

PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA EM RIOS DO NORTE DO BRASIL

Kellen Dayane de Souza Martins¹ (IC), Ivan Felipe Silva dos Santos (PQ)¹

¹Universidade Federal de Itajubá.

Palavras-chave: Energia hidrocínética. Teoria da quantidade de movimento em um elemento de pá. Viabilidade econômica.

Introdução

O acesso à energia desempenha papel fundamental para o desenvolvimento socioeconômico de toda população. A necessidade da descarbonização, esgotamento dos combustíveis fósseis e a garantia da segurança energética são desafios que têm incentivado o rápido crescimento das energias renováveis (IEA, 2020).

As hidrelétricas utilizam a combinação de queda e vazão para geração de potência em turbinas, no entanto correntes de água de fluxo livre sem quedas significativas, como os rios, também possuem significativo potencial hidráulico. O aproveitamento dessa energia é realizado pelos sistemas hidrocinéticos e se baseia na conversão mecânica da energia cinética do fluxo da água em movimento (SANTOS, 2019).

As turbinas hidrocinéticas podem ser classificadas de acordo com a configuração do eixo em relação a direção que o fluxo de água passa pelo dispositivo. Os sistemas mais utilizados para geração em pequena escala são as turbinas de fluxo axial, onde o eixo é paralelo ao fluxo de água, e as turbinas de fluxo cruzado, onde o eixo é perpendicular ao fluxo (GÜNEY; KAYGUSUZ, 2010).

O desempenho de uma turbina é associado ao coeficiente de potência (C_p) máximo que ela pode atingir e depende de um fator adimensional chamado de razão de velocidade na ponta da pá (λ), que é definido como a razão entre a velocidade tangencial do rotor (ω) e a velocidade média do fluxo (V) (SAINI; SAINI, 2019). O valor máximo de C_p é conhecido como Limite de Betz, correspondendo ao valor máximo teórico de potência que o rotor pode operar em uma corrente livre. A Lei de Betz propõe que o C_p máximo é de 0,593 (YUCE; MURATOGLU, 2015).

Após a passagem da água pelo rotor ocorre a formação de um fenômeno conhecido como esteira, que se caracteriza por uma região de turbulência e movimento espiralado do fluido (NAGO *et al.*, 2022). O comprimento das esteiras influencia na organização do arranjo das turbinas em parque hidrocinéticos, sendo necessário respeitar uma distância entre elas.

As turbinas hidrocinéticas convertem a energia cinética presente no fluxo da água de forma sustentável, sem necessidade de represá-la ou desviar do seu curso natural, dispensando construções de grandes obras civis, reduzindo assim os impactos ambientais causados (KHAN *et al.*, 2008). A instalação de turbinas hidrocinéticas surge como alternativa para abastecimento de energia em comunidades isoladas e sem acesso às linhas de transmissão elétrica, onde o abastecimento, principalmente, é suprido via termelétricas a combustíveis fósseis (SIN, 2023), causadores de diversos impactos ambientais.

Assim, este trabalho tem como objetivo realizar um pré dimensionamento de turbinas hidrocinéticas baseando-se na Teoria da Quantidade de Movimento em um Elemento de Pá (do inglês: *Blade Element Momentum - BEM*), aplicadas em três trechos localizados no rio Solimões, no norte do Brasil. A análise econômica das turbinas é realizada com objetivo de determinar a viabilidade dos projetos, utilizando as métricas do Valor Presente Líquido (*VPL*) e do Custo Nivelado de Energia (*LCOE*).

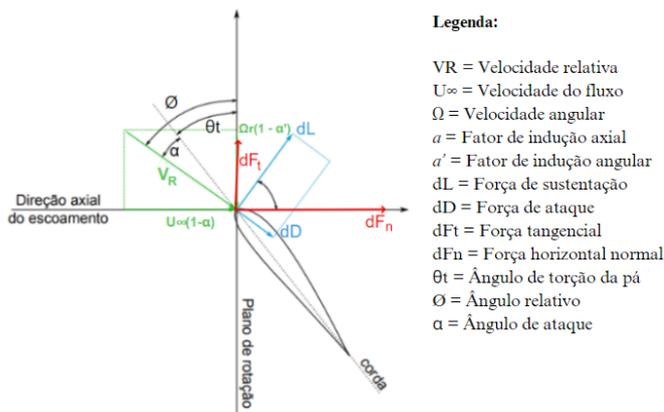
Metodologia

Para análise do potencial hidrocinético foram utilizados dados de três estações fluviométricas localizadas no rio Solimões, no norte do Brasil. A estação de Itapeuá apresentou velocidade média de 1,95 m/s, Tabatinga de 1,67 m/s e Santo Antônio do Içá de 1,45 m/s.

O pré-dimensionamento das turbinas foi realizado através da metodologia *BEM*. Com os resultados obtidos, foi realizada a análise de viabilidade econômica utilizando as métricas do *VPL* e do *LCOE*.

A teoria *BEM* é uma extensão das teorias do disco atuador e do disco rotor, considerando que as pás da turbina são compostas por diversos elementos de pá dispostos radialmente, chamados aerofólios. Através dessas teorias são definidos o design e as características de desempenho das pás (MANWELL *et al.*, 2009). Na figura 1 são apresentadas as velocidades e forças

atuantes no elemento de pá.



Legenda:

- VR = Velocidade relativa
- U_∞ = Velocidade do fluxo
- Ω = Velocidade angular
- a = Fator de indução axial
- a' = Fator de indução angular
- dL = Força de sustentação
- dD = Força de ataque
- dFt = Força tangencial
- dFn = Força horizontal normal
- θ_t = Ângulo de torção da pá
- ϕ = Ângulo relativo
- α = Ângulo de ataque

Figura 1 - Velocidades e forças atuantes no elemento de pá. Adaptado de MANWELL *et al.* (2009).

Igualando as equações das teorias do disco atuador, disco rotor e da teoria BEM, são obtidas as equações 1 e 2, utilizadas para o cálculo dos fatores de indução axial (a) e angular (a'), parâmetros essenciais para os cálculos das grandezas necessárias para obter a potência da turbina (HANSEN, 2008).

$$a = \left(1 / \frac{4F \text{sen}^2 \phi}{\sigma C_n}\right) + 1 \quad (1)$$

$$a' = \left(1 / \frac{4F \text{sen} \phi \cos \phi}{\sigma C_t}\right) - 1 \quad (2)$$

Onde: F = Fator de Prandtl; ϕ = Ângulo relativo; σ = Solidez; C_n = Coeficiente normal; C_t = Coeficiente tangencial.

C_n e C_t são calculados pelas equações 3 e 4 a partir dos coeficientes de arraste (C_D) e sustentação (C_L), obtidos em perfis de aerofólios padronizados (BURTON *et al.*, 2001).

$$C_n = C_L \cos \phi + C_D \text{sen} \phi \quad (3)$$

$$C_t = C_L \text{sen} \phi - C_D \cos \phi \quad (4)$$

A solidez é definida como a área total ocupada pelas pás dividida pela área do disco, conforme a equação 5, onde c = Corda do aerofólio e B = Número de pás.

$$\sigma = \frac{cB}{2\pi r} \quad (5)$$

O fator de Prandtl corrige os valores devido às perdas causadas por vórtices formados na ponta da pá (HANSEN, 2008), é definido pela equação 6.

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} (e^{-f}) \quad (6)$$

$$f = \frac{B(R-r)}{2r \text{sen} \phi}$$

O cálculo de a e a' foi realizado por meio de um processo iterativo no software Microsoft Excel®, realizado para diversos valores λ , a fim de se determinar a velocidade de operação que apresente o C_p mais eficiente. O processo é realizado de acordo com os seguintes passos adaptados de Hansen (2008) e Santos, (2019): i) Iniciar com os dados do rio e da turbina (velocidade do fluxo, massa específica da água, razão de velocidade na ponta da pá, número de pás e diâmetro da turbina); ii) Calcular os componentes da pá: corda, torção e os coeficientes de arraste e de sustentação; iii) Assumir valores de entrada para a e a' ; iv) Calcular os ângulos relativos nas seções da pá; v) Calcular o coeficiente normal, o coeficiente tangencial e o fator de Prandtl; vi) Calcular os parâmetros a e a' ; vii) Comparar os valores de a e a' calculados com os atribuídos por meio de um critério de convergência que assegura que os valores do desvio de a e a' sejam menores que 10^{-2} , caso o critério não seja satisfeito todo processo a partir do passo 2 é refeito com os valores de a e a' obtidos no cálculo; viii) Calcular a potência extraída (P_{ext}) em cada elemento da pá.

Após o processo iterativo é realizada a soma da potência de cada elemento da pá, obtendo a potência da turbina. O C_p é determinado pela razão entre a P_{ext} da turbina e a potência hidrocínética (P_h) disponível (Equação 7), onde ρ = Densidade da água e A = Área da turbina.

$$P_h = \frac{\rho A V^3}{2} \quad (7)$$

O perfil de corda utilizado e a torção foram obtidos de Corke (2016), determinados pelas equações 8 e 9.

$$c = 0,1838 \left(\frac{r}{R}\right)^{-0,647} \quad (8)$$

$$\theta_T = 27,937 \left(\frac{r}{R}\right)^2 - 51,287 \frac{r}{R} + 23,995 \quad (9)$$

Os coeficientes C_D e C_L foram obtidos de dados de aerofólios do site Airfoiltools (2023). Foram selecionados os perfis: NACA 4412, NACA 2415 e NACA 65(3)618, ajustados considerando o número de Reynolds de cada estação.

Através da potência extraída calculada pelo método BEM, pode-se calcular a estimativa de energia elétrica produzida, pela equação 10.

$$E = P_{ins} f_c \Delta t \quad (10)$$

Onde: P_{ins} = Potência instalada; F_c = Fator de capacidade e Δt = Tempo de operação anual.

O fator de capacidade representa a relação entre a energia efetivamente gerada e a energia que seria possível obter caso a turbina pudesse operar

continuamente na potência em que foi projetada, neste trabalho foi considerado $F_c = 65\%$, conforme citado por Santos (2019, *apud* McGlynn, 2014), que sugere uma faixa de valores entre 65% e 95% para turbinas hidrocínéticas.

A tecnologia de turbinas hidrocínéticas ainda se encontra em estágio de desenvolvimento, assim, a análise econômica deste estudo foi aplicada através do método *VPL*, que é calculado pela equação 11, adotando o valor de custo unitário máximo ($C_{un} = 5000$ USD/kW encontrado na literatura, sendo esse uma média dos valores sugeridos por Ramírez *et al.* (2016).

$$VPL = \sum_{t=1}^m \frac{ET - C_{OM}}{(1+i)^t} - I \quad (11)$$

Onde: m = Vida útil do empreendimento (adotada 20 anos); t = Ano; E = Energia produzida anualmente; T = Tarifa de venda de energia; C_{OM} = Custo de operação e manutenção por ano; i = Taxa de desconto anual e I = Investimento inicial.

Com o investimento determinado, foi calculado o Custo *LCOE*, que é um indicador que define a tarifa mínima de venda de energia para que o empreendimento seja viável, calculado pela equação 12.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^m \frac{C_n}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{E}{(1+i)^t}} \quad (12)$$

Com as incertezas relacionadas aos custos de implantação das turbinas, foram feitas simulações para o cálculo do custo unitário máximo ($C_{unm\acute{a}x}$) que o empreendimento se tornasse viável, variando o C_{un} até o *VPL* alcançar o valor de zero (SANTOS *et al.*, 2019).

Resultados e discussão

Para todas simulações, foram adotadas uma turbina de 3 pás com diâmetro de 5 metros. As estações de Itapeuá, Tabatinga e Santo Antônio do Içá apresentaram potência hidrocínética disponível de 33,95, 21,32 e 13,80 kW, respectivamente, calculadas pela equação 7.

Utilizando o processo iterativo para resolução do método *BEM*, os resultados encontrados para o aerofólio NACA 4412 foram os mais eficientes para os três trechos estudados, apresentados na tabela 1.

Tabela 1 - Resultados de C_p e P_{ex} .

Estação	λ	C_p	P_{ex} [kW]	Energia [MWh/ano]
Itapeuá	7,25	0,46	33,95	193,31
Tabatinga	7,25	0,46	21,32	121,40

S. A. do Içá	7	0,45	13,80	78,58
--------------	---	------	-------	-------

As estações de Itapeuá e Tabatinga apresentaram o mesmo resultado quanto ao λ ótimo e o C_p de melhor desempenho, isso dado ao fato de terem os mesmos dados de entrada. No entanto, pode-se observar na tabela 1 que a estação de Itapeuá obteve maior potência extraída, por apresentar maior velocidade média de escoamento. A estação de Santo Antônio do Içá, apresentou o mesmo comportamento, porém com valores diferentes, uma vez que o perfil do aerofólio foi ajustado para um número de Reynolds menor. Na figura 2 é ilustrada a curva de $C_p \times \lambda$ das estações.

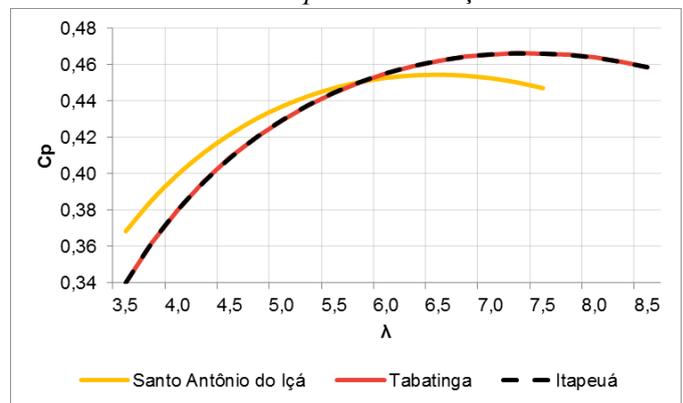


Figura 2 - Relação entre C_p e λ .

O comportamento e os valores encontrados se adequam ao comportamento habitual de turbinas axiais de 3 pás, não ultrapassando o limite de *Betz*.

Em cada elemento de pá é extraída uma potência diferente. Conforme o raio se aproxima da ponta da pá, a potência extraída (dP_{ex}) diminui, devido às perdas ocasionadas por vórtices formados nesta região. Na figura 3 é ilustrada a potência extraída em cada elemento de pá, onde é possível observar que em cerca de 80% da pá se obtém a maior extração de energia.

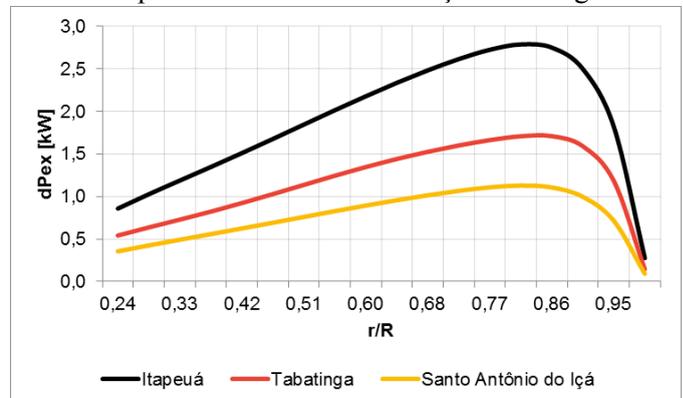


Figura 3 - Variação da potência extraída ao longo do raio.

Na tabela 2 é apresentado os resultados dos cálculos econômicos realizados.

Tabela 2 - Resultados econômicos das turbinas

hidrocinéticas.

Estação	VPL[R\$]	LCOE [R\$/MWh]	$C_{unm\acute{a}x}$ [R\$/kW]
Itapeuá	-583.036,62	666,14	10.266,76
Tabatinga	-366.136,69	666,14	10.266,76
S. A. Içá	-236.992,79	666,14	10.266,76

Na tabela 2 é possível identificar o aumento do investimento proporcional à potência instalada, além disso, pode-se observar que nenhuma das turbinas apresentou viabilidade econômica, dado que o *VPL* obteve resultado negativo em todas simulações, indicando a necessidade de amadurecimento do sistema para atratividade de implantação. Também é possível observar a disparidade dos valores entre o custo unitário encontrado com referência da literatura ($C_{un} = 24.650,00$ R\$/kW, considerando a conversão de 4,93 R\$/USD) e o custo unitário máximo permitido para investimento dessa tecnologia que garantiria sua viabilidade econômica, $C_{unm\acute{a}x} = R\$10.266,76$ R\$/kW. Considerando a tarifa de venda energia e a taxa de juros adotadas, o custo de implantação precisaria alcançar valores cerca de 60% mais baixos para a viabilidade das turbinas estudadas.

Conclusões

O estudo com diferentes aerofólios resultou em coeficiente de potência de 0,46 para as estações de Itapeuá e Tabatinga e de 0,45 para Santo Antônio do Içá, considerando o perfil com melhor desempenho. A potência extraída foi de 33,95, 21,32 e 13,8 kW, respectivamente. O custo nivelado de energia calculado foi de 666,14 R\$/MWh, valor pouco competitivo quando comparado a geração por outras fontes de energia renováveis no Brasil, como as PCHs. O custo unitário máximo por kW que viabilizasse o empreendimento obtido foi de 10.266,76 R\$/kW, investimento cerca de 60% menor do que os valores estimados pela literatura 24.650,00 R\$/kW, indicando necessidades de incentivos para amadurecimento da tecnologia. Contudo, deve ser considerado que o norte do Brasil possui diversas comunidades ribeirinhas e isoladas, onde o abastecimento, principalmente, é suprido via termelétricas a combustíveis fósseis, causadores de diversos impactos ambientais (SIN, 2023). O estabelecimento da energia hidrocinética poderá contribuir para suprir a demanda de energia destas localidades, com energia mais limpa e segura. A inserção da energia hidrocinética ao mercado de

geração distribuída, taxas de juros mais baixas e o estabelecimento de uma indústria para fornecimento dos componentes dos sistemas podem auxiliar na viabilidade dessa fonte de geração.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Ivan, pela oportunidade, confiança e paciência; A Universidade Federal de Itajubá pela elevada qualidade de ensino oferecido; Ao PIBIC, pelo financiamento do projeto de pesquisa.

Referências

- BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N. BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- CORKE, T. C. **Momentum Theory**. University of Notre Dame, 2016. Disponível em: <https://www3.nd.edu/~tcorke/w.WindTurbineCourse/Aerodynamics_Presentation.pdf>.
- IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2020**. 2020.
- HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of wind turbines**. Earthscan, 2 Ed., 2008.
- KHAN, M. J.; IQBAL, M. T.; QUAICOE, J. E. River current energy conversion systems: Progress, prospects and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 2177-2193, 2008.
- NAGO, V. G. *et al.* A literature review on wake dissipation length of hydrokinetic turbines as a guide for turbine array configuration. **Ocean Engineering**, v. 259, 2022.
- MANWELL, J. F. MCGOWAN, J. G. ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained – Theory, Design and Application**. John Wiley & Sons Ltd, 2 Ed., 2009.
- RAMÍREZ, R. D. M. CUERVO, F. I. RICO, C. A. M. Technical and financial valuation of hydrokinetic power in the discharge channels of large hydropower plants in Colombia: A case study. **Renewable Energy**, V. 99, P.136-147, 2016.
- SAINI, G.; SAINI, R. P. A review on technology, configurations, and performance of cross-flow hydrokinetic turbines. **International Journal of Energy Research**, v. 43, p. 6639–6679, 2019.
- SANTOS, I. F. S. **Análise técnica e econômica de parques hidrocinéticos com base em previsões numéricas (CFD) e dados experimentais**. 2019. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019.
- SANTOS, I. F. S. *et al.* Energy potential and economic analysis of hydrokinetic turbines implementation in rivers: An approach using numerical predictions (CFD) and experimental data. **Renewable Energy**, v. 143, p.648-662, 2019.
- SIN. Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro: SIN, 2023. Disponível em: <<https://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>.
- YUCE, M. I.; MURATOGLU, A. Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 43, p. 72-82, 2015.