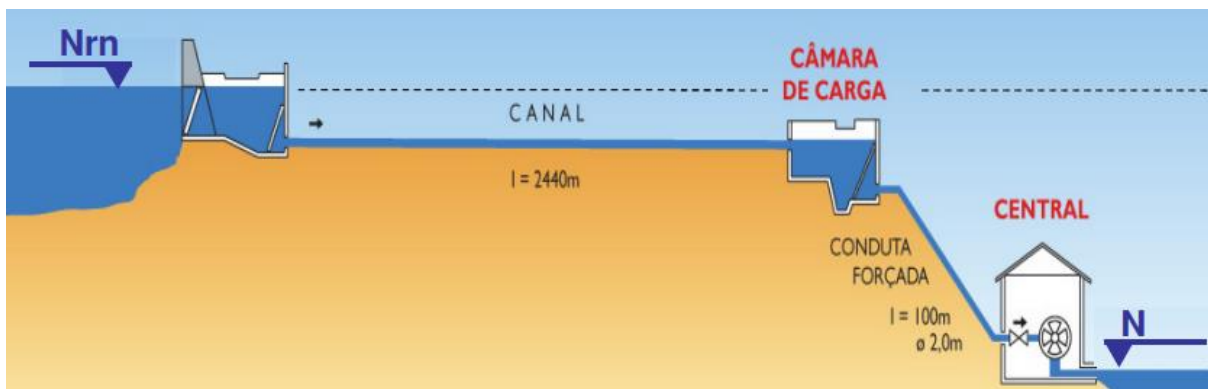


Figura 21 - Esquema de funcionamento de uma câmara de carga.

Um dos critérios primordiais no projeto consiste em assegurar a submersão mínima à entrada da conduta, sob pena de formação de vórtices quando inferior ao limite estipulado. Esta ocorrência compromete o sistema, ao arrastar ar e sólidos que degradam a eficiência operacional. Um método para estimar essa submersão mínima baseia-se na equação proposta por Munro (2018).

$$\frac{S}{d} = C \frac{V_a^2}{g} \quad (eq. 19)$$

Onde:

- (i) S : submersão (em metros);
- (ii) V_a : velocidade de entrada (em m/s);
- (iii) g : aceleração da gravidade (9,81 m/s²);
- (iv) C : coeficiente (1,7 para fluxos simétricos; 2,3 para fluxos assimétricos);
- (v) d : diâmetro da abertura de entrada (em metros).

Na Figura 22 é apresentada uma representação de diferentes tipos de formação de vórtices para condições de submersão insuficientes, em função do tipo de captação.

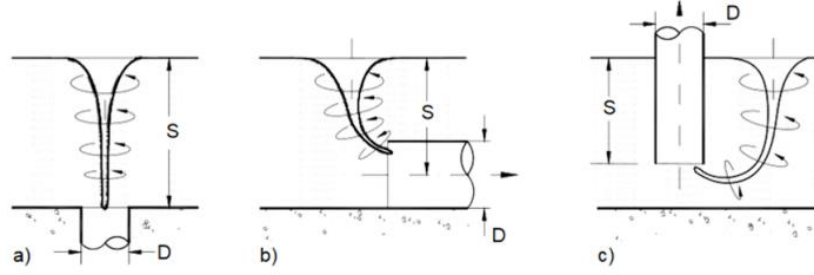


Figura 22 - Formação de vórtices quando não existe submersão suficiente, para diferentes tipos de captação.

5.8. POTÊNCIA E PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA

A potência hidráulica teórica disponível P_h exprime a taxa de conversão da energia potencial gravitacional do fluxo em potência mecânica no eixo da turbina, ancorada na conservação de energia para escoamentos ideais. Calcula-se pela equação fundamental:

$$P_h = \rho g Q H_u \quad (eq.20)$$

onde a potência elétrica efetiva P_e resulta da aplicação da eficiência global cumulativa $\eta = \eta_h \eta_m \eta_g \eta_e$ (hidráulica, mecânica, gerador e elétrica).

Variáveis principais:

- (i) γ : densidade da água (kg/m^3);
- (ii) g : aceleração da gravidade (m/s^2);
- (iii) Q : caudal instantâneo turbinado (m^3/s);
- (iv) H_u : queda útil líquida (m);
- (v) η : eficiência global do sistema (adimensional).

Para estimar a produção anual de energia E_a , integra-se a potência variável ao longo do ano, ponderada pela disponibilidade hidrológica via curva de duração de caudais $Q(\tau)$ e fator de planta f_p (razão energia anual/energia máxima teórica). A discretização numérica comum usa:

$$E_a = \sum_{i=1}^{8760} P_{h,i} \Delta t \eta_t f_{op} \quad (eq.21)$$

ou aproximada por:

$$E_a = P_n 8760 f_p \eta_t \quad (eq.22)$$

Onde:

- (i) P_n : potência nominal (Q_{equip} , H_u);
- (ii) η_t : eficiência média temporal (curva rendimento turbina a cargas parciais);
- (iii) f_{op} : fator operacional (disponibilidade).

Otimização implica alinhar Q_{equip} com percentil de caudal excedido 30–50%, maximizando E_a face a restrições económicas e hidrológicas.

5.9. VERIFICAÇÕES DE SEGURANÇA HIDRÁULICA

A verificação de segurança hidráulica constitui etapa obrigatória no projeto de microaproveitamentos hidroelétricos, garantindo operação estável e duradoura sob regimes variáveis de caudal, evitando patologias como erosão acelerada, cavitação destrutiva, vibrações induzidas, choque hidráulico ou transbordamentos catastróficos. Alinha-se com especificações LNEC (E 234, VET4Hydro) e diretrizes DGRNE/APRH para pequenas centrais, priorizando fatores de segurança de 1,5 a 2,0 em limites críticos.

5.9.1. VELOCIDADES DE ESCOAMENTO

Restringir velocidades constitui imperativo para equilibrar a prevenção de erosão (devido a excesso de velocidade) e deposição sedimentar (por défice de velocidade), preservando integridade estrutural e eficiência hidráulica a longo prazo. Na Tabela 18 é resumida as velocidades admissíveis para condutas pressurizadas e canais de adução, juntamente com os critérios e justificação das mesmas.

Tabela 18 - Velocidades admissíveis para condutas pressurizadas e canais de adução.

Elemento Hidráulico	Velocidade Admissível	Critérios e Justificações
Condutas pressurizadas	$V \leq 3\text{--}4\text{m/s}$ (águas fluviais com sedimentos leves, granulometria $<0,5\text{ mm}$, baixa abrasividade). $V \leq 6\text{m/s}$ (água filtrada/limpa, sem sólidos).	Excesso: incrustações abrasivas e fadiga.
Canais de adução	$0,6 \leq V \leq 2,5\text{m/s}$	Mínimo: autolimpeza. Máximo: evita escavação leito excessiva.

5.9.2. CONTROLO DE CAVITAÇÃO E PRESSÕES CRÍTICAS

A cavitação é a formação e colapso de bolhas de vapor em regiões onde a pressão local desce abaixo da pressão de vapor da água, originando micro-jatos e ondas de choque que provocam erosão, ruído e vibrações. Em turbinas hidráulicas, este fenómeno conduz à picagem das superfícies metálicas, redução de rendimento, aumento de esforços dinâmicos no veio e apoios e, em casos extremos, compromete a integridade estrutural de rodas, pás e tubos de sucção. Em sistemas de pequena escala (micro e pico-hídricos), a menor inércia dos conjuntos e a tendência para operar fora do ponto de melhor rendimento, por variação frequente de caudal, podem potenciar condições de cavitação se o projeto hidráulico e a cota de instalação não forem cuidadosamente verificados. A verificação e controlo da cavitação assumem, por isso, um papel central na segurança hidráulica do aproveitamento ao longo da vida útil [63].

A avaliação do risco de cavitação em turbinas de reação é normalmente efetuada através do fator de cavitação de Thoma σ , que relaciona as pressões disponíveis na zona da roda com a altura de queda do aproveitamento. De forma simplificada, σ pode escrever-se como:

$$\sigma = \frac{H_a - H_v - H_s}{H} \quad (eq.23)$$

Onde:

- (i) H_a : é a altura equivalente à pressão atmosférica à cota de instalação;
- (ii) H_v : a altura equivalente à pressão de vapor;
- (iii) H_s : a altura de sucção (cota geométrica e perdas entre a referência e a roda);
- (iv) H : altura de queda líquida disponível.

Em projeto, determina-se o valor de σ_{planta} e compara-se com um valor crítico σ_c , característico do tipo de turbina e obtido em ensaios de modelo ou recomendações de fabricante, garantindo a condição $\sigma_{\text{planta}} \geq \sigma_c$ para funcionamento isento de cavitação inaceitável.

Em aproveitamentos micro e pico-hídricos, muitos componentes são normalizados e a influência do projetista concentra-se na correta implantação (cota) e na escolha de turbinas com características de cavitação compatíveis com o desnível e o regime de exploração.

5.9.3. ANÁLISE DO CHOQUE HIDRÁULICO

O choque hidráulico caracteriza o regime transitório não estacionário em condutas sob pressão, desencadeado por alterações abruptas de velocidade do escoamento — como o fechamento repentino de uma válvula, arranque ou paragem de turbinas, ou rejeição súbita de carga na turbina. Estas perturbações geram ondas de pressão que se propagam longitudinalmente, atingindo amplitudes de 10 a 20 vezes a pressão estática nominal, com potencial para causar ruturas catastróficas, fadiga cumulativa em soldaduras ou colapso por sucção cavitacional.

5.9.3.1. Celeridade da onda

Para quantificar a velocidade de propagação dessas ondas de pressão e deformação elástica, usa-se a equação da celeridade da onda, derivada da teoria unidimensional de escoamento compressível-elástico, dada por:

$$a = \frac{\sqrt{\frac{K}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{K D}{E e} C}} \quad (eq. 24)$$

Onde:

- (i) K : módulo de elasticidade volumétrica da água (2,0 a 2,3 GPa a 15°C);
- (ii) γ : peso volúmico da água (998 kg/m³);
- (iii) E : módulo de elasticidade da parede (aço: 210 GPa; PVC-U: 3 GPa; HDPE PN10: 1,4 GPa);
- (iv) D/e : razão diâmetro interno/espessura;
- (v) C : coeficiente ancoragem (1,0: junta expansão; 1,0–1,66: ancorada).

5.9.3.2. Tempo de Fase

O tempo de fase T , também designado tempo de retorno da onda, corresponde ao tempo necessário para que a perturbação inicial (onda de pressão) complete um ciclo completo de ida e volta ao longo da conduta inteira. Calcula-se simplesmente pela relação distância/velocidade de propagação:

$$T = \frac{2L}{a} \quad (eq. 25)$$

Onde:

- (i) T : tempo de fase (s);
- (ii) L : comprimento total da conduta (m);
- (iii) a : celeridade da onda (m/s).

Os regimes classificam-se da seguinte forma:

- (i) Manobra instantânea ($t_m < T$):
 - Sem sobreposição de ondas refletidas;
 - Severidade máxima.
- (ii) Manobra rápida ($T \leq t_m < 8$ a $10T$):
 - Sobreposição parcial das ondas;
 - Severidade elevada.
- (iii) Manobra lenta/gradual ($t_m \geq 10T$):
 - Amortecimento dominante por fricção/atrito; regime quasi-estático;

- Severidade moderada.

Em projeto, prioriza-se $t_m > 2T$ via volantes inércia ou atuadores lentos para mitigar riscos.

6

CASO DE ESTUDO

6.1. INTRODUÇÃO

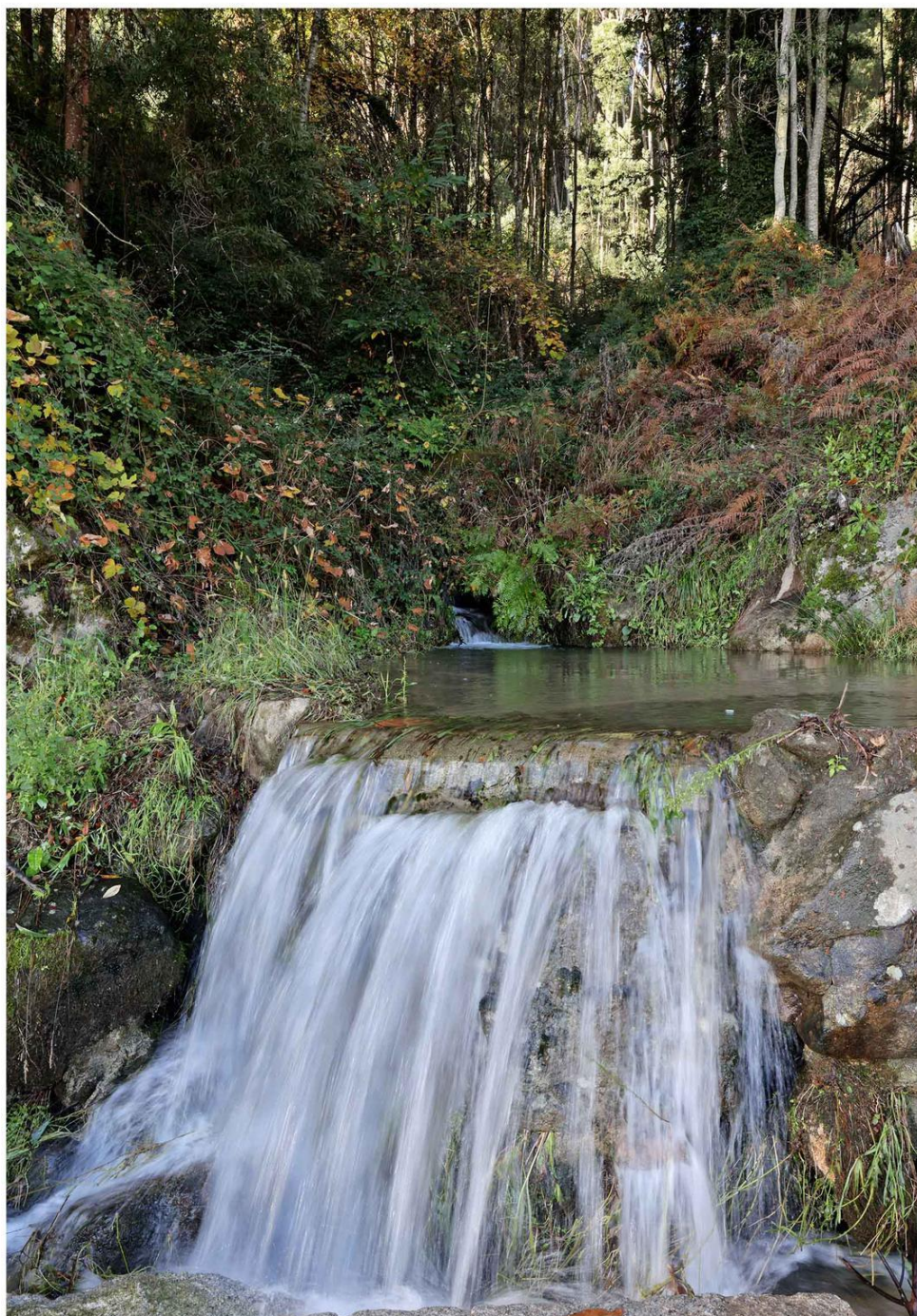
O presente capítulo tem como objetivo aplicar, a um caso de estudo concreto, os conceitos, metodologias e fundamentos teóricos abordados nos capítulos anteriores.



Figura 23 - Unidade agrícola considerada no caso de estudo.

A unidade agrícola em análise localiza-se no concelho de Penafiel, na margem direita do rio Tâmega, integrando a bacia hidrográfica do Douro. A propriedade dispõe de uma azenha situada a montante, implantada na linha de água principal que atravessa a área de estudo. Atualmente, procede-se à captação de água nesse ponto, sendo esta conduzida por valetas de secção semicircular até à unidade agrícola, onde é armazenada numa charca e, posteriormente, num reservatório. A água acumulada é depois utilizada para a rega dos campos agrícolas, situados a cotas inferiores no terreno da propriedade.

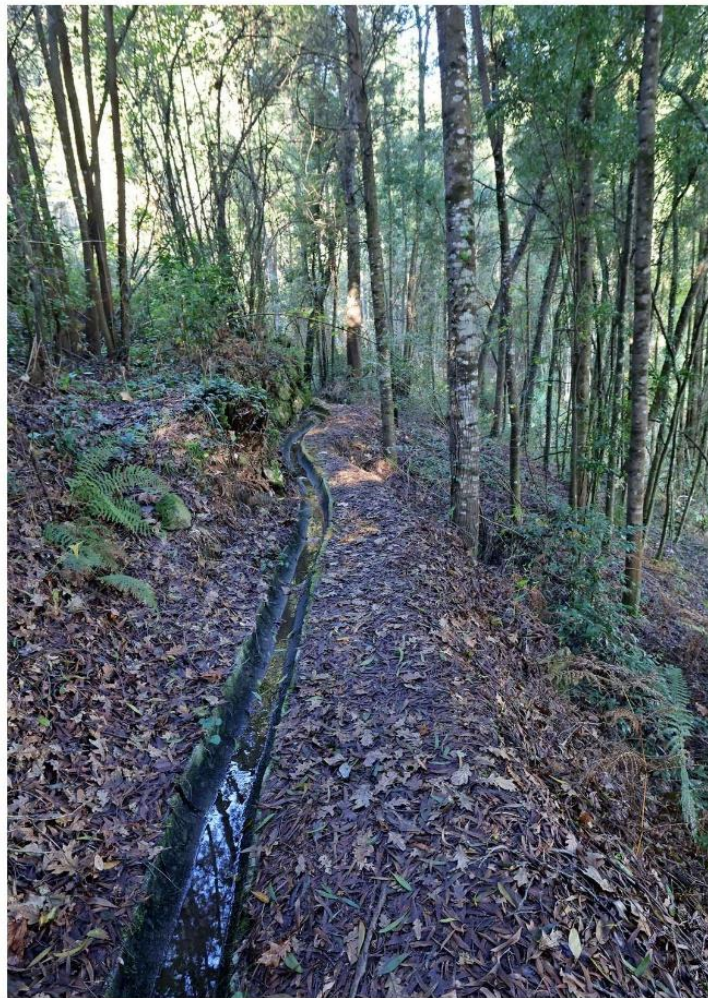
De forma a ilustrar o sistema de captação e condução de água atualmente existente na unidade agrícola, apresentam-se seguidamente as Figuras 23,24,25 e 26, que representam, respetivamente, a linha de água principal do local de estudo, a condução da água através de valetas, a charca de armazenamento e o reservatório final. Estas imagens permitem compreender de forma mais clara o funcionamento do sistema hidráulico e a disposição sequencial dos seus principais elementos.



Miguel Novais Barbosa - 20 Novembro 2025

. P5K_E032

Figura 24 - Linha de água principal do caso de estudo.



Miguel Novais Barbosa - 20 Novembro 2025

. P5K_E023

Figura 25 - Condução de água desde o ponto de captação através de valetas.



Miguel Novais Barbosa - 20 Novembro 2025

. P5K_E003

Figura 26 - Charca de armazenamento da água.



Figura 27 - Reservatório de armazenamento final.

A unidade possui, adicionalmente, um sistema de produção de energia proveniente de fontes renováveis, constituído por painéis fotovoltaicos e uma bateria de iões de lítio com capacidade de 13,5 kWh. Esta solução permite armazenar a energia gerada e, consequentemente, reduzir a dependência face à rede elétrica pública. Contudo, a potência instalada ainda se revela insuficiente para satisfazer integralmente as necessidades energéticas da exploração, embora, durante os meses de verão – período de maior radiação solar e menor consumo – a produção se aproxime do nível de autossuficiência.

Este caso de estudo revela-se particularmente pertinente no âmbito da presente dissertação devido à elevada disponibilidade de recursos hídricos e ao desnível existente no local, bem como à já implementada integração com fontes solares fotovoltaicas e sistemas de armazenamento de energia. Esta combinação permite explorar a complementaridade entre as produções hidroelétrica e fotovoltaica, equilibrando a variabilidade sazonal e atenuando os picos de consumo através do armazenamento energético.

Em virtude destas características, a unidade agrícola apresenta um elevado potencial para a implementação de um sistema de microprodução hidroelétrica, capaz de conduzir à independência energética total da exploração.

Nos subcapítulos seguintes procede-se à caracterização detalhada do caso de estudo, abrangendo a análise hidrológica da bacia considerada, o dimensionamento do sistema hidráulico proposto e a avaliação da viabilidade económica do projeto.

6.2. CARACTERIZAÇÃO TOPOGRÁFICA E GEOGRÁFICA DA ÁREA DE ESTUDO

Para uma compreensão detalhada do enquadramento territorial da unidade agrícola em análise, procedeu-se inicialmente à consulta da Carta Militar correspondente à zona de estudo. Esta carta permitiu identificar os principais elementos morfológicos e hidrográficos da região, nomeadamente as cotas altimétricas, linhas de água, rede viária e limites da ocupação agrícola, fornecendo uma visão geral do relevo e da sua influência sobre o escoamento superficial.

A Figura 28 apresenta a Carta Militar da área em estudo, onde se podem observar os principais elementos topográficos e hidrográficos que enquadram a unidade agrícola.

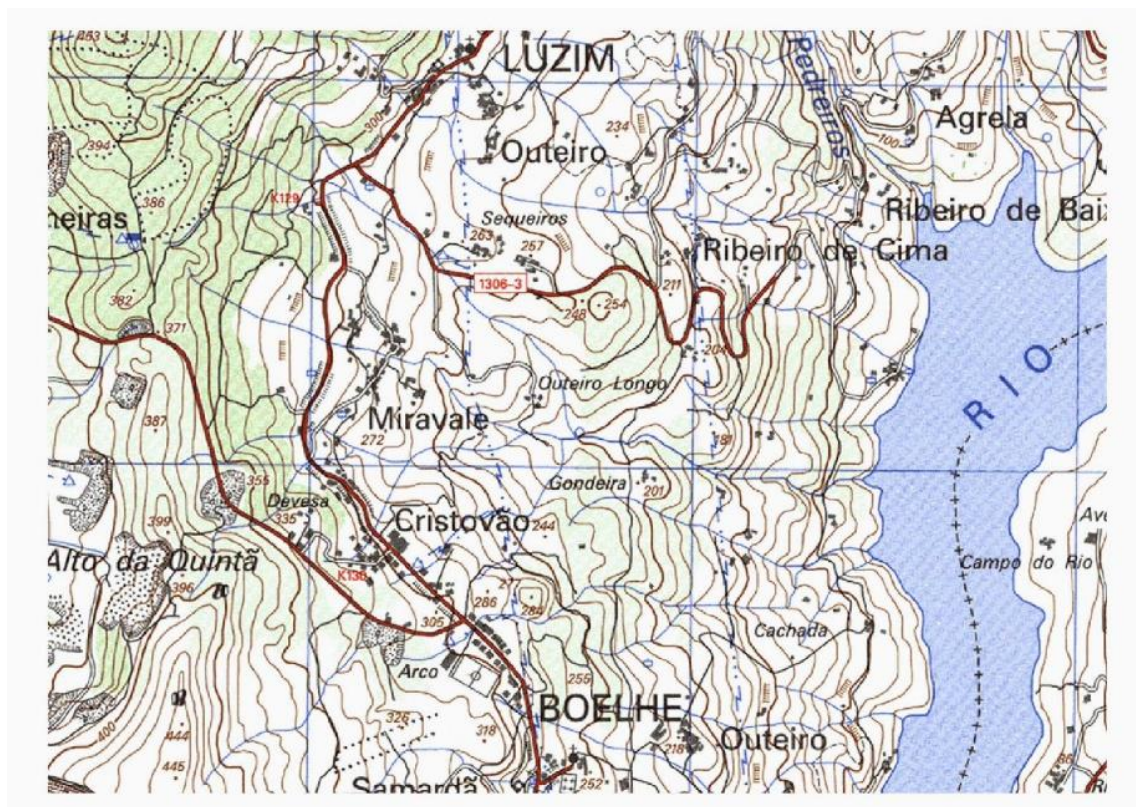


Figura 28 - Carta Militar da zona de estudo.

A carta militar foi posteriormente georreferenciada e sobreposta a uma imagem de satélite utilizando o software QGIS, de modo a facilitar a identificação precisa da área de estudo e das infraestruturas hidráulicas de interesse. Esta combinação de informação cartográfica e imagem georreferenciada possibilitou uma correlação mais rigorosa entre os elementos observados em campo e a representação cartográfica digital.

A Figura 29 mostra o resultado dessa integração e realça a utilidade do QGIS na identificação espacial detalhada da zona de estudo.



Figura 29 - Carta Militar Georreferenciada.

De seguida, recorreu-se à extensão DGT CDD Portal, disponibilizada pela Direção-Geral do Território (DGT), a qual permite aceder a modelos digitais do terreno obtidos a partir de dados LiDAR de alta resolução. Através desta ferramenta, foram extraídas duas camadas topográficas distintas: o Modelo Digital de Superfície (MDS), que inclui edificações, vegetação e demais elementos superficiais, e o Modelo Digital do Terreno (MDT), que representa exclusivamente a morfologia do solo. As referidas camadas, com resolução espacial de $50 \times 50 \text{ cm}^2$, oferecem uma elevada precisão na análise altimétrica e permitem uma caracterização detalhada da topografia local.

A Figura 30 ilustra o Modelo Digital de Superfície (MDS), evidenciando as principais estruturas e elementos que compõem a área de estudo, enquanto a Figura 31 apresenta o Modelo Digital do Terreno (MDT), representando a configuração real do relevo subjacente.

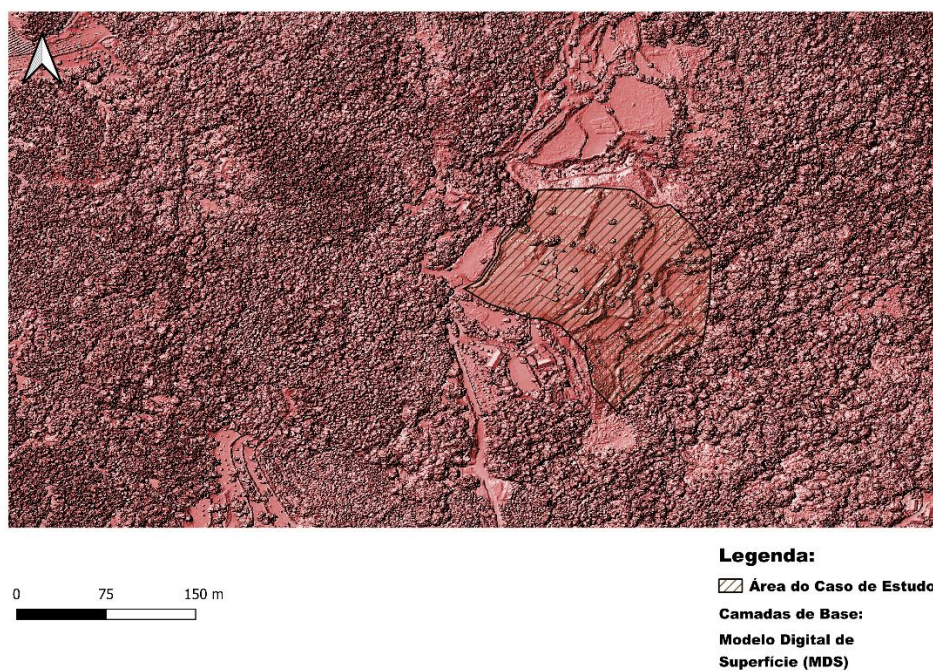


Figura 30 - Modelo Digital de Superfície (MDS).

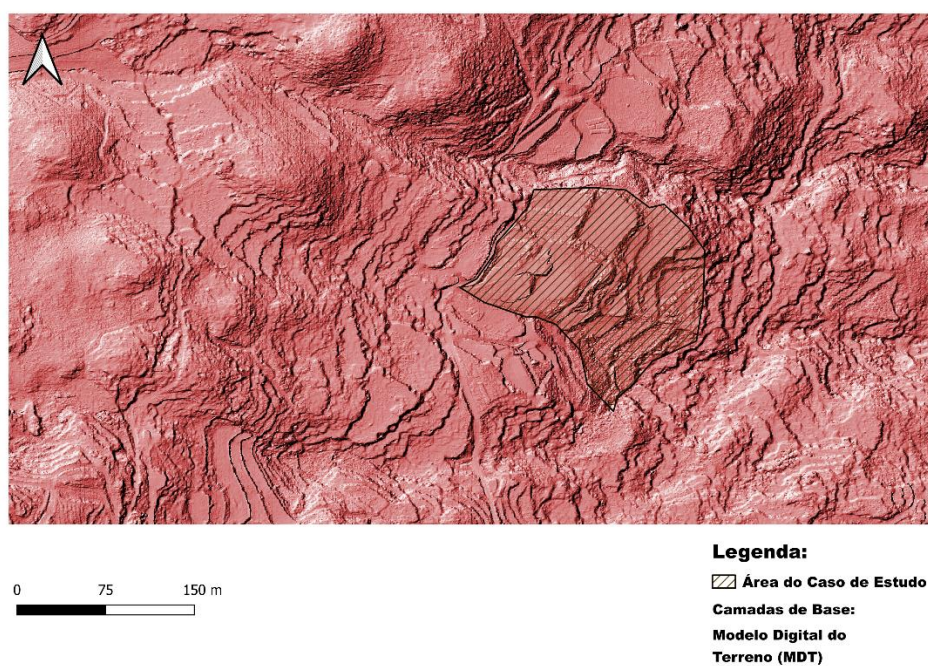


Figura 31 - Modelo Digital do Terreno (MDT).

A utilização destes modelos revelou-se essencial para a determinação de parâmetros topográficos relevantes, como as cotas altimétricas, declives locais e quedas de água disponíveis, fundamentais para o dimensionamento preliminar de um sistema hidroelétrico. Além disso, esta informação será particularmente útil nos subcapítulos seguintes, onde se abordará a definição das bacias de drenagem associadas ao ponto de captação e a identificação das linhas de água principais que influenciam o comportamento hidrológico da área em estudo.

6.3. CÁLCULOS HIDROLÓGICOS E MODELAÇÃO DA BACIA DE ESTUDO

Este subcapítulo tem como objetivo apresentar a metodologia adotada para a caracterização hidrológica da bacia de estudo e a estimativa dos caudais afluentes no ponto de captação proposto. Dada a inexistência de medições diretas de caudal no local, recorreu-se a métodos de modelação hidrológica baseados em dados de precipitação, complementados por ferramentas de análise espacial e sistemas de informação geográfica. O processo incluiu a recolha e tratamento de séries históricas de precipitação, a aplicação do método de Thiessen para determinação da influência das estações climatológicas e, por fim, a simulação hidrológica através do modelo HEC-HMS, que permitiu gerar a série simulada de caudais diários da bacia.

6.3.1. CARACTERIZAÇÃO PLUVIOMÉTRICA DA ÁREA DE ESTUDO

Para a caracterização pluviométrica da área de estudo, foram identificadas as estações pluviométricas mais próximas com registos representativos da precipitação regional. Estas correspondem às estações de Penafiel, Entre-os-Rios e Marco de Canaveses, todas integradas na rede do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH), sob responsabilidade da Agência Portuguesa do Ambiente (APA).

As estações de Penafiel e Entre-os-Rios iniciaram o seu funcionamento em 1913, enquanto a estação de Marco de Canaveses foi instalada em 1931. Todas permanecem ativas até à atualidade, mantendo medições regulares de precipitação diária, mensal e anual. Esta continuidade de operação permite obter séries temporais extensas e fiáveis, fundamentais para a análise estatística das condições pluviométricas da região.

Recorreu-se à aplicação do método de Thiessen para determinar a área de influência de cada estação pluviométrica. Este processo foi efetuado no software QGIS, onde as estações foram georreferenciadas e delimitados os respetivos polígonos de influência. A análise revelou que a totalidade da bacia hidrográfica em estudo se encontra abrangida pela área de influência da estação de Entre-os-Rios, razão pela qual esta foi considerada representativa para a modelação.

A Figura 32 apresenta a representação geográfica dos polígonos de Thiessen desenvolvida em QGIS.

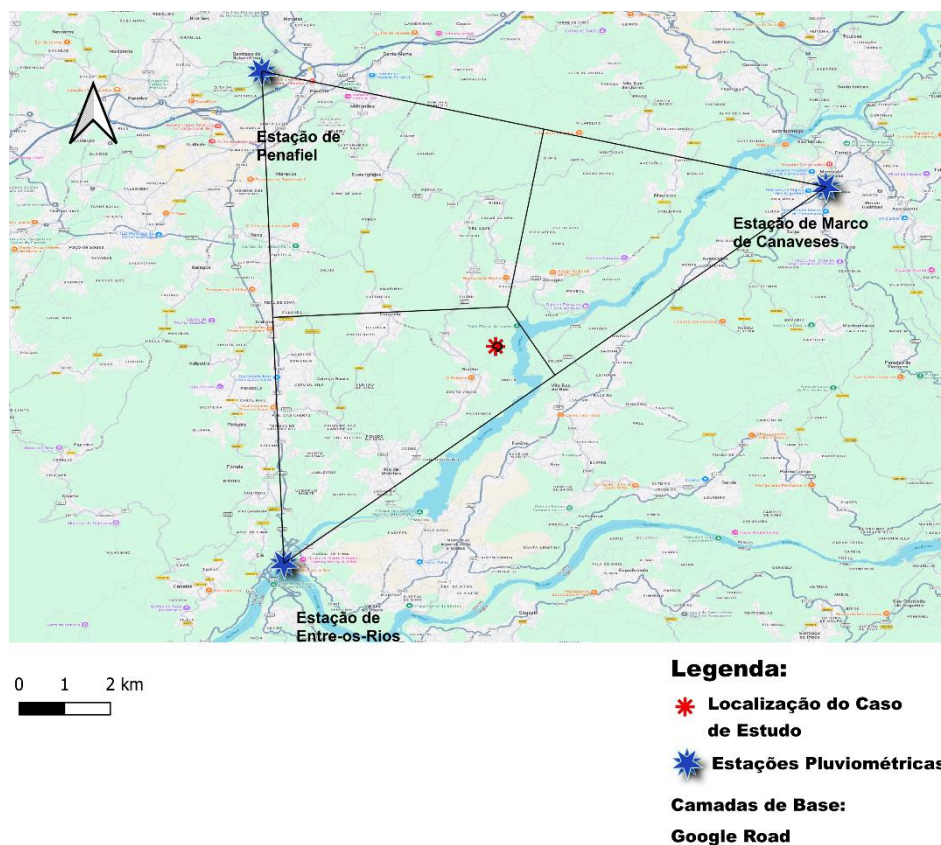


Figura 32 - Polígonos de Thiessen da área de estudo.

Com base nos dados históricos de precipitação da estação pluviométrica de Entre-os-Rios, procedeu-se à caracterização pluviométrica interanual através da classificação dos anos hidrológicos em cinco categorias: muito seco, seco, normal, húmido e muito húmido. Esta análise incluiu o período compreendido entre 1913 e 2024, permitindo identificar a variabilidade de precipitação ao longo das últimas décadas e compreender as condições médias e extremas da região.

Contudo, verificou-se a ausência de registos de precipitação para o intervalo entre 2008 e 2014, uma vez que nenhuma das três estações pluviométricas consideradas (Penafiel, Entre-os-Rios e Marco de Canaveses) dispõe de dados para esse período. Esta lacuna impossibilitou a reconstrução de valores com recurso a métodos estatísticos de correlação, como o das duplas acumulações, devido à inexistência de séries simultâneas e consistentes que permitissem a interpolação fiável dos dados em falta.

A Figura 33 apresenta o gráfico de classificação obtido, onde se observa a distribuição dos anos hidrológicos segundo os valores anuais de precipitação.

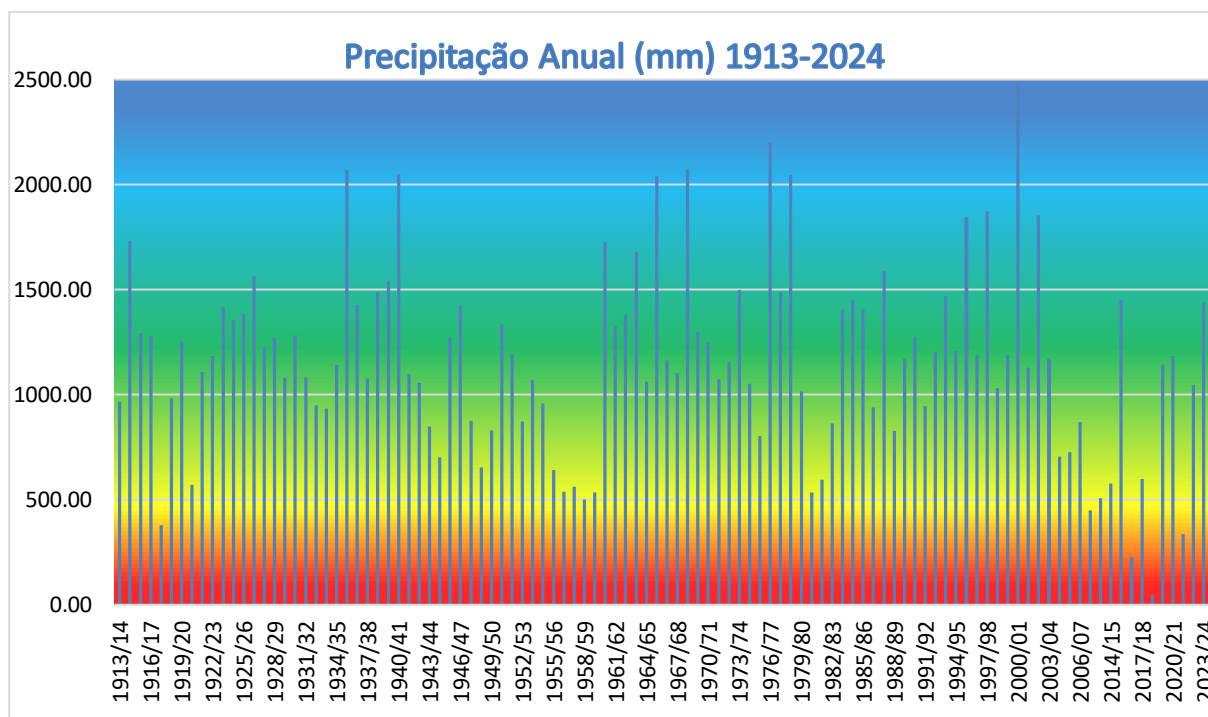


Figura 33 - Classificação anual em função da precipitação de 1913 a 2024.

6.3.2. MODELAÇÃO HIDROLÓGICA COM O PROGRAMA HEC-HMS

A modelação hidrológica constitui uma etapa essencial na análise do comportamento de uma bacia hidrográfica, permitindo estimar o escoamento superficial resultante dos eventos de precipitação e compreender a resposta hidrológica do sistema. Para este estudo, optou-se pela utilização do software HEC-HMS (Hydrologic Modeling System), desenvolvido pelo U.S. Army Corps of Engineers, amplamente reconhecido pela sua fiabilidade e capacidade de representação detalhada de processos hidrológicos em bacias de diferentes dimensões e características.

O HEC-HMS é um modelo hidráulico-hidrológico de base conceptual, orientado para a simulação do ciclo hidrológico em bacias específicas. O programa integra módulos para a simulação de precipitação, infiltração, escoamento superficial e subterrâneo e propagação de caudais, permitindo calcular séries temporais de caudal em pontos definidos da rede de drenagem. A sua estrutura modular e flexível torna-o ideal para aplicações de planeamento, gestão de recursos hídricos e dimensionamento de infraestruturas hidráulicas, como pequenos aproveitamentos hidroelétricos ou sistemas de drenagem.

No presente trabalho, o HEC-HMS foi utilizado para simular o escoamento superficial da bacia onde se insere a unidade agrícola em estudo, com o objetivo de determinar a série temporal de caudais médios diários no ponto de captação definido. O modelo foi construído com base em informação topográfica obtida a partir do Modelo Digital do Terreno (MDT) e em parâmetros hidrológicos calibrados em função das características do solo, declives e cobertura vegetal.

O procedimento seguido para o desenvolvimento do modelo incluiu as seguintes etapas metodológicas.

6.3.2.1. Delimitação das Linhas de Água e da Rede de Drenagem Principal

A primeira etapa da modelação consistiu em a identificar as linhas de escoamento natural e a rede de drenagem principal da bacia hidrográfica. Este procedimento foi realizado a partir do Modelo Digital do Terreno (MDT), previamente obtido com resolução espacial de $50 \times 50 \text{ cm}^2$.

Inicialmente, o MDT foi processado no HEC-HMS, em conjunto com o módulo auxiliar HEC-GeoHMS. Esta ferramenta permite converter a informação altimétrica do terreno em elementos hidrológicos digitais, representando o movimento natural da água à superfície sob a ação da gravidade. O processo envolve a determinação da direção de escoamento (Flow Direction) para cada célula do modelo, seguida do cálculo da acumulação de escoamento (Flow Accumulation). As áreas com maior acumulação são então interpretadas como potenciais linhas de água, definindo automaticamente a rede de drenagem principal da bacia.

Posteriormente, estes dados foram transferidos para o QGIS para uma análise visual mais detalhada e validação espacial do traçado hidrológico obtido. Esta integração entre HEC-HMS, HEC-GeoHMS e QGIS permitiu confirmar a coerência geomorfológica das linhas de drenagem delineadas e adequar o modelo às condições reais observadas na área de estudo.

A Figura 34 apresenta as linhas de escoamento natural e a rede de drenagem principal obtidas a partir do MDT, onde se destacam os eixos das linhas de água e as zonas de maior convergência do escoamento superficial.

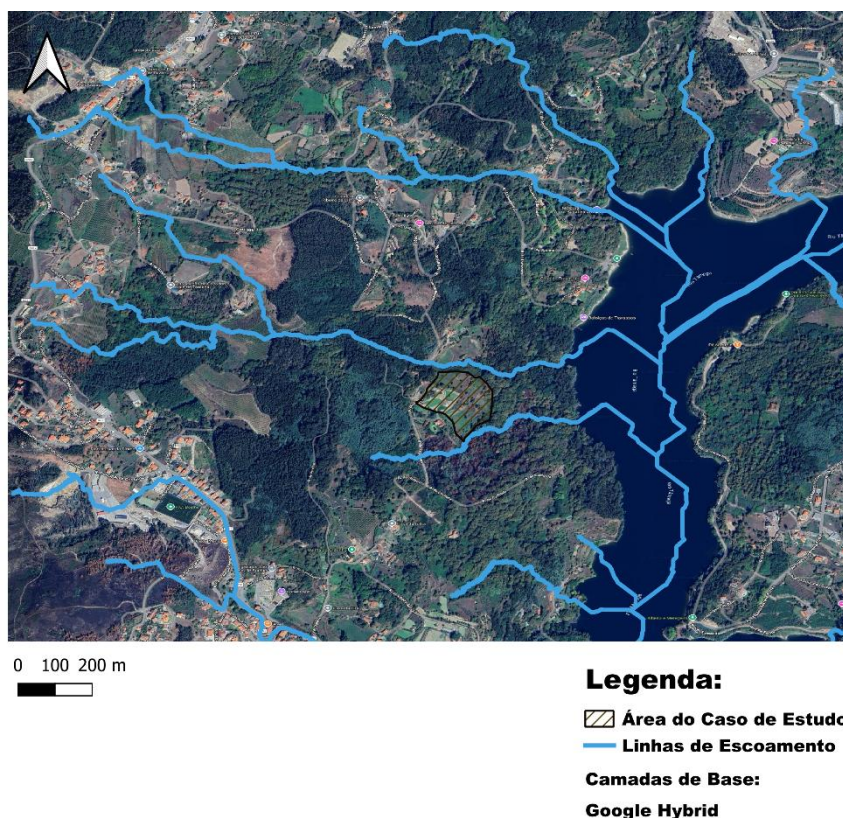


Figura 34 - Linhas de escoamento natural da área de estudo.

6.3.2.2. Definição do Ponto de Captação e das Sub-Bacias Contributivas

Após a definição da rede de drenagem principal, procedeu-se à identificação do ponto de captação, correspondente ao local onde se prevê a instalação do sistema de microaproveitamento hidroelétrico. Este ponto foi posicionado diretamente sobre a linha de água principal, no mesmo local onde atualmente é efetuada a captação de água existente na propriedade agrícola.

A Figura 35 apresenta o ponto de captação identificado do sistema hidroelétrico.

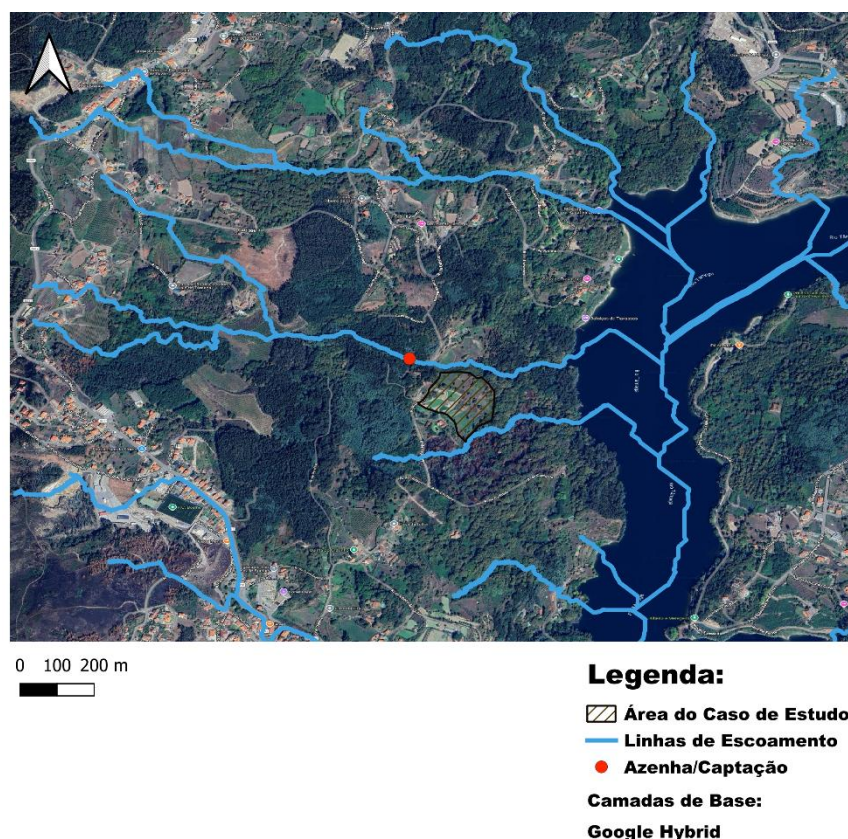


Figura 35 - Ponto de captação do sistema hidroelétrico.

A partir deste ponto de saída (outlet), o software HEC-HMS, operando em conjunto com o módulo HEC-GeoHMS, realizou a delimitação automática das sub-bacias contributivas. Este processo utiliza os dados altimétricos do Modelo Digital do Terreno (MDT) para analisar o gradiente do relevo e determinar as fronteiras naturais que separam as áreas de escoamento. Cada sub-bacia é definida de acordo com a direção de escoamento superficial e representa a área drenante que contribui diretamente para um ponto de confluência da rede hidrográfica.

O modelo resultante apresenta assim uma divisão hierarquizada da bacia, composta por diversas sub-unidades hidrológicas interligadas, que permitem calcular a precipitação eficaz, o escoamento de cada unidade, e, finalmente, o caudal total convergente no ponto de captação. Esta segmentação espacial é fundamental para o funcionamento do HEC-HMS, uma vez que o programa calcula o balanço hídrico e o hidrograma de saída de cada sub-bacia de forma individual, integrando depois os resultados ao longo da rede de drenagem.

A Figura 36 mostra o resultado da delimitação automática das sub-bacias contributivas para o ponto de captação definido, obtidas por processamento do MDT, onde se evidenciam as divisórias topográficas e os limites de cada unidade hidrológica. E seguidamente na, Figura 37, são apresentadas as mesmas bacias georreferenciadas no software QGIS.

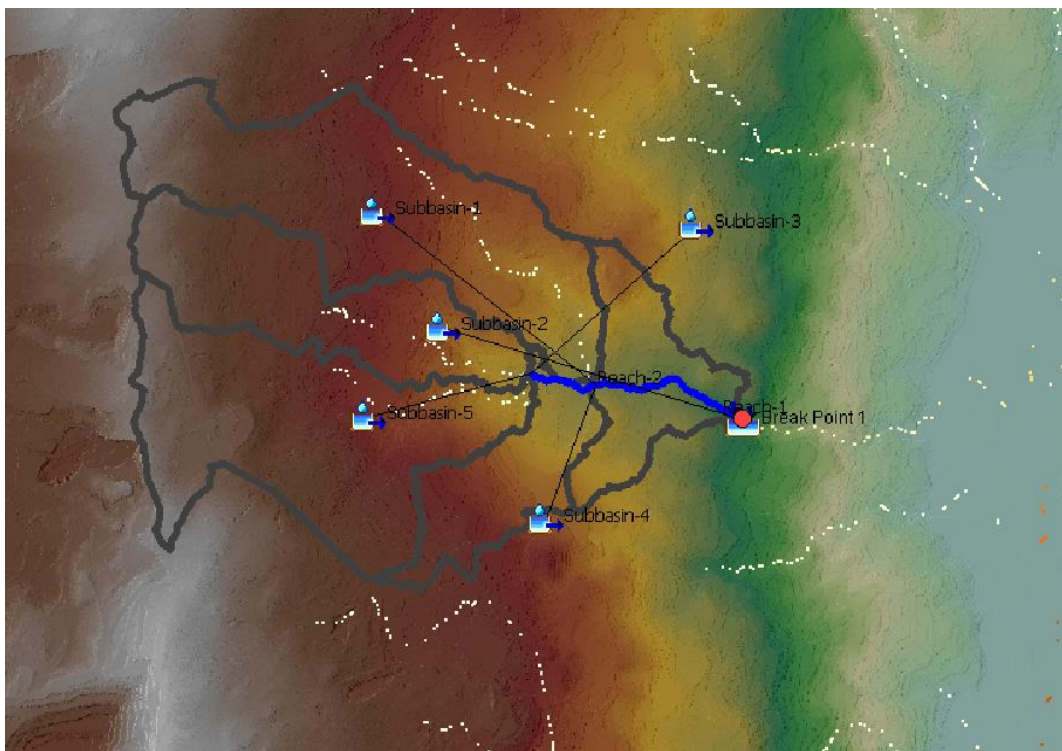


Figura 36 - Delimitação das sub-bacias contributivas para o ponto de captação.

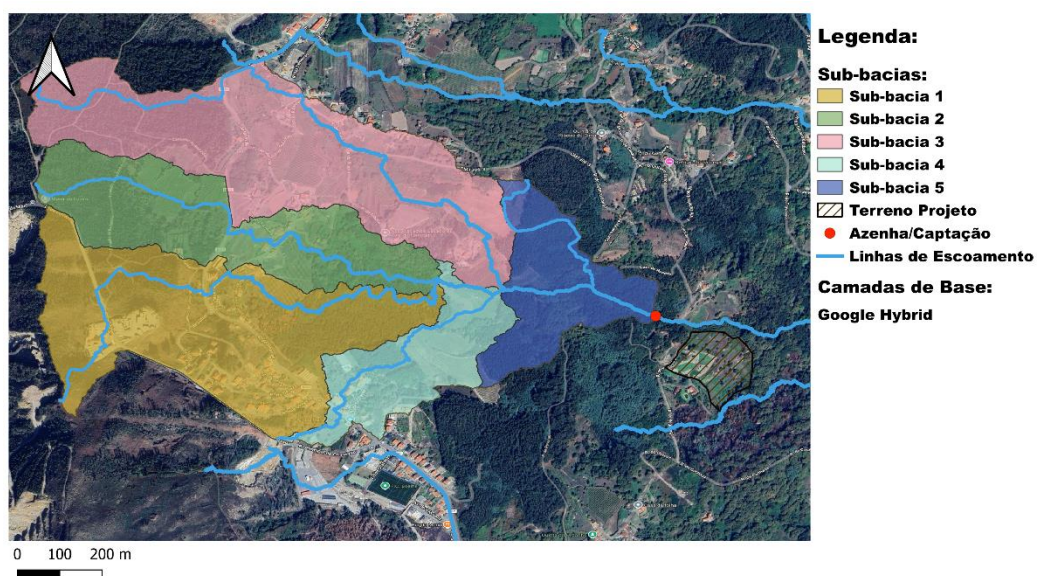


Figura 37 - Sub-bacias georreferenciadas no software QGIS.

Seguidamente, na Tabela 19, apresentam-se os principais parâmetros geométricos das sub-bacias que contribuem diretamente para o ponto de captação definido, permitindo compreender a estrutura espacial da bacia e quantificar o contributo relativo de cada sub-bacia para o caudal total convergente no ponto de interesse.

Tabela 19 - Parâmetros geométricos das sub-bacias que contribuem para o ponto de captação.

Sub-bacia	Área (km ²)	Comprimento máximo da linha de água (km)	Declive médio da Sub-bacia (M/M)
1	0,3593	2,2781	0,2638
2	0,1210	0,930	0,3080
3	0,2127	1,558	0,2799
4	0,1145	1,094	0,2553
5	0,3318	2,007	0,3342

Com as sub-bacias contributivas devidamente definidas e caracterizadas geometricamente, é agora possível proceder à etapa seguinte de caracterização dos parâmetros hidrológicos necessários à simulação do modelo HEC-HMS.

6.3.2.3. Caracterização dos Parâmetros Físicos e Hidrológicos do Modelo

Nesta fase, foram definidos e atribuídos ao modelo os parâmetros físicos e hidrológicos necessários para a simulação do comportamento da bacia no HEC-HMS. Estes parâmetros permitem representar matematicamente os processos de infiltração, escoamento superficial e subterrâneo, e a transformação da precipitação em caudal ao longo das sub-bacias identificadas. A sua correta calibração é determinante para que o modelo reproduza com fidelidade a resposta hidrológica real do sistema.

A determinação destes parâmetros foi realizada com base nas características do solo, cobertura vegetal, declive e uso do solo da área em estudo.

No modelo desenvolvido foram utilizados três grupos principais de parâmetros:

(i) Perdas – Método SCS Curve Number (Loss Method – SCS Curve Number):

O método SCS Curve Number (CN), desenvolvido pelo Soil Conservation Service (SCS, atualmente NRCS – Natural Resources Conservation Service, EUA), foi adotado para estimar as perdas por infiltração e armazenamento inicial do solo. Este método relaciona a precipitação total com a lâmina de escoamento superficial, considerando a capacidade de infiltração do terreno e o uso do solo.

O valor do Curve Number varia entre 0 e 100: valores baixos correspondem a solos mais permeáveis e vegetação densa (maior infiltração), enquanto valores elevados indicam áreas impermeáveis ou solos compactados (maior escoamento). O cálculo dos CN foi efetuado com base na classificação Hydrologic Soil Groups (A, B, C, D) e no tipo de cobertura vegetal dominante, que são descritas na Tabela 20 e Tabela 21, respetivamente.

Tabela 20 - Caracterização do grupo de solos.

Grupo	Descrição
A	Solos arenosos, com textura total inferior a 5%, com baixa atividade de argila (menos de 1%). Solos arenosos com baixa camada de argila, ou solos com mais de 1,5 m de terra húmífera e sem camada de argila.
B	Solos arenosos menos profundos que os do Grupo A, com menor teor de areia ou argila limitada, abaixo de 20% de grãos maiores que 0,2 mm na camada superior. Solos de terra húmida podem subir, respetivamente, a 1,2 e 1,5%.
C	Solos argilosos com teor de argila de 20 a 30% mais saturados superficialmente que os do Grupo B, mas com camada permeável dentro de 50 cm da superfície.
D	Solos argilosos com mais de 40% de argila total (camada de 30 cm), ou solos com mais de 1 m de camada argilosa mais densa que o Grupo B, mas com camada permeável dentro de 50 cm da superfície. Solos arenosos (30-40% de argila total) com camada densa de 50 a 60 cm de profundidade. Ou solos arenosos com horizonte mais compacto que o Grupo B, mas com camada permeável dentro de 1 m da superfície.

Tabela 21 - Caracterização do SCS Curve Number (CN), em função do tipo de solo e sua utilização.

Uso do Solo	Grupo de Solo			
	A	B	C	D
Agricultura	62	71	78	81
Pastagem	25	59	75	83
Florestas Naturais	36	60	70	76
Áreas Urbanas	77	85	90	92

A bacia hidrográfica classifica-se como Grupo de Solo C devido aos solos graníticos meteorizados predominantes em Penafiel, com uso principal Floresta Natural. Para a simulação HEC-HMS adotou-se $CN = 70$, valor adequado para esta combinação.

- (ii) Transformação – Método SCS Unit Hydrograph (Transform Method – SCS Unit Hydrograph)
Para a conversão da precipitação efetiva em caudal, foi utilizado o método do Hidrograma Unitário do SCS (SCS Unit Hydrograph). Este método baseia-se em princípios empíricos que descrevem a resposta temporal da bacia a um evento de precipitação unitária (1 mm), considerando a forma e o tempo de concentração da bacia.

O HEC-HMS requer a definição de parâmetros como o tempo de retardamento (lag time), que representa o intervalo entre o centro da precipitação efetiva e o pico do caudal gerado, e o tempo de concentração, associado à dimensão e declive da bacia. Estes parâmetros são calculados automaticamente pelo software, uma vez que já possui os dados geométricos de cada bacia.

- (iii) Escoamento de base – Método Recession (Baseflow Method – Recession)

O escoamento de base (baseflow) representa o contributo originado pelas reservas subterrâneas e infiltrações lentas que alimentam o curso de água após os eventos de precipitação. No modelo, este componente foi representado pelo método Recession, que assume que o decréscimo do caudal base segue uma função exponencial ao longo do tempo.

Este método é definido por três parâmetros principais: o caudal inicial (Initial Baseflow), o coeficiente de recessão (Recession Constant), que controla a taxa de decréscimo do caudal, e o limite de recessão (Flow Ratio), que define a proporção de escoamento em relação ao valor máximo registado. Estes parâmetros foram ajustados tendo em conta o comportamento esperado da bacia na ausência de precipitação, simulando o fluxo sustentado pelas águas subterrâneas.

A definição conjunta destes parâmetros permitiu representar de forma integrada os principais processos hidrológicos da bacia — infiltração, transformação da precipitação em escoamento e contribuição do fluxo de base — garantindo uma simulação coerente e próxima do comportamento real observado.

6.3.2.4. Integração dos Dados de Precipitação

Após a definição dos parâmetros físicos e hidrológicos do modelo, procedeu-se à introdução das séries temporais de precipitação diária da estação pluviométrica de Entre-os-Rios, referentes ao período de 1932 a 2000. Esta estação foi selecionada por apresentar a série temporal mais longa, contínua e de maior qualidade entre as estações analisadas, garantindo um conjunto de dados representativo do regime pluviométrico da região. Adicionalmente, corresponde à única estação com influência direta na bacia de estudo, conforme determinado pelo método dos polígonos de Thiessen aplicado no QGIS, abrangendo integralmente a área hidrográfica contributiva para o ponto de captação.

Antes da integração no modelo, os dados foram verificados quanto à sua consistência interna e completude, procedendo-se à identificação e correção de eventuais falhas ou outliers. Esta verificação foi fundamental para assegurar a fiabilidade dos resultados obtidos pelo modelo hidrológico, uma vez que a simulação do HEC-HMS depende diretamente da qualidade das séries meteorológicas de entrada.

O conjunto de dados de entrada foi configurado como input meteorológico principal da simulação, permitindo calcular a precipitação efetiva em cada sub-bacia, a qual é posteriormente transformada em escoamento pelo modelo hidrológico.

A Figura 38 apresenta o gráfico das séries temporais de precipitação diária da estação de Entre-os-Rios utilizadas no modelo, evidenciando a variabilidade interanual e a ocorrência de períodos de precipitação intensa e seca ao longo do intervalo de 1932 a 2000.

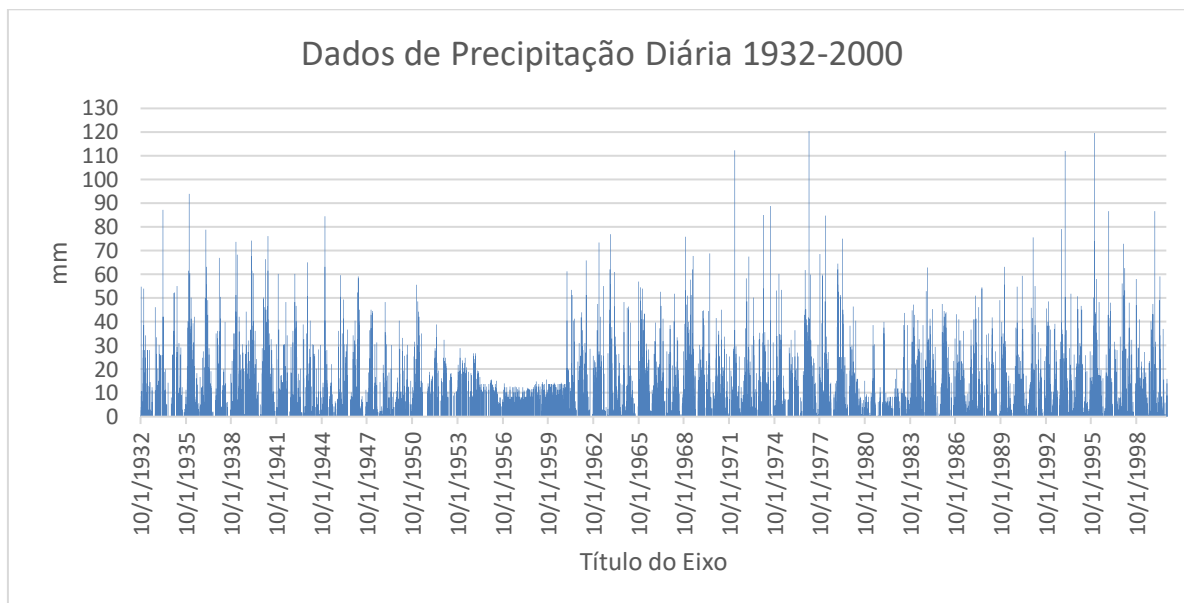


Figura 38 - Dados de precipitação diária da estação de Entre-os-Rios em milímetros de 1932 a 2000.

6.3.2.5. Execução da Simulação e Obtenção dos Resultados

Completada a configuração do modelo — incluindo a delimitação das sub-bacias, definição dos parâmetros hidrológicos e integração das séries de precipitação —, procedeu-se à execução da simulação hidrológica contínua no HEC-HMS, abrangendo todo o período de 1932 a 2000. Esta simulação permitiu gerar uma série temporal de caudais médios diários no ponto de captação definido, representativa do comportamento hidrológico natural da bacia sob diferentes condições meteorológicas.

Os resultados da simulação foram exportados para análise posterior e apresentados na Figura 39, que sumariza os caudais médios diários simulados ao longo dos anos considerados. A tabela seguinte apresenta os caudais médios diários obtidos através da simulação contínua no HEC-HMS para o período 1932-2000. Os resultados evidenciam a variabilidade temporal característica do regime hidrológico da bacia, com valores próximos de zero durante períodos prolongados de seca e picos significativos associados a eventos pluviométricos intensos, refletindo fielmente o comportamento sazonal e interanual dos escoamentos superficiais na bacia de estudo.

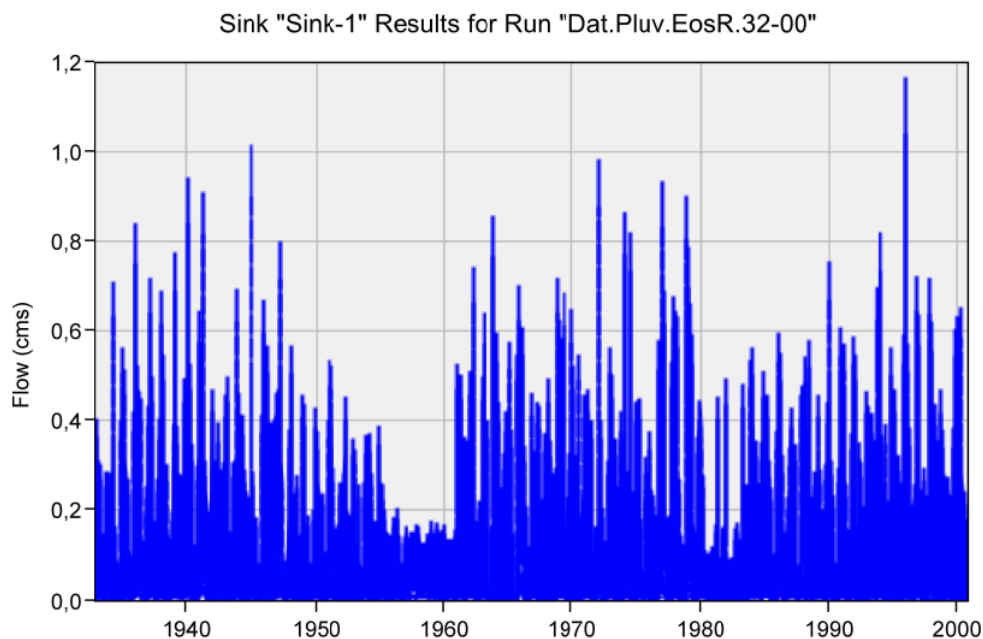


Figura 39 – Gráfico de caudais médios diários simulados para o período de 1932 a 2000.

Para uma análise mais operacional do potencial hidroelétrico, procedeu-se ao tratamento estatístico dos caudais simulados, com o objetivo de construir a curva de caudais classificados (ou curva de duração de caudais), apresentada na Figura 40.

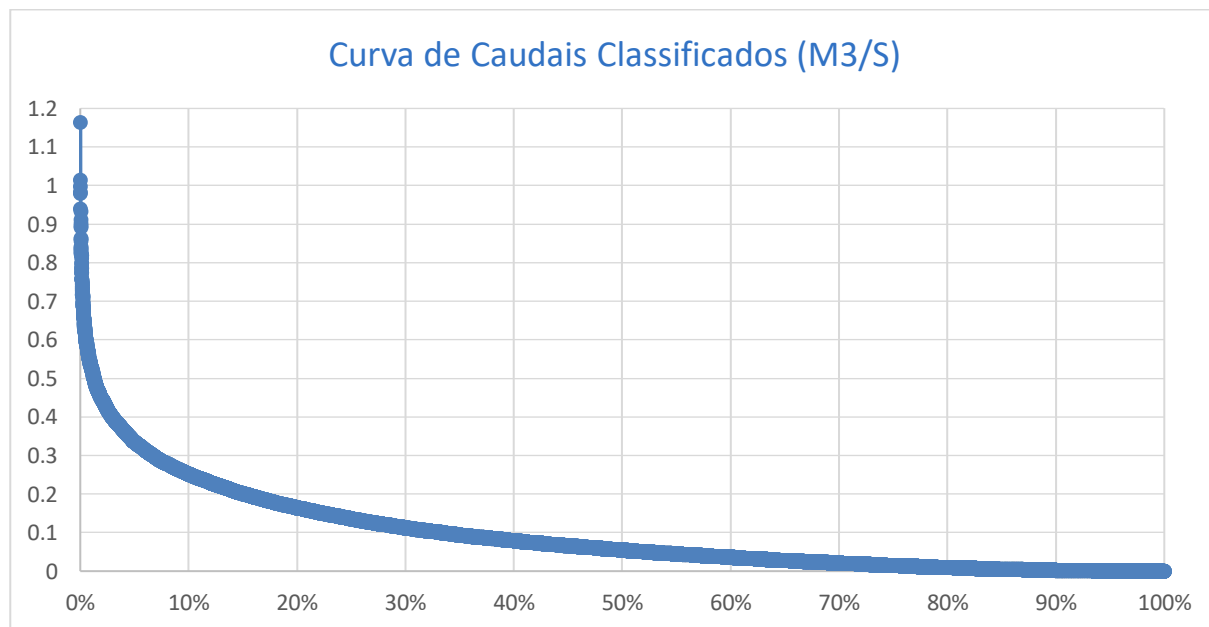


Figura 40 - Curva de caudais classificados da bacia de estudo.

Seguidamente apresenta-se a Tabela 22 com os principais caudais característicos (Q_{95} , Q_{70} , Q_{50} , Q_{30} e Q_5) obtidos a partir da ordenação estatística da série temporal simulada, expressos em l/s e percentagem de tempo excedido, que servirão de referência direta para o dimensionamento do microaproveitamento hidroelétrico no subcapítulo seguinte.

Tabela 22 - Caudais característicos obtidos a partir da série de caudais classificados.

Percentil	Caudal (l/s)
Q ₉₅	0,7
Q ₇₀	21,4
Q ₅₀	55,2
Q ₃₀	113,1
Q ₅	601,1

Estas análises hidrológicas são naturalmente difíceis de validar de forma direta, uma vez que não existem medições históricas de caudais disponíveis na bacia de estudo. Não obstante, o método adotado — baseado em modelação física detalhada com HEC-HMS e dados pluviométricos de longa série da estação de Entre-os-Rios — constitui uma abordagem válida e significativamente mais rigorosa do que métodos empíricos tradicionais, como o da bacia modelo. A utilização de parâmetros hidrológicos calibrados segundo as características reais do terreno e cobertura vegetal assegura uma representação física coerente do comportamento hidrológico esperado, fornecendo uma base técnica sólida para o dimensionamento subsequente do microaproveitamento hidroelétrico.

6.4. DIMENSIONAMENTO HIDRÁULICO DO MICROAPROVEITAMENTO

6.4.1. INTRODUÇÃO

Este subcapítulo apresenta o dimensionamento hidráulico completo do microaproveitamento hidroelétrico proposto para a unidade agrícola em estudo. Com base nos caudais característicos obtidos na modelação HEC-HMS e na queda disponível determinada a partir do Modelo Digital do Terreno (MDT), procedeu-se ao cálculo da potência instalada, à seleção do tipo de turbina e ao dimensionamento preliminar das principais estruturas hidráulicas.

O dimensionamento foi efetuado considerando uma exploração a fio de água, maximizando a utilização dos caudais disponíveis ao longo do ano, em articulação com o sistema fotovoltaico já existente na unidade agrícola.

A proposta para o microaproveitamento hidroelétrico baseia-se na valorização estratégica das infraestruturas hidráulicas já existentes na unidade agrícola, permitindo uma implementação de baixo custo com investimentos mínimos em obra civil nova. Aproveita-se a sequência hidráulica consolidada, que se inicia na captação atual na azenha (situada a montante), prossegue para a charca de sedimentação primária e continua através da rede de filtração de sólidos maiores já instalada entre a charca e o reservatório existente.

Este reservatório — que continuará a servir para rega agrícola e simultaneamente para alimentação da turbina — opera de forma dual como câmara de carga (equalizando variações de caudal e pressão para uma produção energética estável e eficiente) e como decantador secundário para a deposição de partículas finas em suspensão. A saída da tubagem de derivação será posicionada a 10-15 cm acima do fundo do reservatório, captando exclusivamente a água decantada e limpa da zona superior, protegendo assim a turbina contra desgaste prematuro ou obstruções. Complementarmente, a descarga de fundo já existente no reservatório possibilita a limpeza periódica dos sedimentos acumulados, restaurando a capacidade útil sem comprometer as operações diárias de rega ou geração elétrica.

Esta solução integrada e multifuncional garante compatibilidade total entre os usos agrícolas tradicionais e a produção hidroelétrica renovável, eliminando conflitos operacionais e otimizando o aproveitamento da queda hidráulica disponível com perdas hidráulicas mínimas.

A Figura 41 apresenta o esquema geral do microaproveitamento hidroelétrico proposto, destacando as principais estruturas e o percurso hidráulico desde a captação até à turbina.

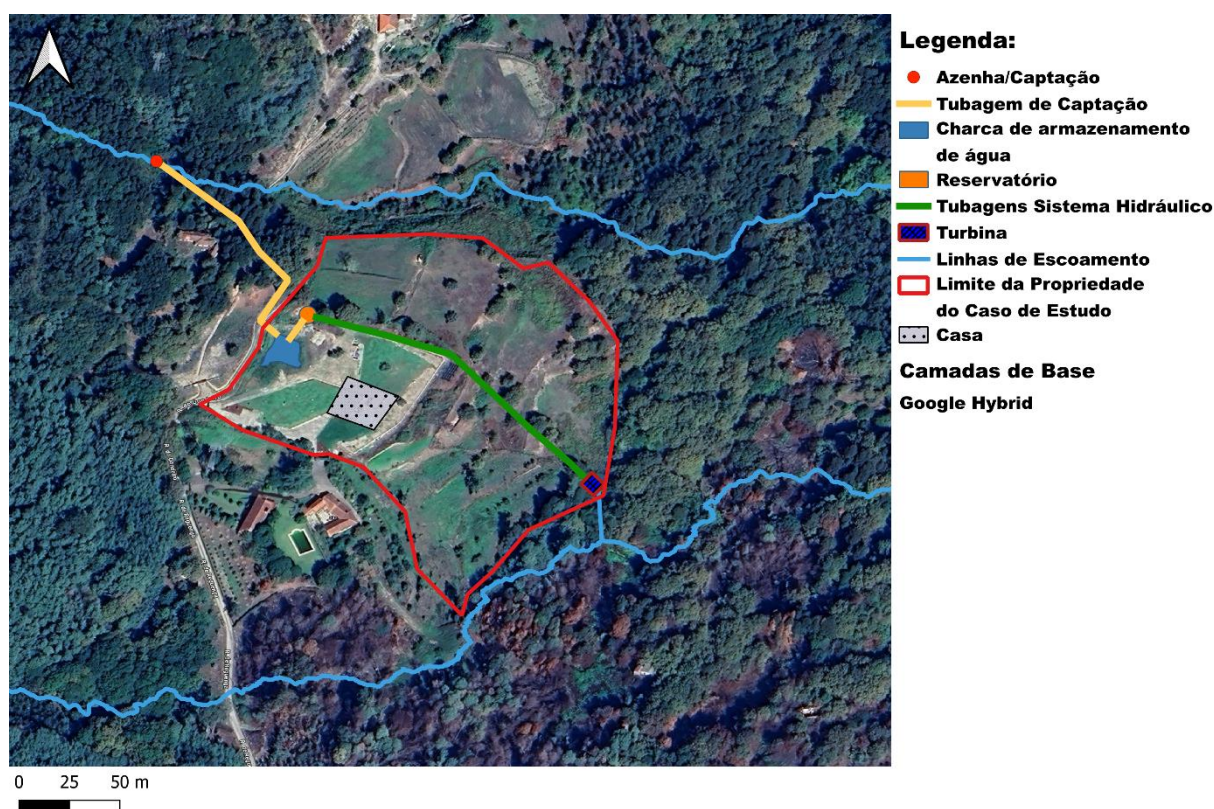


Figura 41 - Esquema geral do microaproveitamento proposto.

Com base no esquema hidráulico proposto e utilizando o Modelo Digital de Terreno (MDT) disponível, é possível determinar com precisão as cotas altimétricas do terreno ao longo de toda a extensão da conduta forçada, desde a câmara de carga (reservatório existente) até à turbina. Esta análise topográfica revela uma queda bruta disponível de 34,5m, permitindo calcular, com exatidão, a queda líquida utilizável.

A Figura 42 evidencia a configuração altimétrica do trecho final do circuito hidráulico — entre a câmara de carga e a turbina — permitindo identificar a queda disponível na conduta forçada.

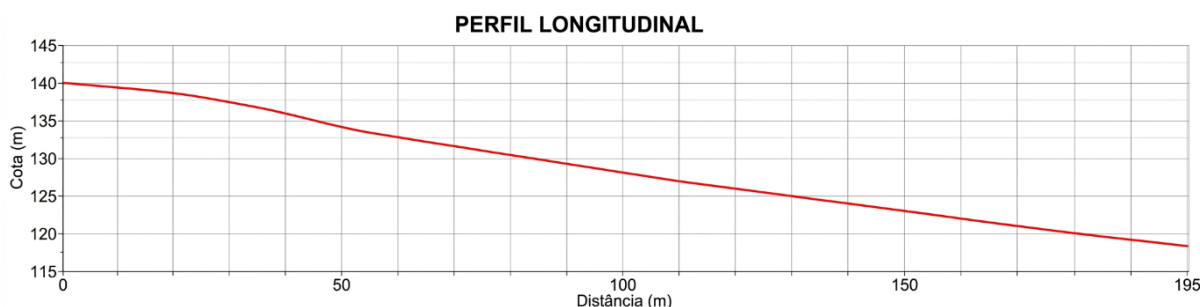


Figura 42 - Perfil longitudinal do terreno ao longo da tubagem forçada, obtido a partir do Modelo Digital do Terreno (MDT).

6.4.2. NECESSIDADES ENERGÉTICAS DA UNIDADE AGRÍCOLA

A caracterização detalhada das necessidades energéticas da unidade agrícola constitui o ponto de partida fundamental para o dimensionamento do microaproveitamento hidroelétrico, permitindo definir metas concretas de produção e avaliar o grau de cobertura das necessidades que o sistema proposto poderá assegurar.

Os consumos elétricos da habitação rural associada à exploração agrícola correspondem aos padrões típicos de uma residência unifamiliar, incluindo:

- (i) Aquecimento elétrico (pico de consumo durante os meses de inverno – dezembro a março);
- (ii) Eletrodomésticos (frigorífico, máquina de lavar loiça, placa de indução, forno);
- (iii) Iluminação e pequenos eletrodomésticos;
- (iv) Consumos basais constantes ao longo do ano (ventilação, sistemas de monitorização).

Atualmente, a unidade dispõe de um sistema fotovoltaico com painéis solares e bateria de iões de lítio de 13,5 kWh de capacidade, os quais cobrem parcialmente as necessidades energéticas. Contudo, persiste um défice significativo, especialmente durante as estações de outono e inverno, quando a produção solar é mínima, mas os consumos de aquecimento atingem o seu pico.

A Figura 43 apresenta o balanço mensal entre consumo energético total da habitação, produção fotovoltaica e respetivo défice energético ao longo do ano de 2025.

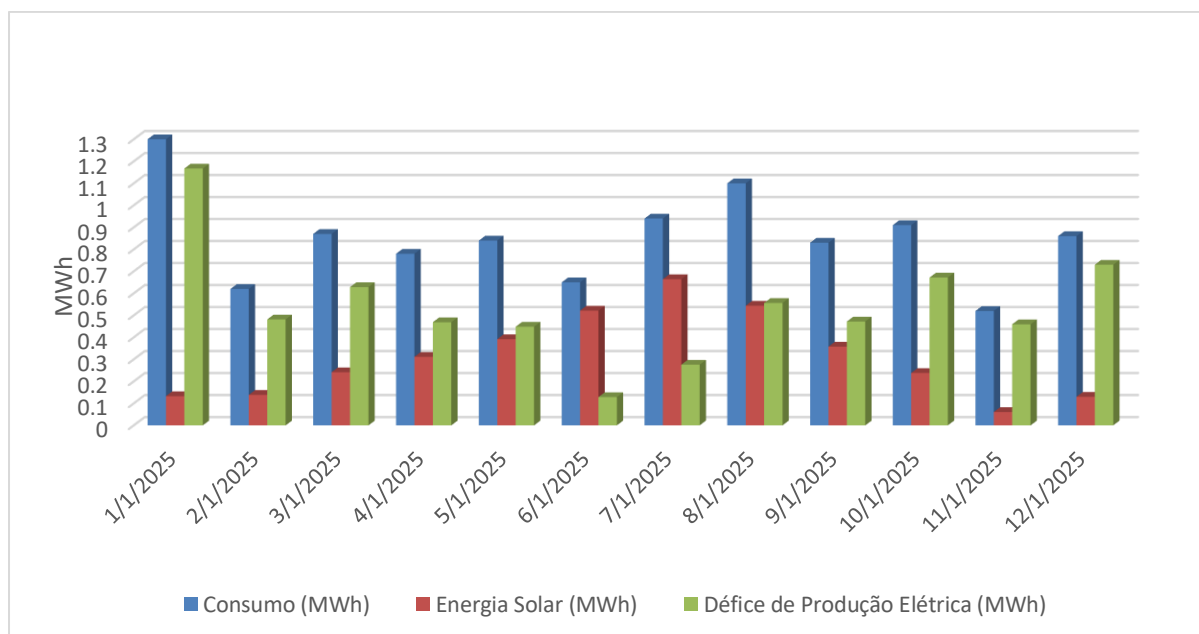


Figura 43 – Gráfico do consumo e produção mensal da unidade agrícola em MWh no ano de 2025.

A análise do gráfico evidencia um comportamento típico ao longo do ano: no inverno, a produção fotovoltaica é bastante reduzida, enquanto os consumos, em particular os de aquecimento, são mais elevados, originando um défice energético significativo. No verão, verifica-se um aumento expressivo da produção solar, que permite cobrir grande parte das necessidades, embora não seja suficiente para satisfazer a totalidade dos consumos. Acresce que a habitação não está ocupada o ano todo, o que introduz alguma variação nos consumos em função da ocupação sazonal. Deste modo, a integração do sistema mini-hídrico com o fotovoltaico revela-se particularmente adequada, uma vez que os respetivos picos sazonais de produção são praticamente opostos, permitindo uma complementaridade que melhora o equilíbrio energético anual do sistema.

A energia armazenada e disponibilizada pela bateria de 13,5 kWh não provém exclusivamente de fontes renováveis (produção fotovoltaica). O proprietário implementou uma estratégia de gestão inteligente da bateria que inclui o carregamento com energia proveniente da rede elétrica pública durante períodos tarifários de baixo custo (ex.: tarifa bi-horária). Esta estratégia tem um duplo objetivo:

- (i) Reduzir os custos efetivos de consumo elétrico através da otimização temporal dos preços;
- (ii) Compensar as limitações da rede elétrica local, que apresenta capacidade insuficiente para suportar picos de consumo.

Assim, embora a bateria contribua significativamente para o equilíbrio energético diário, parte substancial da energia que disponibiliza é de origem não renovável (rede elétrica), reforçando a necessidade de um sistema hidroelétrico que efetivamente produza energia limpa de forma contínua e independente da rede.

A Figura 44 apresenta a evolução mensal da energia consumida pela habitação proveniente da bateria ao longo do ano de 2025, evidenciando o contributo da bateria para o equilíbrio energético diário e a sua utilização estratégica

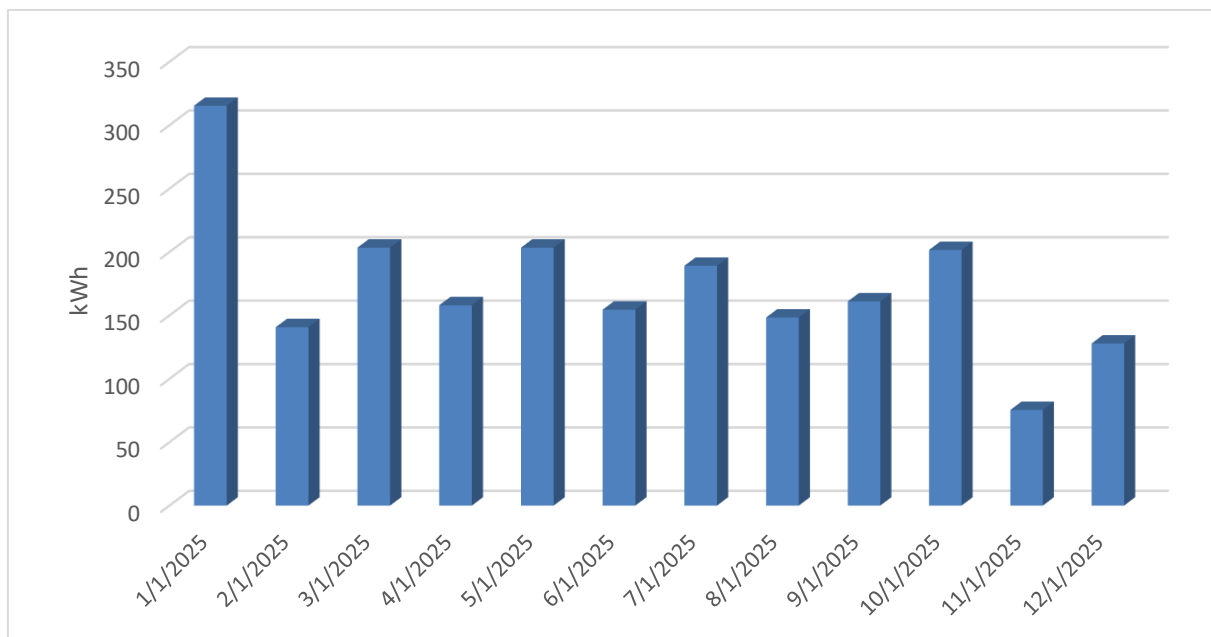


Figura 44 - Gráfico do consumo energético da habitação proveniente da bateria.

A unidade agrícola apresenta um défice energético anual consolidado de 6487,6 kWh, calculado como a diferença entre os consumos totais da habitação — influenciados pela ocupação sazonal — e a produção fotovoltaica existente ao longo dos 12 meses. Este valor reflete os desequilíbrios sazonais já identificados, com picos de défice no inverno devido a consumos elevados de aquecimento e produção solar mínima, justificando a introdução de uma fonte renovável complementar estável.

O microaproveitamento hidráulico será assim dimensionado para cobrir integralmente este défice, de modo a maximizar o autoconsumo, eliminar compras à rede elétrica e otimizar o equilíbrio energético da unidade. Assumindo um custo médio de energia de 0,15 €/kWh, a cobertura total do défice energético anual geraria um retorno financeiro estimado em 973,14 €, um desempenho financeiro notável para uma habitação com utilização não contínua, onde a ocupação sazonal já modera os consumos globais e potencia o impacto relativo da poupança.

No entanto, para alcançar a autossuficiência energética total da unidade agrícola — eliminando défices mesmo nos meses críticos —, a micro-hídrica deve ser projetada com base na potência máxima requerida em janeiro, o mês de maior défice absoluto, onde se sobrepõem consumos intensivos à produção fotovoltaica reduzida. Esta abordagem conservadora garante capacidade de cobertura nos períodos de pico de procura, assegurando independência energética durante todo o ano, resiliência face a variações climáticas e um sistema robusto que pode ainda gerar excedentes vendáveis à rede em meses de produção hídrica superior.

Na Tabela 23 é apresentada a síntese anual do défice energético da unidade agrícola.

Tabela 23 - Síntese anual do défice energético da unidade agrícola.

Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Anual
Défice Energético (kWh)	1167,3	481,3	628,5	468,7	448,3	128,5	275,8	556,2	472,0	671,8	459,2	730,0	6487,6

6.4.3. DIMENSIONAMENTO E OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA

Tendo em conta as necessidades energéticas específicas da unidade agrícola — caracterizadas por um défice anual de 6487,6 kWh com picos críticos no inverno (janeiro: 1167,3 kWh) —, o dimensionamento do microaproveitamento hidroelétrico adota o caudal Q80% (correspondente a 10,0 l/s) como parâmetro de referência para garantir viabilidade técnica e económica mesmo em condições hidrológicas desfavoráveis.

Esta escolha revela-se extremamente conservadora por considerar apenas o caudal superado 80% do tempo, excluindo os 20% de períodos mais secos (verões prolongados ou secas anuais), assegurando produção mínima garantida durante os meses de maior procura energética, quando a produção fotovoltaica é mínima e os consumos de aquecimento atingem o pico. Tal abordagem minimiza riscos de subdimensionamento, previne défices residuais na autossuficiência energética e maximiza a fiabilidade do sistema face à variação climática, alinhando-se com normas de projeto hidráulico que priorizam a sustentabilidade a longo prazo.

Na Tabela 24 e Tabela 25 apresentam-se respetivamente as características principais da conduta forçada proposta para o microaproveitamento hidroelétrico e a quantidade e tipo de acessórios (curvas, reduções, válvulas) ao longo do traçado. Estas especificações técnicas permitem determinar com precisão as perdas de carga totais por atrito e singularidades, calculando consequentemente a queda útil líquida disponível para conversão em energia hidráulica na turbina.

Tabela 24 - Características da conduta forçada do aproveitamento hidráulico.

Parâmetro	Valor
Comprimento (L)	195 m
Material	PAED
Rugosidade (K)	0,01 mm

Tabela 25 - Acessório e respetivo coeficiente de perda de carga do aproveitamento hidráulico.

Componente	Quantidade	Coeficiente de Perda de Carga (K)
Curva 22,5°	2	0,1

Na transição entre o reservatório (câmara de carga) e a conduta forçada existe uma perda de carga geométrica associada à convergência do fluxo desde a grande superfície livre do reservatório para a secção limitada da tubagem de saída. Contudo, para esta aplicação específica, considerando as velocidades extremamente reduzidas no reservatório, esta perda pode ser considerada desprezável, não impactando significativamente o cálculo da queda útil disponível na turbina e simplificando o dimensionamento hidráulico global do sistema.

Seguidamente apresenta-se uma análise comparativa das perdas de carga totais em função do diâmetro nominal da tubagem, considerando as condições operacionais específicas do projeto:

- (i) Queda bruta de 34,5 m, caudal de dimensionamento $Q_{80\%} = 10 \text{ l/s}$ ($0,01 \text{ m}^3/\text{s}$);
- (ii) Tubagem em PEAD com rugosidade absoluta $k = 0,01 \text{ mm}$;
- (iii) Comprimento da conduta forçada de 195 m;
- (iv) Órgãos e acessórios previamente caracterizados (curvas, válvulas, reduções).

Esta otimização das perdas de carga considera um rendimento global do sistema de 70%, valor conservador, mas realista para microaproveitamentos hidroelétricos deste tipo, avaliando simultaneamente as perdas por atrito e singularidades para diferentes diâmetros comerciais, equilibrando eficiência hidráulica com custo de investimento. O diâmetro ótimo emerge como aquele que minimiza perdas totais mantendo velocidades operacionais adequadas, maximizando assim a queda útil líquida disponível na turbina. Esta escolha reflete as limitações dos componentes comercialmente disponíveis, turbinas e sistemas eletromecânicos não otimizados especificamente para o caudal e queda do projeto. Adotar 70% global constitui uma abordagem cautelosa e necessária, garantindo estimativas de produção fiáveis e viabilidade económica realista. A Tabela 26 comprova esta análise, validando o dimensionamento proposto para assegurar produção energética estável para o caudal $Q_{80\%}$ proposto para o dimensionamento.

Tabela 26 - Otimização da potência útil do aproveitamento hidroelétrico em função do diâmetro da tubagem.

Diâmetro Comercial (mm)	DN 75	DN 90	DN 110	DN 125	DN 140	DN 160	DN 180
Velocidade do Escoamento (m/s)	2,264	1,572	1,052	0,815	0,650	0,497	0,393
Perda de Carga Localizada (m)	0,0522	0,0252	0,0113	0,0068	0,0043	0,0025	0,0016
Perda de Carga Contínua (m)	15,233	5,983	2,157	1,132	0,641	0,329	0,187
Perda de Carga Total (m)	15,285	6,008	2,168	1,139	0,645	0,332	0,185
Perda de Carga Total (%)	44,30%	17,42%	6,28%	3,30%	1,87%	0,96%	0,54%
Queda Útil (m)	19,215	28,492	32,332	33,361	33,855	34,168	34,315
Potência Hidroelétrica Útil (kW)	1,320	1,957	2,220	2,291	2,325	2,346	2,356

A tubagem selecionada para o microaproveitamento hidroelétrico é a de diâmetro nominal DN 110 mm, que apresenta perdas de carga totais de 6,28% da queda bruta (equivalente a 2,17 m sobre os 34,5 m disponíveis), resultando numa potência útil líquida de 2,22 kW para o caudal de dimensionamento $Q_{80\%} = 10 \text{ l/s}$ e rendimento global de 70%.

Este valor de perdas é totalmente aceitável para este tipo de microaproveitamento de baixa potência, considerando que se mantêm velocidades hidráulicas adequadas, e que as perdas por atrito ficam equilibradas com o custo acessível da tubagem DN 110 mm já disponível no mercado. A potência útil de 2,22 kW revela-se suficiente para cobrir o déficit energético de janeiro (1167,3 kWh), o mês crítico, operando em plena carga durante apenas 22 dias do mês ($2,22 \text{ kW} \times 24 \text{ h} \times 22 \text{ dias} = 1172,6 \text{ kWh} > 1167,3 \text{ kWh}$), demonstrando sobredimensionamento estratégico face à ocupação sazonal da habitação.

Na Figura 45 e Figura 46 são apresentados cortes construtivos em AutoCAD, meramente representativos da turbina hidráulica e da câmara de carga, respetivamente.

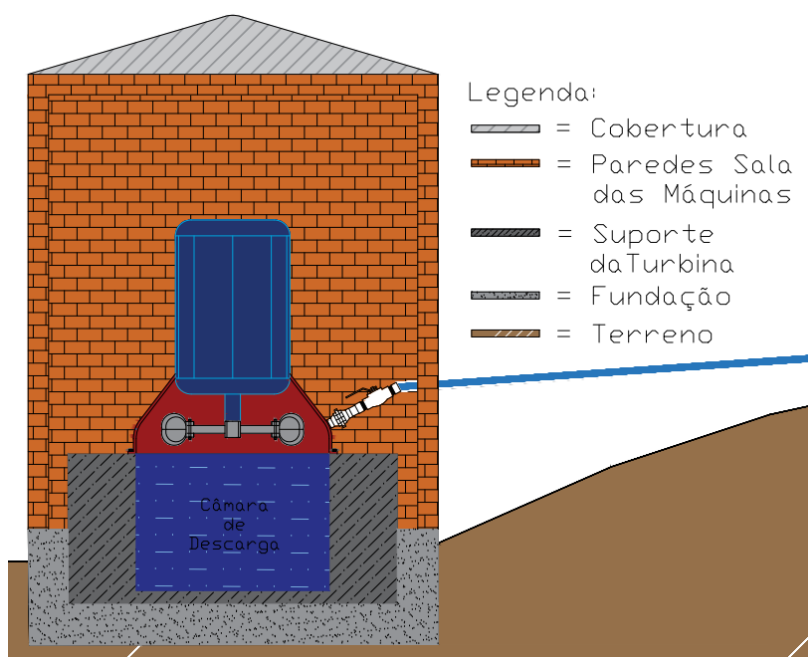


Figura 45 - Corte construtivo da turbina hidráulica.

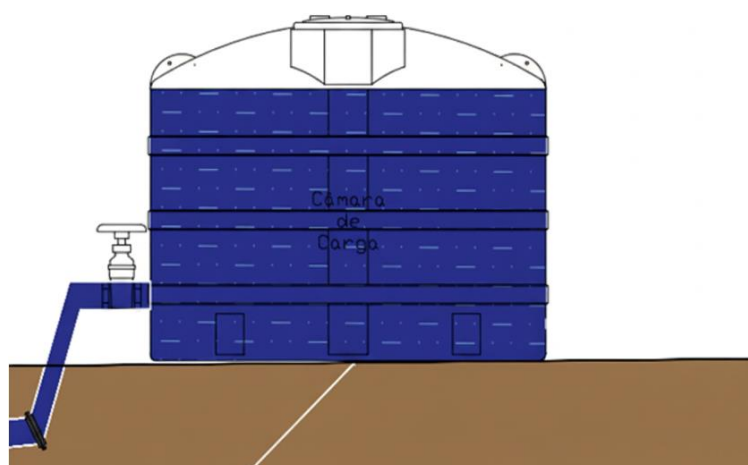


Figura 46 - Corte construtivo da câmara de carga.

6.4.4. ESCOLHA DA TURBINA

Para microaproveitamentos hidroelétricos de baixa potência como este, caracterizado por queda útil de 32,33 m (34,5 m bruta - 6,28% perdas) e caudal Q80% de 10 l/s, a escolha da turbina ideal segue as curvas específicas de rendimento em função da queda e caudal disponíveis. Teoricamente, uma turbina Francis seria a opção ótima para estas condições específicas (quedas médias 20-50 m e caudais moderados), oferecendo elevado rendimento hidráulico (85-90%) e operação estável em regimes variáveis.

Contudo, em aproveitamentos de pequena escala, nem sempre é possível selecionar o tipo de turbina teoricamente ideal, devido às limitações do mercado disponível. Os modelos Pelton de dupla injeção ou de eixo horizontal dominam as ofertas comerciais para potências de 1 a 5 kW e quedas superiores a 20m, apresentando componentes padronizados, robustez comprovada e fácil manutenção.

A adoção da Pelton comercial garante disponibilidade imediata, redução dos custos de instalação e fiabilidade operacional, compensando eventuais perdas de rendimento máximo pela maior conveniência prática e adequação a este tipo de projetos dada a sua fácil manutenção.

Na Figura 47 apresenta-se um exemplo representativo de turbina Pelton comercial adequada aos regimes de quedas médias (30-35 m) e caudais reduzidos (8-15 L/s) do caso de estudo, com potência de saída até 3 kW (superior aos 2,22 kW previamente dimensionados). Este modelo é vendido como kit que inclui inversor/regulador integrado, facilitando a instalação.

Seguidamente, na Figura 48, apresenta-se o esquema de instalação típico da mesma turbina.



Figura 47 - Turbina Pelton com potência de 3kW do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.

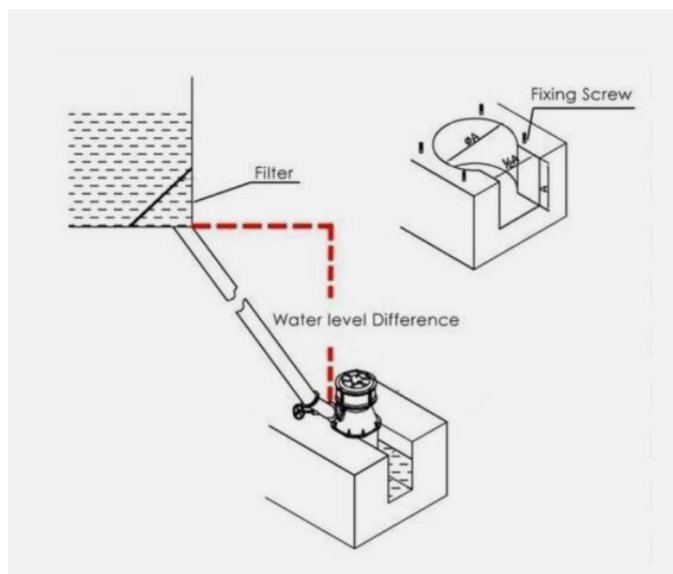


Figura 48 - Esquema de instalação da turbina Pelton do fabricante WWS Wasserkraft GmbH.

Esta escolha da turbina Pelton comercial valida-se assim como a solução técnica mais adequada para o microaproveitamento proposto, conciliando desempenho hidráulico suficiente com facilidade de implementação em contexto agrícola.

6.5. AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÓMICA

A viabilidade económica da microgeração hidroelétrica na unidade agrícola analisada demonstra-se 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. A análise revela um período de retorno do investimento atrativo, suportado pela elevada produção anual estimada nos capítulos anteriores e pelos incentivos regulatórios para autoconsumo renovável.

6.5.1. CUSTOS DE INVESTIMENTO (CAPEX)

Os custos de investimento inicial (CAPEX) constituem o principal obstáculo à implementação de microgeração hidroelétrica em unidades agrícolas tradicionais, representando tipicamente 70-80% do custo total do ciclo de vida do projeto, mas beneficiam significativamente da reutilização de infraestruturas hidráulicas pré-existentes como açudes e levadas, minimizando despesas com obras civis pesadas. No contexto deste caso de estudo, o CAPEX engloba os componentes eletromecânicos essenciais (turbina-gerador, controlador), materiais hidráulicos (conduta forçada, válvulas), instalação elétrica UPAC e encargos administrativos de licenciamento (TURH/DGEG).

Para o licenciamento, conforme detalhado no Capítulo 3 desta dissertação, como a potência é inferior a 3,7 kW, não se aplica Taxa de Recursos Hídricos (TRH). Segundo a Tabela de Taxas e Licenças Municipais do Município de Penafiel, no quadro 5, artigo 2.1, “pela apreciação de pedido de mera comunicação prévia e autorização, nos termos do n.º 1 do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 48/2011, de 1 de abril, a taxa a praticar é de 40,27 €” [64].

O kit turbina Pelton + inversor/controlador de 3 kW, abordado no subcapítulo anterior, constitui o núcleo eletromecânico do sistema e apresenta um valor comercial de 745 €.

Na Tabela 27 são sumarizados os custos de implementação do projeto, considerando os custos de escavação e fechamento da vala, a tubagem e elementos auxiliares, como válvulas, bem como o custo da instalação elétrica da UPAC, estimado utilizando valores de referência para ligação de sistemas fotovoltaicos com potência idêntica (3 kW).

Tabela 27 - Orçamentação do microaproveitamento hidroelétrico (adaptado do CYPE / Gerador de Preços Portugal).

Seção	Preço Unitário (€)	Quantidade	Custo Total (€)
Fundação	40,33	0.17 m ³	238,99
Paredes	146,91	0.33 m ²	445,19
Cobertura	64,77	0.56 m ²	115,14
Turbina	745,00	1 Un	745,00
Abertura e Fechamento de Vala	4,01	195 m	781,95
Tubagem	12,55	195 m	2447,25
Válvula de Corte a Montante	182,04	1 Un	182,04
Instalação Elétrica	500,00	1 Un	500,00
Comunicação Prévia	40,27	1 Un	40,27
Total Geral	-	-	5495.83*

* Preços incluem mão-de-obra, materiais, equipamentos e custos diretos complementares (2-10%).
Fonte: Gerador de Preços. Portugal Cype [67].

6.5.2. CUSTOS OPERACIONAIS E DE MANUTENÇÃO (OPEX)

Os custos operacionais e de manutenção (OPEX) caracterizam-se por valores notavelmente baixos, típicos dos sistemas de microgeração hidroelétrica run-of-river, estimando-se em 1 a 3% do CAPEX anual [65].

Considerando um CAPEX de 5.495,83 € e uma taxa de OPEX de 3% ao ano, o que resulta num valor estimado anual de 164,87 €, beneficiando da isenção da Taxa de Recursos Hídricos (TRH) para potências inferiores a 3,7 kW (conforme Capítulo 3), da reduzida intervenção humana necessária e da longevidade dos componentes eletromecânicos.

6.5.3. ANÁLISE DO RETORNO DO INVESTIMENTO

A análise do retorno do investimento avalia a rentabilidade económica do projeto de microgeração hidroelétrica através de indicadores financeiros padrão, considerando um horizonte de análise de 25 anos alinhado com a vida útil dos equipamentos.

O retorno do investimento baseia-se exclusivamente na poupança energética resultante da compensação do défice energético atual da unidade agrícola, quantificado em 6.487,6 kWh consumidos em 2025 a 0,15 €/kWh, totalizando uma fatura anual de 973,14 € que será eliminada pelo autoconsumo hidroelétrico, considerando um horizonte de 25 anos.

A Tabela 28 apresenta os componentes financeiros fundamentais do projeto de microgeração hidroelétrica, detalhando o CAPEX inicial único, o OPEX anual recorrente calculado como percentagem padrão do investimento (3%), a poupança resultante da compensação integral do défice energético atual da unidade agrícola (6.487,6 kWh/ano a 0,15 €/kWh) e o fluxo de caixa líquido anual positivo obtido após dedução dos custos operacionais, constituindo a base quantitativa para cálculo dos indicadores de rentabilidade TIR, VAN e payback seguidamente clarificados.

- (i) Valor Atual Líquido (VAN) quantifica o valor económico presente do projeto, descontando todos os fluxos futuros à taxa mínima exigida i :

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (eq. 26)$$

Com $i = 5\%$, um CAPEX inicial de 5.495,83 € e um fluxo líquido anual constante de 808,27 € ao longo de 25 anos, obtém-se um VAN positivo de ordem de grandeza próxima de 5.900 €, demonstrando que o projeto gera excedente económico substancial face ao investimento inicial.

- (ii) A Taxa Interna de Retorno (TIR) constitui o indicador dinâmico fundamental da análise económica de projetos de investimento, calculada como a taxa de desconto r que anula o Valor Atual Líquido (VAN) do projeto, resolvendo iterativamente a equação:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (eq. 27)$$

onde C_t representa os fluxos de caixa líquidos no período t (CAPEX inicial negativo de 5.495,83 € e poupança líquida anual de 808,27 €). Para este caso, obtém-se $r \approx 14,2\%$, superando amplamente o custo de oportunidade do capital em contexto rural português (5%), confirmando elevada atratividade financeira [66].

(iii) O Payback Period mede simplesmente o tempo de recuperação do investimento inicial através da acumulação dos fluxos líquidos anuais:

$$\text{Payback} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{Fluxo líquido anual}} = \frac{5.495,83}{808,27} \approx 6,8 \text{ anos}$$

Este indicador curto evidencia elevada liquidez e baixo risco operacional.

Tabela 28 - Análise financeira do projeto de microgeração hidroelétrica.

Componente	Valor	Detalhe do Cálculo
CAPEX Inicial	5.465,83 €	Investimento único no ano 0 (turbina 745€ + tubagem + ligação elétrica + licenciamento)
OPEX Anual	164,87 €	$3\% \times \text{CAPEX} = 0,03 \times 5.465,83\text{€}$ (manutenção, monitorização Q_{eco})
Consumo Atual	6.487,6 kWh/ano	Défice energético registado em 2025
Tarifa Elétrica	0,15 €/kWh	Preço médio da energia
Poupança Anual	973,14 €	$6.487,6 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh} = 100\%$ autoconsumo
Fluxo Líquido Anual	+808,27 €	$973,14 \text{ €} - 164,87 \text{ € OPEX} = \text{lucro operacional}$

Em síntese, a análise económica do projeto de microgeração hidroelétrica na unidade agrícola analisada confirma plena viabilidade financeira, com TIR de aproximadamente 14,2%, payback de 6,8 anos e fluxo de caixa líquido anual positivo de 808,27 € ao longo de 25 anos, resultante da eliminação total do défice energético atual (6.487,6 kWh/ano). Estes indicadores validam a metodologia desenvolvida e posicionam a solução como economicamente atrativa e resiliente, contribuindo simultaneamente para a transição energética rural, economia circular e soberania energética local.

6.6. ANÁLISE COMPARATIVA DOS RESULTADOS DO CASO DE ESTUDO

A avaliação económica desenvolvida para a unidade agrícola pode ser enquadrada e melhor interpretada à luz dos resultados obtidos por Maher et al. (2003) no estudo de esquemas pico-hidro comunitários no Quênia, onde é apresentada uma comparação detalhada de custos de investimento, operação e custo de energia face a alternativas como sistemas fotovoltaicos e baterias automóveis. Embora os contextos geográfico, socioeconómico e de consumo sejam muito distintos, os valores reportados permitem validar a ordem de grandeza dos custos do presente projeto e discutir as diferenças observadas [68].

É particularmente relevante notar que estes autores incluem explicitamente o custo da rede elétrica de baixa tensão (cabos de distribuição, postes e house-wiring), a qual atinge comprimentos consideráveis, cerca de 550 m e 800 m entre a central e a habitação mais distante nos esquemas Kathamba e Thima respetivamente, o que ajuda a explicar o peso relativo elevado desta componente nos gráficos de percentagens de custo.

6.6.1. ESTRUTURA DE CUSTOS DE INVESTIMENTO

o caso de Maher et al. (2003), dois esquemas comunitários são analisados: Kathamba (1,1 kW, 65 habitações) com um custo total de 5.288 US\$ e Thima (2,2 kW, 110 habitações) com 7.865 US\$, resultando em custos de investimento por habitação da ordem de 70–80 US\$ e custos específicos por kW instalados entre aproximadamente 3.600 e 4.800 US\$/kW. A Tabela 2 desse trabalho sintetiza estes valores num custo “típico” de 81 US\$ por agregado familiar para uma potência média de 16 W, com vida útil assumida de 20 anos [68].

No projeto de microgeração da unidade agrícola, o CAPEX total atualizado (5.495,83 €) é comparável, em termos absolutos, ao custo de um esquema comunitário pico-hidro completo em Maher et al., mas aqui dedicado a um único utilizador com um défice energético de 6.487,6 kWh/ano. Assim, o custo de investimento por unidade de energia anual disponibilizada é de cerca de 0,85 €/ (kWh/ano), valor que se aproxima da ordem de grandeza implícita no estudo de Maher et al., onde 81 US\$ por agregado correspondem a cerca de 0,77 US\$/ (kWh/ano) considerando uma energia média de aproximadamente 105 kWh/ano por habitação. Esta proximidade, apesar das diferenças de contexto e moeda, sugere que o investimento específico do caso de estudo está alinhado com a literatura internacional para esquemas de pequena potência.

6.6.2. ESTRUTURA DE CUSTOS OPERACIONAIS

Em Maher et al. (2003), os custos de operação e manutenção são tratados de forma explícita através de uma tarifa mensal paga pelos utilizadores, da ordem de 1 US\$/mês por “light package” de 16 W, o que corresponde a cerca de 12 US\$/ano por agregado familiar e é usado na Tabela 2 como custo anual de operação e manutenção. Dado que o investimento por habitação é da ordem de 81 US\$, isto traduz-se numa razão OPEX/CAPEX anual próxima de 15%, significativamente superior à taxa de 3% adotada no presente estudo [68].

Esta discrepância é explicável por vários fatores estruturais. Em primeiro lugar, os esquemas do Quênia são comunitários e incluem custos recorrentes com o operador, gestão da associação de utilizadores, manutenção preventiva e corretiva da rede de distribuição e constituição de um fundo de reserva para substituições futuras, o que naturalmente eleva o esforço anual de exploração. Em contraste, o projeto na unidade agrícola é essencialmente de autoconsumo individual, com operação quase automática, ausência de custos de mão-de-obra dedicados e sem tarifas internas de utilização, o que justifica a adoção de um OPEX técnico padrão de 3% do CAPEX, amplamente citado para pequenos aproveitamentos hidroelétricos run-of-river em contextos rurais.

6.6.3. CUSTOS DE ENERGIA E COMPETITIVIDADE ECONÓMICA

Um dos resultados mais relevantes de Maher et al. é o custo médio da eletricidade fornecida por pico-hidro, estimado em cerca de 0,15 US\$/kWh, valor que é substancialmente inferior ao custo obtido para sistemas solares domésticos (1,09–1,77 US\$/kWh) e para baterias automóveis (4,36 US\$/kWh), evidenciando a forte competitividade da tecnologia em contextos isolados. Estes custos englobam o investimento inicial, os custos anuais de operação e manutenção e a energia disponibilizada ao longo da vida útil de 20 anos [68].

No caso em estudo, a combinação do CAPEX de 5.495,83 € com um OPEX anual de 164,87 € e uma produção anual de 6.487,6 kWh conduz a um custo nivelado indicativo da ordem de 0,06 €/kWh ao longo de 25 anos (sem desconto), valor claramente inferior à tarifa elétrica de 0,15 €/kWh assumida para o cenário base. Esta diferença explica o VAN positivo e a TIR superior ao custo de oportunidade do capital obtidos na análise económica e, em termos relativos, coloca o microaproveitamento português numa posição ainda mais favorável do que os esquemas pico-hidro analisados por Maher et al., o que é coerente com o facto de aqui se tratar de um recurso hídrico com elevado fator de carga e de uma utilização intensiva (várias MWh/ano), em contraste com o perfil de consumo doméstico de baixa potência no Quênia.

6.6.4. INDICADORES DE RETORNO E MODELO DE EXPLORAÇÃO

Maher et al. (2003) não apresentam explicitamente indicadores financeiros como TIR ou VAN, centrando-se antes em métricas de custo por kWh e comparação com alternativas tecnológicas para eletrificação rural. Contudo, o baixo custo de investimento por habitação, combinado com uma fonte de energia contínua e sem custos de combustível, sugere períodos de retorno atrativos quando comparados com baterias e sistemas solares, tal como enfatizado nas conclusões do artigo.

No projeto de microgeração hidroelétrica aqui analisado, a TIR de cerca de 14% e o payback simples de aproximadamente 6,8 anos refletem um modelo económico diferente: em vez de uma tarifa cobrada a múltiplos utilizadores para cobrir O&M e reposição de capital, a rentabilidade decorre da poupança direta na fatura de eletricidade de uma única unidade agrícola. Esta diferença de enquadramento explica porque é que, apesar de ordens de grandeza semelhantes em termos de investimento específico, os indicadores de retorno aparentam ser mais favoráveis no caso português: a energia substitui integralmente um consumo pré-existente a preço relativamente elevado, enquanto nos esquemas do Quênia o pico-hidro cria um serviço novo, cujo valor económico é limitado pela capacidade de pagamento de agregados familiares de baixo rendimento.

6.6.5. CONCLUSÃO

Em síntese, a comparação com Maher et al. (2003) mostra que:

- (i) Os custos específicos de investimento por unidade de energia anual são semelhantes em ordem de grandeza, o que valida os valores de CAPEX adotados para a unidade agrícola face à experiência internacional.
- (ii) A razão OPEX/CAPEX anual é significativamente mais baixa no presente projeto, o que se justifica pelo modelo de exploração individual, pela ausência de custos laborais dedicados e pela simplicidade da operação, em contraste com a gestão comunitária intensiva observada no Quênia.
- (iii) O custo nivelado de energia do microaproveitamento português é inferior ao custo de eletricidade reportado para pico-hidro em Maher et al., o que pode ser atribuído sobretudo ao maior fator de utilização do recurso, à escala de consumo (várias MWh/ano) e ao facto de o estudo de 2003 refletir custos de componentes e contextos de mercado menos favoráveis do que os atuais.

Estas diferenças reforçam a robustez e atratividade económica da solução de microgeração desenvolvida, enquanto demonstram a consistência dos resultados obtidos com as ordens de grandeza reportadas na literatura de pico-hidráulica em contextos de eletrificação rural.

7

CONCLUSÃO

7.1. PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Objetivo principal de desenvolver uma metodologia integrada para avaliar o potencial de microgeração hidroelétrica em unidades agrícolas do Norte de Portugal foi alcançado, traduzindo-se num conjunto de etapas, desde a caracterização hidrológica ao dimensionamento eletromecânico e análise de viabilidade, aplicável a diferentes explorações rurais. A dissertação oferece assim um procedimento claro para identificar locais com potencial, quantificar a disponibilidade hídrica e dimensionar soluções de microgeração ajustadas ao contexto físico e funcional das propriedades agrícolas.

Os resultados demonstram que as unidades agrícolas tradicionais da região dispõem de um potencial hidroenergético relevante, frequentemente subaproveitado, suportado pela combinação de declives acentuados, rede densa de linhas de água e existência de estruturas hidráulicas como açudes, levadas e tanques de regulação. A aplicação da metodologia a um caso de estudo concreto confirmou ser possível conceber uma solução tecnicamente robusta, compatível com as limitações hidrológicas sazonais e com as exigências de segurança hidráulica, assegurando quedas úteis adequadas e controlo de velocidades, sem que o enquadramento legal e de licenciamento constitua um obstáculo intransponível.

No plano técnico-científico, foram consolidadas abordagens hidrológicas e hidráulicas simplificadas, adaptadas a pequenas bacias sem medições locais, bem como critérios de seleção de tecnologias pico e micro-hídricas adequadas às condições típicas das explorações agrícolas (intervalos de queda e caudal, esquemas de ligação, proteção e qualidade de energia). Em termos práticos, a dissertação disponibiliza um guião metodológico que pode apoiar na avaliação preliminar de projetos de microgeração, integrando enquadramento legislativo, parâmetros hidrológicos e hidráulicos e condicionantes ambientais e patrimoniais.

Do ponto de vista da sustentabilidade, a solução estudada evidencia capacidade para reduzir a dependência da rede, valorizar um recurso renovável local e minimizar impactos ambientais, através de um esquema a fio de água, da preservação de caudais ecológicos e da integração discreta das infraestruturas na paisagem agrícola. Conclui-se, assim, que a microgeração hidroelétrica em unidades agrícolas pode desempenhar um papel relevante na transição energética rural, conciliando eficiência técnica, viabilidade económica em horizontes temporais alargados e valorização do património hidráulico existente.

7.2. RESPOSTAS AOS OBJETIVOS E CONTRIBUTOS DA DISSERTAÇÃO

A principal limitação do trabalho reside na incerteza associada aos caudais de dimensionamento, decorrente da inexistência de registos hidrométricos na bacia de estudo e da necessidade de recorrer a métodos indiretos e a dados regionais de precipitação. Em bacias não monitorizadas, a calibração limitada e a transferência de parâmetros a partir de bacias de referência introduzem incertezas significativas na estimativa de caudais característicos e curvas de duração de caudais. Esta incerteza repercute-se diretamente no caudal de projeto, na energia anual estimada e, consequentemente, nos indicadores económico-financeiros do aproveitamento.

Uma segunda limitação importante prende-se com a estimativa dos rendimentos hidráulicos e eletromecânicos, uma vez que o sistema proposto se baseia em componentes standard disponíveis no mercado (turbina comercial, conduta e acessórios genéricos), e não em equipamentos desenhados à medida. Em pequenos aproveitamentos, a eficiência global pode ser sensível a perdas localizadas, condições reais de instalação e desvio entre a curva característica “de catálogo” e o regime efetivo de funcionamento, conduzindo frequentemente a sobrestimas da produção em estudos de pré-dimensionamento. Assim, os valores de potência e energia anual apresentados devem ser entendidos como estimativas plausíveis, mas sujeitas a margens de erro associadas às hipóteses de rendimento.

Adicionalmente, o estudo adota diversas simplificações necessárias numa fase de viabilidade, nomeadamente, considera-se um regime hidrológico estacionário (não se modelando explicitamente o impacto de alterações climáticas na variabilidade de caudais), tarifas de eletricidade e estrutura de custos constantes ao longo do horizonte de análise, e ausência de falhas graves ou paragens prolongadas por avarias. Estes pressupostos são comuns em estudos de pequena e micro-hidroelectricidade, mas implicam que os resultados económicos (VAN, TIR, payback) devem ser interpretados como valores indicativos e não como previsões determinísticas.

Por fim, trata-se de um único caso de estudo, inserido num contexto hidrogeográfico e de exploração agrícola específico, o que limita a generalização direta dos resultados a outras bacias ou tipologias de unidade agrícola. Embora a metodologia proposta tenha sido concebida para ser replicável, a sua aplicação a novos locais exigirá recalibração hidrológica, verificação de condicionantes ambientais e patrimoniais e, potencialmente, adaptações nos critérios de seleção tecnológica.

7.3. RECOMENDAÇÕES PARA APLICAÇÃO PRÁTICA

A transposição da metodologia desenvolvida para projetos reais de microgeração em unidades agrícolas exige, em primeiro lugar, uma análise cuidada das infraestruturas hidráulicas existentes e das condições hidrológicas locais, valorizando sempre que possível o reequipamento de açudes, levadas e tanques tradicionais, em detrimento de novas obras civis de maior impacto. Recomenda-se que a fase de conceção integre desde o início a verificação de caudais ecológicos e a avaliação de eventuais conflitos com usos instalados da água, garantindo a compatibilização entre produção de energia, rega e manutenção de ecossistemas aquáticos.

A seleção do tipo de turbina e dos equipamentos eletromecânicos deve ter em conta a robustez face a sedimentos e detritos, a facilidade de manutenção e a disponibilidade de soluções modulares no mercado, de forma a minimizar custos de investimento e exploração em contextos de pequena potência instalada.

Em termos de enquadramento económico, os projetos deverão ser analisados numa perspetiva de ciclo de vida, considerando não só o investimento inicial, mas também os custos de manutenção, a vida útil dos componentes e a evolução previsível das tarifas de eletricidade e dos regimes de autoconsumo. Recomenda-se a utilização de indicadores como o período de retorno simples, a taxa interna de rentabilidade e o valor atual líquido, complementados com análises de sensibilidade a diferentes cenários hidrológicos e tarifários, para fundamentar a decisão de investimento.

Adicionalmente, abre-se uma oportunidade para a adoção de soluções construtivas de menor custo em componentes específicos, nomeadamente na turbina, através do recurso a técnicas de fabrico aditivo e a materiais poliméricos adequados às solicitações hidráulicas envolvidas. Em aplicações de pequena potência e baixo risco, a integração de rotores e bicos produzidos por impressão 3D, devidamente validados em termos mecânicos e hidrodinâmicos, pode reduzir o custo unitário das instalações e facilitar a replicação de soluções em múltiplas unidades agrícolas.

7.4. PROPOSTA PARA INVESTIGAÇÃO FUTURA

Os resultados obtidos e os limites identificados ao longo da dissertação evidenciam diversas linhas de trabalho que poderão ser exploradas em investigação futura, com vista a aprofundar e otimizar o aproveitamento hidroenergético em microescala em contextos rurais. Uma primeira vertente diz respeito ao refinamento da modelação hidrológica e à incorporação sistemática de cenários de alteração climática, permitindo quantificar com maior rigor o risco associado à redução ou redistribuição sazonal dos caudais disponíveis nas linhas de água analisadas.

No domínio da tecnologia de conversão, destaca-se o potencial de utilização de ferramentas de Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD) para a otimização geométrica de turbinas especificamente desenhadas para quedas e caudais característicos de unidades agrícolas do Norte de Portugal. A modelação numérica detalhada do escoamento em turbinas de impulso e de reação permitiria melhorar perfis de pás, bicos e órgãos de distribuição, de forma a maximizar o rendimento hidráulico em regimes de carga parcial e a aumentar a tolerância à presença de sólidos em suspensão.

Associada a esta vertente, surge a possibilidade de investigar soluções de turbinas de baixo custo concebidas expressamente para projetos deste tipo, recorrendo à impressão 3D de componentes em materiais compósitos ou polímeros técnicos com comportamento adequado em serviço. A articulação entre otimização numérica via CFD e fabrico aditivo abre caminho ao desenvolvimento de microturbinas personalizadas, ajustadas às condições hidrológicas e construtivas de cada exploração, com ciclos de prototipagem rápidos e custos de produção reduzidos.

Para além da componente tecnológica, recomenda-se o aprofundamento da análise económica e social da microgeração hidroelétrica em contexto rural, incluindo estudos comparativos com outras soluções renováveis descentralizadas, como o fotovoltaico eólico de pequena escala. Investigações futuras poderão também debruçar-se sobre modelos cooperativos de exploração, esquemas de comunidades de energia renovável e instrumentos de apoio público que facilitem a viabilização de projetos em territórios de baixa densidade, consolidando a microgeração hidroelétrica como vetor estruturante da transição energética em meio rural. [Click or tap here to enter text.](#)

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] European Commission, «The European Green Deal». Acedido: 7 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF
- [2] United Nations General Assembly, «TRANSFORMING OUR WORLD: THE 2030 AGENDA FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT», 2015. Acedido: 7 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: https://www.un.org/ohrrls/sites/www.un.org.ohrrls/files/2030_agenda_for_sustainable_development_web.pdf
- [3] Daily Energy & Climate News, «Iberdrola proposes 1.32 GW pumped-storage hydropower project in Portugal». Acedido: 7 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/iberdrola-proposes-132-gw-pumped-storage-hydropower-project-portugal.html>
- [4] Renewablesnow/AICEP, «Portugal's renewables meet 71% of power demand in 2024». Acedido: 7 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://www.portugalglobal.pt/en/news/2025/january/portugals-renewables-meet-71-of-power-demand-in-2024/>
- [5] F. Da, S. Costa, J. Manuel, L. Cordeiro, A. Avelino, e B. Vieira, «O estudo dos moinhos e aproveitamentos hidráulicos no concelho de Lousada (noroeste de Portugal)-Proposta de um guião metodológico», 2015, Acedido: 7 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://repositorium.uminho.pt/bitstreams/e254d850-ce28-4c93-8cf6-fc8ab797a382/download>
- [6] P. Punys, A. Kvaraciejus, A. Dumbrasukas, L. Šilinis, e B. Popa, «An assessment of micro-hydropower potential at historic watermill, weir, and non-powered dam sites in selected EU countries», *Renew. Energy*, vol. 133, n. 7, pp. 1108–1123, Abr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.10.086.
- [7] Agência Portuguesa do Ambiente (APA), «Plano Nacional de Energia e Clima 2030», 2024.
- [8] M. Xavier, «Estabelecimento de uma metodologia multidisciplinar para micro-geração elétrica em moinhos hidráulicos», 2025. [Em linha]. Disponível em: <http://www.fe.up.pt>
- [9] P. Breeze, «Hydropower», *Hydropower*, pp. 1–98, Jan. 2018, doi: 10.1016/C2016-0-03622-7.
- [10] M. R. N. Vilanova e J. A. P. Balestieri, «An overview of research and energy evolution for small hydropower in Europe», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 476–489, Ago. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2014.04.057.
- [11] E. Oud, «The evolving context for hydropower development», *Energy Policy*, vol. 30, n. 14, pp. 1215–1223, Nov. 2002, doi: 10.1016/S0301-4215(02)00082-4.
- [12] «Historial – Central do Biel». Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://centraldobiel.pt/historial/>
- [13] «The Hoover Dam | The Herbert Hoover Presidential Library and Museum». Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://hoover.archives.gov/hoovers/hoover-dam>

- [14] «Grand Coulee Dam Construction History | Bureau of Reclamation». Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://www.usbr.gov/pn/grandcoulee/history/construction/index.html>
- [15] World Commission on e Dams, «Dams and development: A new framework for decision-making Overview of the report », 2000, Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <http://www.earthscan.co.uk/Thereportisalsodownloadableathttp://www.dams.org/report/>.
- [16] M. C. Grano, «Historic Water Mills as regenerative ecosystems: Integrating technologies, community engagement and sustainable landscape management», *Cities*, vol. 162, n. 10, p. 105982, Jul. 2025, doi: 10.1016/j.cities.2025.105982.
- [17] H. Ritchie, «Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?», *Our World in Data*, Set. 2020, Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>
- [18] D-Carbonize, «What are the GHG emissions by sector? ». Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://d-carbonize.eu/comparison-ghg-emissions-sector/>
- [19] Associação Portuguesa dos Recursos Hídricos, «RECURSOS HÍDRICOS », 2010.
- [20] Sustainability Directory, «What Are Benefits of Run-Of-River Hydropower?» Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://energy.sustainability-directory.com/question/what-are-benefits-of-run-of-river-hydropower/#fundamentals>
- [21] BCSD Portugal, «Objetivo de Desenvolvimento Sustentável». Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://ods.pt/ods/>
- [22] Associação Portuguesa dos Recursos Hídricos, L. Ribeiro, L. Veiga da Cunha, J. Nascimento, e R. Oliveira, «Efeitos das alterações climáticas na disponibilidade hídrica e na qualidade da água subterrânea». Acedido: 8 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://aprh.pt/pt/publicacoes/artigos/efeitos-das-alteracoes-climaticas-na-disponibilidade-hidrica-e-na-qualidade-da-agua-subterranea-da-r/>
- [23] Á. Campelo, «das hidráulicas aos recursos hídricos: história, sociedade e saber », *Administração da Região Hidrográfica do Norte I.P.*, 2010.
- [24] O. Paish, «Small hydro power: technology and current status», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 6, n. 6, pp. 537–556, Dez. 2002, doi: 10.1016/S1364-0321(02)00006-0.
- [25] S. Thyer e T. White, «Energy recovery in a commercial building using pico-hydropower turbines: An Australian case study», *Heliyon*, vol. 9, n. 6, p. e16709, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e16709.
- [26] A. M. A. Haidar, M. F. M. Senan, A. Noman, e T. Radman, «Utilization of pico hydro generation in domestic and commercial loads», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n. 1, pp. 518–524, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.08.017.
- [27] R. C. Poudel, J. F. Manwell, e J. G. McGowan, «Performance analysis of hybrid microhydro power systems», *Energy Convers. Manag.*, vol. 215, n. 5, p. 112873, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112873.
- [28] «Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro ». Acedido: 9 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>

- [29] J. Nasir, F. Islam, e Y. Ayaz, «A review on turbines for micro hydro power plant», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, n. 02, pp. 882–887, Mai. 2017, doi: 10.17576/apjitm-2013-0202-04.
- [30] P. D. S. Gomes, P. G. M. Fernandes, e N. F. da Silva, «Tipos de Tecnologias de Turbinas Utilizadas nas Centrais Mini-Hídricas», 2010.
- [31] B. R. Cobb e K. V. Sharp, «Impulse (Turgo and Pelton) turbine performance characteristics and their impact on pico-hydro installations», *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 959–964, Fev. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.08.010.
- [32] M. Sinagra, V. Sammartano, C. Aricò, A. Collura, e T. Tucciarelli, «Cross-Flow turbine design for variable operating conditions», *Procedia Eng.*, vol. 70, pp. 1539–1548, 2014, doi: 10.1016/j.proeng.2014.02.170.
- [33] W. M. Tefera e K. S. Kasiviswanathan, «Low-head high specific speed Kaplan turbine for small hydropower – design, CFD loss analysis and basic, cavitation and runaway investigations: A case study», *Energy Convers. Manag.*, vol. 276, p. 116558, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.wre.2022.100198.
- [34] A. Muis, P. Sutikno, A. Soewono, e F. Hartono, «Design optimization of axial hydraulic turbine for very low head application», *Energy Procedia*, vol. 68, pp. 263–273, Abr. 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.255.
- [35] «Francis turbine - Wikipedia». Acedido: 17 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Francis_turbine
- [36] K. H. Motwani, S. V. Jain, e R. N. Patel, «Cost Analysis of Pump as Turbine for Pico Hydropower Plants – A Case Study», *Procedia Eng.*, vol. 51, pp. 721–726, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.proeng.2013.01.103.
- [37] G. Tiwari, J. Kumar, V. Prasad, e V. K. Patel, «Utility of CFD in the design and performance analysis of hydraulic turbines — A review», *Energy Reports*, vol. 6, pp. 2410–2429, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.09.004.
- [38] J. Nasir, F. Islam, e Y. Ayaz, «A review on turbines for micro hydro power plant», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, n. 02, pp. 882–887, Mai. 2017, doi: 10.17576/apjitm-2013-0202-04.
- [39] D. Borkowski e T. Wegiel, «Small hydropower plant with integrated turbine-generators working at variable speed», *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, n. 2, pp. 452–459, 2013, doi: 10.1109/TEC.2013.2247605.
- [40] S. Davis e S. Graham, «Micro-Hydropower Systems: A Buyer's Guide», 2004.
- [41] I. Salhi, S. Doubabi, N. Essounbouli, e A. Hamzaoui, «Frequency regulation for large load variations on micro-hydro power plants with real-time implementation», *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 60, pp. 6–13, Set. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.02.029.
- [42] N. Sanampudi e P. Kanakasabapathy, «Integrated voltage control and frequency regulation for stand-alone micro-hydro power plant», *Mater. Today Proc.*, vol. 46, pp. 5027–5031, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2020.10.403.

- [43] K. B. Samal, M. Mahapatra, S. Pati, e M. K. Debnath, «A review on microgrid control: Conventional, advanced and intelligent control approaches», *Unconventional Resources*, vol. 9, n. 4, p. 100297, Jan. 2026, doi: 10.1016/j.uncres.2025.100297.
- [44] M. Melamu, E. Orumwense, e K. Abo-Al-Ez, «ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR PV, MICRO-HYDRO POWER WITH BATTERY STORAGE USING MATLAB/SIMULINK», *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 17, n. 7, pp. 733–741, 2022, Acedido: 18 de Fevereiro de 2026. [Em linha]. Disponível em: <https://pure.uj.ac.za/en/publications/energy-management-system-for-pv-micro-hydro-power-with-battery-st/>
- [45] A. Dagar, P. Gupta, e V. Niranjana, «Microgrid protection: A comprehensive review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111401, Out. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111401.
- [46] «Decreto-Lei nº15/2022, de 14 de janeiro».
- [47] «Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019».
- [48] «Decreto-Lei nº 49/2015 de 10 de abril».
- [49] Universidade de Évora, «Decreto-Lei 162/2019 - Autoconsumo - Comparação entre as duas formas de organização», 2020.
- [50] «Lei nº 58/2005, de 29 de Dezembro».
- [51] «Diretiva 2000/60/CE».
- [52] «Decreto-Lei nº 266-A/2007, de 31 de maio».
- [53] «Resolução do Conselho de Ministros nº 62/2024, de 3 de abril».
- [54] «Lei nº 107/2001, de 08 de setembro».
- [55] «Decreto-Lei 309/2009, de 23 de outubro».
- [56] «Decreto-Lei nº 266-A/2007, de 31 de maio».
- [57] «Decreto-Lei nº 46/2017».
- [58] «Despacho nº 484/2009».
- [59] «Código Regulamentar do Município do Porto, Anexo G_1».
- [60] M. M. Portela e A. Quintela, *Hidrologia Aplicada*. 2006.
- [61] A. Álvares Ribeiro, *Hidrologia Águas Superficiais*.
- [62] «HEC-HMS User's Manual», <https://www.hec.usace.army.mil/confluence/hmsdocs/hmsum/latest>.
- [63] J. Novais Barbosa, *Mecânica dos Fluidos e Hidráulica Geral*. 1986.
- [64] «Tabela de taxas e licenças municipais do Município de Penafiel», 2024.
- [65] E. R. Fernández-Arroyo, A. C. Area, e D. Q. Peña, «Maximizing profit and sustainability in RoR hydropower: an AI-driven hydrogen decision support model (H2-DSM)», *Energy Conversion and Management: X*, vol. 30, p. 101660, Mai. 2026, doi: 10.1016/j.ecmx.2026.101660.
- [66] F. Avelaz, F. Gomes da Silva, C. Pedro Trindade, F. Avelaz, J. Pedro Salema, e N. Pereira, «Análise de Investimentos - Exercícios», 2006.

- [67] P. Maher, N. P. A. Smith, e A. A. Williams, «Assessment of pico hydro as an option for off-grid electrification in Kenya», *Renew. Energy*, vol. 28, n. 9, pp. 1357–1369, Jul. 2003, doi: 10.1016/S0960-1481(02)00216-1.
- [68] «Decreto-Lei nº 49/2015 de 10 de abril».
- [69] CYPE, «Gerador de Preços Portugal», <https://geradordeprecos.info/>.

DECG

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E GEORRECURSOS

DECLARATION

For all due purposes, it is hereby declared that the Master's programme in Civil Engineering at FEUP, is officially taught in English.

Porto and FEUP, March 12, 2025

The Diretor of the Master in Civil Engineering,

José Miguel de Freitas Castro
(Associated Professor)