

Projeto preliminar de investimento de pequenas centrais hidroelétricas considerando o custo da turbina no dimensionamento do caudal nominal

Victor Manuel Fernandes Mendes ^{a, b}, Maria da Graça Lopes ^{b, *}

^a Electromechatronic Systems Research Centre (CISE), Aeronautics and Astronautics Research Center (AEROG), Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal

^b Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL), Rua Conselheiro Emídio Navarro, 1 Lisboa, Portugal

Resumo

Este artigo apresenta uma análise dos critérios usuais para dimensionamento do caudal nominal em aproveitamentos de pequenas centrais hidroelétricas, no âmbito do projeto preliminar de investimento. Esta análise tem o intuito de demonstrar que este dimensionamento, baseado na média anual do caudal médio diário, deve ter em consideração, além de dados sobre as afluências, indicadores sobre o custo da turbina a instalar. Neste artigo, propõe-se como critério a maximização do valor atual líquido esperado para o investimento, sujeito a restrições para a caracterização das afluências ou de caracterização técnico-económica do custo da turbina a instalar. A aplicação do critério é suportada por programação matemática, aqui apresentada, e é ilustrada num caso de estudo. Concluiu-se que o critério oferece informação relevante sobre o valor atual líquido do investimento, que usualmente não é considerada para suporte da decisão do caudal nominal a usar no projeto preliminar de investimento. Concluiu-se ainda que, embora o valor atual líquido seja uma função não linear de caudais nominais, o problema é facilmente resolvido por optimizadores disponíveis para programação não linear. Por exemplo, no caso de estudo é usado o “software” livre gradiente reduzido generalizado, oferecido pelo Excel, usando, se necessário, a opção “multistart” para evitar mínimos locais.

palavras-chave: dimensionamento do caudal nominal, escolha do tipo de turbina, pequenas centrais hidroelétricas, projeto preliminar de investimento, valor atual líquido

doi: 10.22181/aer.2023.1205

* Autor para correspondência.
E-mail: graca.lopes@isel.pt

Preliminary investment project for small hydroelectric power plants considering the turbine cost in the sizing of rated flow

Victor Manuel Fernandes Mendes ^{a,b}, Maria da Graça Lopes ^{b, *}

^a Electromechatronic Systems Research Centre (CISE), Aeronautics and Astronautics Research Center (AEROG), Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal

^b Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL), Rua Conselheiro Emídio Navarro, 1 Lisboa, Portugal

Abstract

This article presents an analysis of the usual criteria for sizing the rated flow in small hydroelectric power plants within the scope of the preliminary investment project. This analysis aims to demonstrate that this sizing, based on the annual average daily flow average, must consider, in addition to data on the inflows, indicators for the cost of the turbine to be installed. In this article, the maximization of the expected net present value for the investment is proposed as a criterion, subject to restrictions for the characterization of inflows or technical-economic characterization of the type of turbine to be installed. The criterion application is supported by a mathematical programming problem, presented here, and illustrated in a case study. It was concluded that the criterion offers relevant data, which is usually not considered to support the sizing for the rated flow within the scope of the preliminary investment project. It was also concluded that, although the expected net present value is a nonlinear function of rated flows, the sizing is easily solved by available nonlinear programming solvers. For example, in the case study, the free generalized reduced gradient software offered by Excel is used, if necessary, with the multi-start option to avoid local minimum.

keywords: choice of turbine type, preliminary investment project, net present value, sizing of rated flow, small hydroelectric power plants

doi: 10.22181/aer.2023.1205

* Corresponding author.
E-mail: graca.lopes@isel.pt

1 Introdução

Os aproveitamentos hidroelétricos convertem em energia elétrica a diferença de energia potencial entre a cota da superfície livre de água a montante e a cota de restituição da central, menos as perdas entre essas cotas, incluindo perdas de carga, perdas mecânicas na turbina e perdas elétricas no equipamento elétrico. Nos países desenvolvidos, a instalação de novos grandes aproveitamentos é expectável ser muito limitada, por a maior parte dos rios já estarem significativamente aproveitados. Nos países em desenvolvimento, estes aproveitamentos podem ser alvo de objeções de carácter financeiro, ambiental e social. Pelo contrário, os pequenos aproveitamentos, requerendo muito menos alterações no ecossistema e obras de construção civil, são considerados por isso com menor impacto ambiental, têm menos objeções e têm maior popularidade (Kougias et al. 2019). Portanto, é no pequeno aproveitamento, dito de Pequena Central Hidroelétrica (PCH), que há maior oportunidade para investimento (Ramos et al. 2000, K. Bódis et al. 2014, Ball et al. 2020). Devido à sua popularidade, é expectável que a PCH seja amplamente utilizada na União Europeia e noutras regiões (Walczak 2018). Segundo a Norte Americana Organization for the Industrial Development (Quaranta et al. 2018), a European Small Hydropower Association, a Comissão Europeia e a União Internacional de Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica (Walczak 2018), a PCH é uma central com potência instalada não superior a 10 MW. Mas não é unânime, *i.e.*, existem outras caracterizações para a potência instalada na PCH. A decisão de investimento em PCH requer a satisfação da expectativa de recuperação do valor investido ao longo do tempo de vida útil do investimento, persuadindo de que os resultados esperados cobrem pelo menos o valor a investir. É esta persuasão demonstrativa da viabilidade económica que encaminha os agentes económicos para a tomada de decisão de investimento.

Neste artigo realiza-se uma análise dos critérios usuais para dimensionamento do caudal nominal para investimento em PCH, no âmbito do projeto preliminar de investimento. Esta análise tem como intuito demonstrar que o dimensionamento do caudal nominal deve ter em consideração, além de dados sobre as características das afluentes em ano médio, indicadores que caracterizem não só a operação mas também o custo da turbina a instalar. Portanto, justifica-se um critério de dimensionamento compatibilizando as afluentes com o tipo de turbina. Para o efeito, foi desenvolvida uma aplicação computacional de apoio ao cálculo do critério formulado por um problema de otimização, cuja função objetivo é o valor atual líquido previsto para o investimento e as restrições advêm da caracterização das afluentes e de parâmetros técnico-económicos relacionados com a turbina a instalar. Por fim, é feita uma aplicação a um caso de estudo.

2 Formulação

Nesta secção é apresentada a formulação e algoritmos para a operação com uma ou duas turbinas tendo em consideração a caracterização física das afluentes e o tipo das turbinas a instalar. Para esta formulação da PCH é aceitável tomar como hipótese que: (i) quer a altura de queda, (ii) quer o rendimento da conversão têm valores constantes em operação normal.

2.1 Formulação básica

A caracterização física das afluentes é dada, em ano médio, pelo número de dias com cheia e pela série de caudais médios diários cronológicos. Esta série permite determinar a função monótona não crescente, dita de curva dos caudais classificados, que caracteriza o regime de caudal e dá informação sobre a bondade do aproveitamento hidroelétrico (para um valor de caudal, a curva determina o número de dias por ano com caudal não inferior a esse valor). A caracterização tecnológica da turbina a instalar recorre ao ábaco das pequenas turbinas hídricas e respetivos limites técnicos para o caudal (Penche 1998).

Este ábaco é uma representação em escala logarítmica dos domínios de utilização dos tipos de turbinas em função da altura de queda útil e do caudal nominal, como se mostra na Figura 1.

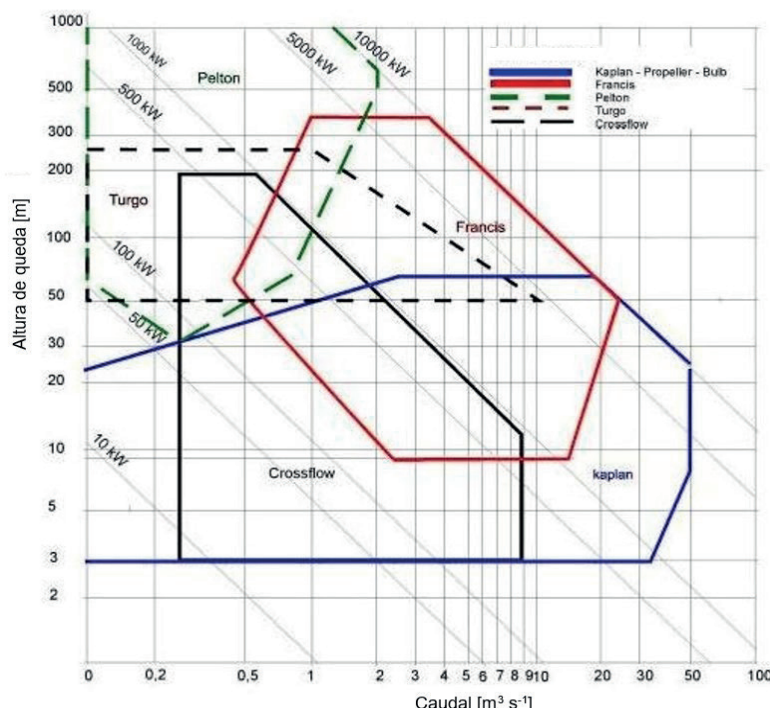


Figura 1. Ábaco das pequenas turbinas hídricas (adaptado de Penche 1998)

O caudal nominal é usualmente determinado pelo caudal médio da afluência em ano médio ou por um caudal obtido na curva dos caudais classificados por definição de um número de dias (e.g., 100 dias). Conhecida a altura de queda útil e o valor do caudal nominal, o ábaco da Figura 1 permite escolher o tipo de turbina a instalar.

Em aproveitamentos hidroelétricos, a potência elétrica associada à conversão de energia é uma função do caudal e da altura de queda dada por:

$$P = \eta \rho g H Q_T \quad (\text{eq. 1})$$

onde P é a potência elétrica em W, η é o rendimento da conversão, ρ é a massa volúmica da água em kg m⁻³, g é a aceleração da gravidade em m s⁻², H é a altura de queda em m e Q_T é o caudal em m³s⁻¹ que passa pelas turbinas, normalmente designado por caudal turbinado. A eq. 2 em formulação logarítmica é dada por:

$$\log P = \log(\eta \rho g) + \log H + \log Q_T \quad (\text{eq. 2})$$

A eq. 2, quando aplicada para valores nominais, permite explicar a linearidade das isolinhas de potência da Figura 1, visto que, para a PCH, η é usualmente assumido como constante, sendo o valor adequado na ordem dos 70 %. Portanto, $\eta \rho g$ toma o valor de $0.70 \times 103 \times 9.81$ kg m⁻²s⁻², assumindo-se normalmente o valor de 7×10^3 kg m⁻²s⁻². Portanto, a potência elétrica (Rui Castro, 2022) em kW é aproximadamente dada por:

$$P = 7 H Q_T \quad (\text{eq. 3})$$

Seja $t \in [0, 365]$ a variável associada aos dias do ano da ordenação não cronológica, para a representação da curva dos caudais classificados $Q(t) \in [Q^-, Q_-]$, então, sendo $Q_T(t)$ o caudal turbinado, a energia elétrica obtida em ano médio é dada por:

$$E_T = 24 \times 7 H \int_0^{365} Q_T(t) dt \quad (\text{eq. 4})$$

onde E_T é a energia em kWh captada em ano médio. A eq. 4 mostra que a compatibilização com os indicadores que caracterizam a operação da turbina a instalar é relevante para a determinação de E_T , visto que esta energia é diretamente proporcional ao volume de água anual médio turbinado, V_T , dado em m³s-1dia pelo integral na eq. 4. As turbinas têm ainda de funcionar de acordo com as especificações do fabricante e com um nível de rendimento adequado (ESHA 2004). Assim, são relevantes os limites de operação para $Q_T(t)$ que advêm dos limites técnicos aceitáveis para as turbinas. Se t_0 for o número de dias de cheia em ano médio, então é condição necessária para que haja operação em $t \in [t_0, 365]$ a satisfação das restrições dadas por:

$$\underline{Q}(t) \leq Q_T(t) \leq \overline{Q}(t) \quad (\text{eq. 5})$$

onde $\underline{Q}(t)$ e $\overline{Q}(t)$ para n turbinas $T^1, T^2 \dots T^n$ operando para $t \in [t', t'']$ são dados por:

$$\underline{Q}(t) = \sum_{i=1}^n \alpha_1^i Q_N^i \text{ e } \overline{Q}(t) = \sum_{i=1}^n \alpha_2^i Q_N^i \quad (\text{eq. 6})$$

onde, para a turbina T^i , Q_N^i é o caudal nominal em m³s-1, α_1^i e α_2^i são os limites técnicos aceitáveis mínimo e máximo de caudais por unidade de caudal nominal.

O custo dos equipamentos eletromecânicos para as PCH é significativo para a avaliação do investimento. Segundo Cavazzini et al. (2016), para as turbinas Pelton, Francis e Kaplan e tendo em consideração a eq. 3, o custo é dado por:

$$C_{elm}^i(H, Q_N^i, P_N^i) = a H^b + c Q_N^{i,d} + e P_N^{i,f} + g \quad (\text{eq. 7})$$

onde C_{elm}^i é o custo dos equipamentos eletromecânicos em € para a turbina T^i e $a, \dots, g$ são as constantes de correlação propostas por Cavazzini et al. (2016) (c convertido para se usar Q_N^i em m³s-1). Seguidamente, para o dimensionamento do caudal nominal, é considerada a instalação de uma ou de duas turbinas, que correspondem às instalações mais favoráveis para PCH, mas facilmente se generaliza para maior número de turbinas.

2.2 Operação com uma turbina

A instalação conveniente relativamente aos limites técnicos, eq. 6, de uma turbina com caudal nominal Q_N é caracterizada por:

$$\begin{aligned} \overline{Q} &= \alpha_2 Q_N \leq Q(t_0) = Q_c \quad t_1 = f(\overline{Q}) \\ \underline{Q} &= \alpha_1 Q_N \quad t_2 = f(\underline{Q}) \end{aligned} \quad (\text{eq. 8})$$

sendo $f(q) = \max \{ t \in [t_0, 365]: Q(t) \geq q \}$

A operação em função da variável $t \in]0, 365]$, dias do ano não cronológicos da ordenação obtida para $Q(t)$, é dada pelo seguinte algoritmo:

Algoritmo Uma Turbina

se $t \in]0, t_0]$ então
 $Q_T(t) = 0$

senão se $t \in]t_0, t_1]$ então
 $Q_T(t) = \overline{Q}$

senão se $t \in]t_1, t_2]$ então
 $Q_T(t) = Q(t)$

senão
 $Q_T(t) = 0$

fim

Este algoritmo ordenado segundo t segue a ordenação não crescente da curva $Q(t)$. Se $Q(t) \geq Q(t_0) = Q_c$, então, para $t \in]0, t_0]$, $Q_T(t) = 0$, i. e., em dias com caudal superior ao caudal mínimo de cheia Q_c , ditos de dias de cheia, não há operação. Se $\overline{Q} \leq Q_c$, então,

sendo $Q(t_1) = \bar{Q}$ para $t \in]t_0, t_1]$, $Q_T(t) = \bar{Q}$. Se $\underline{Q} < Q(t) \leq \bar{Q}$, então, sendo $Q(t_2) = \underline{Q}$ para $t \in]t_1, t_2]$, $Q_T(t) = Q(t)$, i.e., o caudal é todo turbinado. Se $Q(t) < \underline{Q}$, então, $Q_T(t) = 0$.

O volume de água turbinado (em m³ s⁻¹ dia) em ano médio, V_T , dado pelo integral na eq. 4, é então função de Q_N e de t_1, t_2 (Calhandro et al. 2022). Tendo em consideração o algoritmo Uma Turbina, V_T é dado por:

$$V_T(Q_N, t_1, t_2) = \bar{Q}(t_1 - t_0) + \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt \quad (\text{eq. 9})$$

Os valores t_1 e t_2 são calculados pela função $f(q)$ na eq. 8, respetivamente para os argumentos $\alpha_2 Q_N$ e $\alpha_1 Q_N$; então, por composição de funções, V_T é função de Q_N .

2.3 Operação com duas turbinas

A caracterização relativamente aos limites técnicos, eq. 6, e respetivos valores de t para duas turbinas com caudais nominais Q_N^1 e Q_N^2 é dada por:

$$\begin{aligned} \overline{Q^{1,2}} &= \alpha_2^1 Q_N^1 + \alpha_2^2 Q_N^2 \leq Q(t_0) = Q_c \quad t_1 = f(\overline{Q^{1,2}}) \\ \underline{Q^{1,2}} &= \alpha_1^1 Q_N^1 + \alpha_1^2 Q_N^2 \quad t_2 = f(\underline{Q^{1,2}}) \\ \overline{Q^1} &= \alpha_2^1 Q_N^1 \quad t_3 = f(\overline{Q^1}) \\ t_3 &= \max \{t_2, t_3'\} \\ \underline{Q^1} &= \alpha_1^1 Q_N^1 \quad t_4 = f(\underline{Q^1}) \end{aligned} \quad (\text{eq. 10})$$

A operação em função da variável $t \in]0, 365]$, é dada pelo seguinte algoritmo:

Algoritmo Duas Turbinas

se $t \in]0, t_0]$ então
 $Q_T(t) = 0$

senão se $t \in]t_0, t_1]$ então
 $Q_T(t) = \overline{Q^{1,2}}$

senão se $t \in]t_1, t_2]$ então
 $Q_T(t) = Q(t)$

senão se $t \in]t_2, t_3]$ então
 $Q_T(t) = \overline{Q^1}$

senão se $t \in]t_3, t_4]$ então
 $Q_T(t) = Q(t)$

senão
 $Q_T(t) = 0$

fim

O volume V_T , dado pela integral na eq. 4, é função de Q_N^1, Q_N^2 e de t_1, t_2, t_3, t_4 . Tendo em consideração o algoritmo Duas Turbinas, V_T é dado por:

$$V_T(Q_N^1, Q_N^2, t_1, t_2, t_3, t_4) = \overline{Q^{1,2}}(t_1 - t_0) + \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt + \overline{Q^1}(t_3 - t_2) + \int_{t_3}^{t_4} Q(t) dt \quad (\text{eq. 11})$$

Pelo que V_T , como função composta, é função de Q_N^1, Q_N^2 , visto que t_1, t_2, t_3, t_4 são calculados pela função inversa de $Q(t)$, em função de Q_N^1, Q_N^2 , eq. 10.

2.4 Dimensionamento do caudal nominal

No projeto preliminar de investimento, o dimensionamento do caudal nominal para o aproveitamento hidroelétrico é tradicionalmente igual ao valor médio da curva $Q(t)$ dado por:

$$\bar{Q} = 1/365 \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt \quad (\text{eq. 12})$$

ou por observação de $Q(t)$ para um número de dias predefinido (e.g., 100 dias como se considera na secção 3.). O integral na eq. 12 é calculado recorrendo a computação por métodos de integração numérica ou por aproximação, usando o método dos mínimos quadráticos por uma função monótona não crescente, por exemplo (como se considera na secção 3.), uma função exponencial dada por:

$$Q(t) = Q_0 e^{-t/\tau} \text{ para } t \in [0, 365] \quad (\text{eq. 13})$$

onde τ em dias é uma constante de tempo, pelo que, em ano médio, o caudal afluente é não superior a 0.67 % do valor máximo em $365 - \min \{5\tau, 365\}$ dias, i.e., é praticamente nulo nesses dias.

Para a instalação de duas turbinas, é usual escolher como caudal nominal das turbinas metade do caudal nominal do aproveitamento hidroelétrico. Mas as eq. 9 e 11, igualmente por recurso a computação, sugerem um outro critério, baseado na maximização de V_T , recorrendo a métodos de investigação operacional. Assim, para a instalação de uma turbina (eq. 9), o problema de programação matemática é dado por:

$$\begin{aligned} & \max V_T(Q_N, t_1, t_2) \\ & \text{s. a} \\ & \alpha_2 Q_N = Q(t_1) \\ & \max \{ \alpha_1 Q_N, Q_- \} = Q(t_2) \\ & t_0 \leq t_1 \leq t_2 \leq 365 \\ & Q_{\text{tipo}} \leq Q_N \leq Q_c / \alpha_2 \end{aligned} \quad (\text{eq. 14})$$

onde Q_{tipo} é o valor mínimo de caudal nominal disponível comercialmente para o respetivo tipo de turbina. Identicamente, para a instalação de duas turbinas, a maximização de V_T (eq. 11) é descrita pelo problema de programação matemática dado por:

$$\begin{aligned} & \max V_T(Q_N^1, Q_N^2, t_1, t_2, t_3, t_4) \\ & \text{s. a} \\ & \alpha_2^1 Q_N^1 + \alpha_2^2 Q_N^2 = Q(t_1) \\ & \max \{ \alpha_1^1 Q_N^1 + \alpha_1^2 Q_N^2, Q_- \} = Q(t_2) \\ & \alpha_2^1 Q_N^1 = Q(t_3') \\ & t_3 = \max \{ t_2, t_3' \} \\ & \max \{ \alpha_1^1 Q_N^1, Q_- \} = Q(t_4) \\ & t_0 \leq t_1 \leq t_2 \text{ e } t_3 \leq t_4 \leq 365 \\ & Q_{\text{tipo}1} \leq Q_N^1 \leq Q^{\text{tipo}1} / \alpha_2^1 \leq Q_c / \alpha_2^1 \\ & Q_{\text{tipo}2} \leq Q_N^2 \leq Q^{\text{tipo}2} / \alpha_2^2 \leq Q_c / \alpha_2^2 \end{aligned} \quad (\text{eq. 15})$$

onde $Q_{\text{tipo}1}$, $Q_{\text{tipo}2}$ e $Q^{\text{tipo}1}$, $Q^{\text{tipo}2}$ podem, por exemplo, ser respetivamente os valores mínimos e máximos, não superiores a Q_c , de caudal nominal disponíveis comercialmente, para os respetivos tipos de turbinas. O problema descrito pela eq. 15 coincide com o descrito na eq. 14 se se incluir a restrição $Q_{\text{tipo}2} = Q^{\text{tipo}2} = 0$.

Caso se pretenda impor que as turbinas tenham o mesmo valor de caudal nominal, basta incluir a restrição $Q_N^1 = Q_N^2$. Estas restrições, embora tecnicamente justificáveis, acarretam,

em conformidade com a teoria da programação matemática, uma redução no valor de V_T , obtido por resolução do problema descrito pela eq. 15. Porém, podem ter justificação se a comparação das receitas previstas com os custos envolvidos for favorável. Assim, o recurso a esta comparação sugere um outro critério, baseado na maximização da diferença entre as receitas previstas e os custos imputáveis ao investimento.

As receitas e custos surgem ao longo do horizonte temporal de anos de vida útil do investimento, sendo então necessário considerar a taxa de desconto para atualização de valores monetários em diferentes anos, num ano de referência. Geralmente, esse ano é o ano de início do investimento, em que se assume que não há possibilidade de obter receita, referenciado por zero (0) na ordenação dos N anos de vida útil do investimento. As PCH são robustas e podem atingir os 50 anos de vida útil, mas, para os cálculos, segundo ESHA (2004), é sugerido que se use 30 anos. Os anos seguintes ao ano 0 são de receitas por venda da energia E_T . Usando a eq. 4, o valor esperado para a receita é obtido pela sobreposição das receitas ao longo dos N anos descontadas para o ano 0, sendo dado por:

$$R_o = 168 p_{en} HV_T / FRC = p_{en} E_o(V_T)$$

$$\text{com } 1/FRC = \sum_{i=1}^N (1+a)^{-i} = [1 - (1+a)^{-N}] / a$$

$$e E_o(V_T) = E_T(V_T) / FRC \quad (\text{eq. 16})$$

onde R_o é o valor esperado para a receita em €, p_{en} é o preço de venda da energia em €/kW ao longo dos N anos de vida útil, FRC é o fator de recuperação de capital em €/€, a é a taxa de desconto, E_o tem unidades de energia e é definido como o valor presente da energia: valor equivalente no ano 0 à energia obtida ao longo dos N anos de vida útil ponderado pela taxa de desconto.

No ano 0, os custos estão associados ao investimento inicial, I_0 , maioritariamente imputáveis às obras de engenharia civil e ao equipamento eletromecânico, sendo este último cerca de 30 %, segundo Ogayar et al. (2009). Ao longo da vida útil, os custos são imputáveis à operação e à manutenção, sendo, contudo, uma pequena percentagem de I_0 . Portanto, o montante dos custos descontados para o ano 0 imputáveis ao investimento por unidade do investimento inicial é dado por:

$$C_o / I_0 = 1 + c_{om} / FRC \quad (\text{eq. 17})$$

onde C_o é o montante dos custos descontados para o ano 0, c_{om} é o custo de operação e manutenção anual por unidade do investimento inicial I_0 . O critério baseado na maximização da diferença entre as receitas previstas e os custos imputáveis ao investimento consiste em utilizar como função objetivo dos problemas descritos pelas eq. 14 e eq. 15 as respetivas diferenças entre R_o e C_o . Assim, estas funções objetivo são uma indicação do valor atual líquido do investimento, sendo as variáveis de decisão dos problemas as mesmas, i.e., são respetivamente Q_N, t_1, t_2 e $Q_N^1, Q_N^2, t_1, t_2, t_3, t_4$. Devido às expressões para a curva dos caudais classificados e para o cálculo do custo dos equipamentos eletromecânicos, eq. 7, as funções objetivo são funções não lineares. Consequentemente, os problemas têm de ser resolvidos com recurso a optimizadores para problemas de programação não linear, quer comerciais, quer de “software” livre. No caso de estudo, foi utilizado o optimizador gradiente reduzido generalizado (GRG) oferecido pelo Excel.

Facilmente se incluem, nos problemas descritos pelas eq. 14 e eq. 15, impostos, seguros, depreciações e valor residual ou outros custos devido a investimentos significativos previstos no horizonte temporal de vida útil.

3 Caso de estudo

Considere-se um projeto preliminar de investimento para uma PCH com valor residual, impostos e seguros nulos, sendo o horizonte temporal de avaliação económica $N = 25$ anos, o custo de operação e manutenção $c_{om} = 0.04$ €/€, a taxa de desconto $a = 0.07$ e o preço de venda da energia 9.1 c€/kW. Então, o fator de recuperação de capital FRC e C_o/I_o , dados respetivamente pelas eq. 16 e eq. 17, tomam os valores:

$$FRC = 86/1000 \quad e \quad C_o/I_o = 1466/1000$$

Portanto, por cada k€ de custos espera-se, no mínimo, 86 € de valor receita anual e, por cada k€ de investimento inicial, o montante dos custos é de 1.466 k€. Considerando que: a altura de queda H é 20 m; a curva dos caudais classificados é aproximada por uma função exponencial do tipo da eq. 13, $Q_o = 25.6$ m³s⁻¹ e $\tau = 100$ dias; o número de dias de cheia em ano médio t_o é de 11 dias. Os tipos de turbinas compatíveis com a altura de queda, em conformidade com a Figura 1, são a Francis e a Kaplan tomando, segundo Castro (2022), como valores dos limites técnicos aceitáveis mínimo e máximo de caudais por unidade de caudal nominal respetivamente:

$$(\alpha_1^i, \alpha_2^i)^{Francis} = (0.35, 1.15) \quad e \quad (\alpha_1^i, \alpha_2^i)^{Kaplan} = (0.40, 1.00)$$

Considere-se, segundo Ogayar et al. (2009), que 30% de I_o é imputável ao custo dos equipamentos eletromecânicos C_{elm} , i.e., assumase que o montante dos custos descontados para o ano 0 é dado por:

$$C_o = 1466/300 \times C_{elm}$$

onde C_{elm} é o custo dos equipamentos eletromecânicos calculado usando as constantes de correlação da eq. 7 obtidas por Cavazzini et al. (2016). Ainda, e garantindo que C_{elm} é sempre não negativo, considere-se que $Q_{tipo} = Q_-$. O caso de estudo consiste em avaliar a instalação de uma ou de duas turbinas usando os critérios de caudal nominal dado pelo caudal médio, caudal que é excedido durante 100 dias, caudal que maximiza o volume de água turbinado e caudal que maximiza o valor atual líquido (VAL). Estes critérios são seguidamente indicados por Caudal médio, Caudal 100 dias, Máximo Volume e Máximo VAL, respetivamente.

Para a resolução do caso de estudo foi desenvolvida uma aplicação computacional e utilizado o otimizador GRG oferecido pelo Excel, opção “multistart” para evitar mínimos locais. A aplicação resolve facilmente o problema e produz resultados relevantes para a tomada de decisão. Os resultados computacionais obtidos com os caudais nominais em conformidade com a Figura 1 para as turbinas tipo Francis e tipo Kaplan são apresentados no Quadro 1 e no Quadro 2, respetivamente.

Quadro 1. Turbina tipo Francis

Critério	Caudal nominal	P_N, E_o	V_T	VAL	I_o
1 turbina	[m ³ s ⁻¹]	[MW] / [GWh]	[hm ³]	[M€]	[M€]
Caudal médio	6.82	0.95 / 54.28	119.77	3.27	1.67
Caudal 100 dias	9.40	1.32 / 61.23	135.11	3.65	1.92
Máximo Volume	14.69	2.06 / 66.14	145.95	3.60	2.42
Máximo VAL	11.67	1.63 / 64.64	142.63	3.74	2.13
2 turbinas iguais	[m ³ s ⁻¹] / [m ³ s ⁻¹]	[MW] / [GWh]	[hm ³]	[M€]	[M€]
Caudal médio	3.41 / 3.41	0.96 / 58.96	130.09	2.79	2.58
Caudal 100 dias	4.70 / 4.70	1.32 / 67.68	149.33	3.27	2.89
Máximo Volume	8.55 / 8.55	2.39 / 77.02	169.94	3.33	3.68
Máximo VAL	6.67 / 6.67	1.87 / 75.00	165.49	3.52	3.31
2 turbinas	[m ³ s ⁻¹] / [m ³ s ⁻¹]	[MW] / [GWh]	[hm ³]	[M€]	[M€]
Máximo Volume	14.26 / 4.13	2.57 / 82.79	182.69	3.78	3.76
Máximo VAL	11.40 / 2.83	1.99 / 80.41	177.43	4.00	3.21

Quadro 2. Turbina tipo Kaplan

Critério	Caudal nominal	P_N, E_o	V_T	VAL	I_o
1 turbina	$[m^3s^{-1}]$	$[MW] / [GWh]$	$[hm^3]$	$[M€]$	$[M€]$
Caudal médio	6.82	0.96 / 48.38	106.75	3.41	0.99
Caudal 100 dias	9.40	1.32 / 54.87	121.07	3.87	1.12
Máximo Volume	15.35	2.15 / 60.11	132.64	4.06	1.41
Máximo VAL	13.38	1.87 / 59.59	131.49	4.11	1.31
2 turbinas iguais	$[m^3s^{-1}] / [m^3s^{-1}]$	$[MW] / [GWh]$	$[hm^3]$	$[M€]$	$[M€]$
Caudal médio	3.41 / 3.41	0.96 / 53.72	118.54	3.30	1.59
Caudal 100 dias	4.70 / 4.70	1.32 / 62.24	137.33	3.92	1.75
Máximo Volume	9.38 / 9.38	2.63 / 73.42	162.00	4.45	2.23
Máximo VAL	8.14 / 8.14	228 / 72.76	160.55	4.51	2.11
2 turbinas	$[m^3s^{-1}] / [m^3s^{-1}]$	$[MW] / [GWh]$	$[hm^3]$	$[M€]$	$[M€]$
Máximo Volume	14.69 / 5.38	2.81 / 78.59	173.43	4.86	2.29
Máximo VAL	12.84 / 4.53	2.43 / 77.84	167.39	4.93	2.15

No Quadro 1 verifica-se que a economia de escala é significativa, i.e., comparando a instalação de uma turbina com a de duas turbinas iguais, se se optar pelo máximo valor do VAL a instalação de uma só turbina é mais favorável. Mas, comparando com a instalação de duas turbinas com caudal nominal diferente, se se optar pelo critério do Máximo VAL, a solução de duas turbinas diferentes é a mais aconselhável.

No Quadro 2, comparando a instalação de uma turbina com a de duas turbinas iguais, se se optar pelo critério do Máximo VAL, a instalação de duas turbinas iguais é mais favorável. Mas, comparando com a instalação de duas turbinas com caudal nominal diferente, se se optar pelo critério do Máximo VAL, a solução de duas turbinas diferentes é a mais aconselhável.

Em ambos os Quadros 1 e 2 verifica-se que a opção pelo critério do Máximo VAL não corresponde ao máximo valor para E_o nem ao menor valor para I_o , visto que realiza a compatibilização das afluições médias diárias em ano médio com o tipo de turbina a instalar. Portanto, o critério do Máximo VAL não determina necessariamente o máximo valor para E_o nem o menor valor para I_o em comparação com os outros critérios. Embora para ambas turbinas seja mais aconselhável a solução de duas turbinas diferentes, como I_o é mais favorável para as turbinas Kaplan, implicando maior VAL, deve-se optar pelas turbinas Kaplan.

4 Conclusões

Neste trabalho analisam-se os critérios usuais para dimensionamento do caudal nominal em aproveitamentos ditos de pequenas centrais hidroelétricas, no âmbito do projeto preliminar de investimento. Esta análise demonstra que o dimensionamento do caudal nominal, habitualmente baseado na média anual do caudal médio diário, deve ter em consideração, além de dados sobre as características das afluições, indicadores sobre o tipo de turbina a instalar. Ou seja, justifica-se um critério de dimensionamento que tenha em consideração a compatibilização das afluições médias diárias em ano médio com o tipo de turbina a instalar. Para este dimensionamento é formulado um critério em função dos dias de cheia, da curva dos caudais classificados, dos valores esperados para os custos envolvidos no investimento e da taxa de desconto. O critério é formulado por um problema de programação matemática para a maximização do valor atual líquido esperado para o investimento, sujeito a restrições para a caracterização das afluições ou para a caracterização técnico-económica da(s) turbina(s) a instalar. A aplicação apresentada no caso de estudo mostra que o critério permite aceder a informação relevante, que

usualmente não é considerada para suporte da decisão sobre o caudal nominal a usar no projeto preliminar do investimento. É inferido que, embora o valor atual líquido esperado seja uma função não linear de caudais nominais, principalmente devido às expressões para a curva dos caudais classificados e para o cálculo do custo dos equipamentos eletromecânicos, o dimensionamento é facilmente resolvido por otimizadores adequados à programação não linear disponíveis comercialmente. Outra possibilidade é utilizar um “software” livre, por exemplo, o otimizador gradiente reduzido generalizado, oferecido pelo Excel, definindo, se necessário, a opção “multistart” para evitar mínimos locais, que foi utilizado na resolução do caso estudo.

Referências

- Ball I, Berg L., Buiting M. J., Courret D., David L., Denis V., Dewitte M., Henke A., Janicki W., Jawaid T. S., Münch-Alligné C., Papetti L. L., Pelikan B., Richard, Rutschmann S.P., Sagnes P., Steller J. (2020). Chapter 1. Introduction. In *Small hydropower technologies – European state-of-the-art innovations*. WIP Renewable Energies, Munich, Germany, 1st edition. ISBN: 978-3-936338-75-1
- Bódis K., Monforti F., Szabó S. (2014). Could Europe have more mini hydro sites? A suitability analysis based on continentally harmonized geographical and hydrological data. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37 (September), 794-808. doi: 10.1016/j.rser.2014.05.071
- Calhandro R., Melicio R., Mendes V., Areias P (2022). Economic admissibility study on small hydro. In *Proc of 2022 International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD)*, Lisbon, Portugal, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICCAD55197.2022.9854042
- Castro R. (2022). Chapter 8. Small hydro plants. In *Electricity production from renewables*. Springer International Publishing, January. ISBN 978-3-030-82415-0
- Cavazzini G., Santolin A., Pavesi G., Ardizzone G. (2016). Accurate estimation model for small and micro hydropower plants costs in hybrid energy systems modelling. *Energy*, 103 (May), 746-757. doi: 10.1016/j.energy.2016.03.024
- ESHA (2004). Guide on How to develop a small hydro site, updated version by the Thematic Network on Small hydropower (TNSHP). European Small Hydropower Association
- Kougias I., Aggidis G., Avellan F., Deniz S., Lundin U., Moro A., Muntean S., Novara D., Pérez-Díaz J. I., Quaranta E., Schild P., Theodossiou N. (2019). Analysis of emerging technologies in the hydropower sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113 (October), 109257, doi: 10.1016/j.rser.2019.109257
- Ogayar, B., Vidal, P. G. (2009). Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant. *Renewable Energy*, 34 (1), 6-13. doi: 10.1016/j.renene.2008.04.039
- Penche C. (1998). A Layman's guidebook on how to develop a small hydro site. 2nd Edition, European Small Hydropower Association
- Quaranta E., Revelli R. (2018). Gravity water wheels as a micro hydropower energy source: A review based on historic data, design methods, efficiencies and modern optimizations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97 (December), 414-427. doi: 10.1016/j.rser.2018.08.033
- Ramos H., Betâmio de Almeida A., Portela M. M., Pires de Almeida H. (2000). Chapter 1. Hydroenergy. In *Guide Lines for Design of Small Hydropower Plants*. WREAN (Western Regional Energy Agency & Network) and DED (Department of Economic Development), Belfast, North Ireland
- Walczak N. (2018). Operational evaluation of a small hydropower plant in the context of sustainable development. *Water*, 10(9), 1114. doi:10.3390/w10091114