REVISTA TÓPICOS
ISSN 2965-6672 | Qualis A2

ANÁLISE NUMÉRICA DE UM SISTEMA OFF-GRID HÍBRIDO SOLAR-HIDROCINÉTICO UTILIZANDO O SOFTWARE HOMER, EM ACARÁ-PA

NUMERICAL ANALYSIS OF AN OFF-GRID SOLAR-HYDROKINETIC HYBRID SYSTEM USING HOMER SOFTWARE IN ACARÁ-PA

Engenharias • 21/11/2026

REGISTRO DOI: 10.70773/revistatopicos/794993628

Andrey Mendes de Moraes[1]

Silvio Bispo do Vale[2]

Jean Carlos de Almeida Nobre[3]

RESUMO

O estudo avalia numericamente o desempenho técnico-econômico de um sistema híbrido fotovoltaico e hidrocinético isolado para o atendimento energético de um sítio na Comunidade Mangará, no município de Acará, Pará, Brasil. A pesquisa objetiva coletar e avaliar dados climáticos e de escoamento do Igarapé Arapiranga-Açu, estimar a curva de carga elétrica do perfil de consumo local, dimensionar e simular o sistema híbrido, realizar análise técnico-econômica comparativa visando substituir possíveis gerações a diesel e formular recomendações para projetos de sistemas híbridos sustentáveis em comunidades amazônicas remotas. A metodologia utiliza simulações computacionais no *software* HOMER Pro a partir de dados de irradiação solar, da estimativa sazonal da velocidade fluvial e da demanda residencial baseada nos equipamentos locais, acrescida de expansão de dez por cento para vinte e cinco anos. O resultado define uma arquitetura com 3,08 quilowatts-pico de geração fotovoltaica, uma turbina hidrocinética de 0,50 quilowatt, oito baterias de fosfato de ferro-lítio e um inversor de 2,00 quilowatts, configuração que respeita o limite de conexão elétrica das baterias, otimiza a área física e assegura autonomia de 20,2 horas. O sistema apresenta Custo Presente Líquido de 105.828,73 reais e Custo Nivelado de Energia de 2,88 reais por quilowatt-hora, valor inferior à tarifa de 8,12 reais por quilowatt-hora da opção a diesel, evitando a emissão acumulada de 111,57 toneladas de dióxido de carbono. Conclui-se que a matriz híbrida viabiliza o consumo local, recomendando-se equipamentos eficientes e o dimensionamento orientado ao período de estiagem.

Palavras-chave: Amazônia; Energia renovável; Energia solar fotovoltaica; Geração hidrocinética; Microrrede isolada.

ABSTRACT

This study numerically evaluates the technical and economic performance of an off-grid photovoltaic and hydrokinetic hybrid system to supply electricity to a rural property located in the Mangará Community, in the municipality of Acará, Pará, Brazil. The research aims to collect and evaluate climatic and flow data from the Arapiranga-Açu Stream, estimate the electrical load curve based on the local consumption profile, size and simulate the hybrid system, conduct a comparative techno-economic analysis aimed at replacing potential diesel-based generation, and formulate recommendations for sustainable hybrid system projects in remote Amazonian communities. The methodology employs computational simulations using HOMER Pro software, based on solar irradiation data, seasonal estimates of river velocity, and residential demand determined by locally used appliances, with an additional ten percent expansion over twenty-five years. The results define a system architecture consisting of 3.08 kilowatts-peak of photovoltaic generation, a 0.50-kilowatt hydrokinetic turbine, eight lithium iron phosphate batteries, and a 2.00-kilowatt inverter. This configuration complies with the batteries' electrical connection limit, optimizes the physical area, and ensures 20.2 hours of autonomy. The system presents a Net Present Cost of 105,828.73 Brazilian reais and a Levelized Cost of Energy of 2.88 Brazilian reais per kilowatt-hour, which is lower than the 8.12 Brazilian reais per kilowatt-hour cost of the diesel-based option, while avoiding cumulative emissions of 111.57 metric tons of carbon dioxide. It is concluded that the hybrid energy mix meets local consumption needs, and the use of efficient equipment and sizing based on the dry season are recommended.

Keywords: Amazon; Hydrokinetic power generation; Isolated microgrid; Photovoltaic solar energy; Renewable energy.

1. INTRODUÇÃO

A universalização do acesso à energia elétrica na Amazônia Legal encontra obstáculo geográfico, técnico e financeiro decorrente da baixa densidade demográfica, da dispersão espacial da população ao longo da calha fluvial e da restrição ambiental para a expansão da rede convencional de distribuição (Pinho *et al.*, 2008; Tiago Filho *et al.*, 2008). Como a interligação de uma localidade isolada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) exige investimento elevado em infraestrutura, o suprimento elétrico em área remota ocorre tradicionalmente por meio da geração descentralizada movida a óleo diesel (Blasques; Vale, 2011; Costa; Villalva, 2020). Essa solução termelétrica fóssil incorre em despesa operacional contínua, associada à logística de transporte fluvial de combustível, à manutenção mecânica frequente e à emissão de poluentes atmosféricos, o que compromete a regularidade do serviço (Silva; Rodrigues; Tapia, 2020).

Para solucionar a dependência dos combustíveis fósseis, a literatura aponta o aproveitamento das fontes renováveis locais. O uso isolado de uma única fonte intermitente exige a ampliação da capacidade instalada e do banco de baterias (Rodrigues, 2014). Contudo, a integração de tecnologias distintas em um sistema híbrido permite aproveitar a disponibilidade complementar de cada recurso primário, elevando a confiabilidade do fornecimento e reduzindo a exigência de armazenamento (Nfah; Ngundam, 2009; Zanoni; Schneider, 2018). No estado do Pará, a dinâmica hidroclimática apresenta forte sazonalidade (Ferreira; Souza; Oliveira, 2020), de modo que a integração entre a conversão solar fotovoltaica e a geração hidrocinética explora a complementaridade natural da

bacia amazônica e viabiliza um arranjo mais compacto (Brown *et al.*, 2022; Ileberi; Li, 2023).

O dimensionamento teórico de sistemas híbridos requer a incorporação das restrições físicas reais dos equipamentos, como os limites de conexão elétrica e de paralelismo de baterias estipulados pelos fabricantes, para garantir a viabilidade operacional em áreas isoladas da Amazônia. Esse desafio técnico e logístico evidencia-se no município de Acará, estado do Pará. A infraestrutura elétrica regional é atendida pela subestação de Concórdia do Pará, identificada pelo código de subestação (SUB) VCO, e opera por meio do Circuito de Média Tensão (CTMT) de código VCO09C2, conforme a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) da Equatorial Pará (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2025). A distância em linha reta dessa subestação até a área de estudo é de aproximadamente 27 km, percurso que ultrapassa 30 km em razão das características geométricas da malha. Inserido nesse cenário, o sítio Karuvaz, localizado na Comunidade Mangará, às margens do Igarapé Arapiranga-Açu, ilustra a referida carência estrutural. Apesar da presença do circuito na região, essa propriedade específica não possui conexão com a rede elétrica, condição de isolamento que demanda uma infraestrutura energética para uso residencial e produtivo compatível com a conservação do ambiente fluvial (Aquino *et al.*, 2013).

A substituição da geração a diesel por uma microrrede autônoma (*Off-Grid*) nesse local justifica-se técnica e socialmente. A iniciativa alinha-se aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas, com impacto direto na saúde e bem-estar (ODS 3), no acesso à energia limpa e acessível (ODS 7), na redução da desigualdade (ODS 10), em comunidades sustentáveis

(ODS 11), no consumo e produção responsáveis (ODS 12) e na ação contra a mudança global do clima (ODS 13) (Organização das Nações Unidas, 2015), além de convergir com a agenda de descarbonização da 30ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP30). A elaboração de um modelo de dimensionamento aplicado à região Norte estabelece diretrizes de projeto que previnem a falha operacional precoce observada em sistemas autônomos rurais (Blasques; Vale, 2011).

Diante da problematização, o objetivo geral deste trabalho consiste em avaliar numericamente o desempenho técnico-econômico de um sistema híbrido fotovoltaico-hidrocinético *Off-Grid* para um sítio na Comunidade Mangará, via simulações computacionais no *software* HOMER Pro (*Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources*). Os objetivos específicos englobam: coletar e avaliar dados climáticos e de escoamento do Igarapé Arapiranga-Açu, estimar a curva de carga elétrica do perfil de consumo local, dimensionar e simular o sistema híbrido, realizar análise técnico-econômica comparativa frente à geração termelétrica e formular recomendações para o dimensionamento em comunidades amazônicas isoladas.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Sistema Híbrido Isolado na Amazônia

O Sistema Híbrido de Geração de Energia (SHGE) é definido como uma instalação que integra duas ou mais fontes geradoras de eletricidade, associadas a um equipamento de condicionamento de potência e a um sistema de armazenamento por baterias, visando ao atendimento de uma demanda isolada ou conectada à rede de

distribuição (Monteiro; Netto; Souza, 2018; Pinho, 2008). Na região amazônica, a análise de sistemas autônomos implantados no estado do Pará (como nas localidades de Joanes, Praia Grande, São Tomé e Tamaruteua) indica a aplicabilidade tecnológica da geração renovável descentralizada, evidenciando que a sustentabilidade operacional depende da adequação do dimensionamento ao perfil de carga e do controle sobre a vida útil do banco de baterias (Blasques; Vale, 2011; Pinho *et al.*, 2008).

Em uma localidade rural isolada (*Off-Grid*), o suprimento elétrico por meio de uma única fonte renovável intermitente exige a ampliação da capacidade instalada de geração e do banco de baterias para manter o fornecimento durante o período de indisponibilidade do recurso natural (Rodrigues, 2014; Silva; Rodrigues; Tapia, 2020). A combinação de fontes com comportamentos sazonais distintos permite explorar a complementaridade energética entre cada recurso primário, o que reduz a necessidade de sobredimensionamento da planta (Nfah; Ngundam, 2009; Zanoni; Schneider, 2018). Na bacia amazônica, o regime de precipitação (Ferreira; Souza; Oliveira, 2020) estabelece uma alternância natural entre a disponibilidade solar e a disponibilidade hídrica: o período chuvoso eleva a nebulosidade e atenua a irradiação solar direta, ao mesmo tempo em que amplia a vazão e a velocidade de escoamento fluvial; de modo inverso, o período de estiagem reduz o potencial cinético do rio, porém proporciona maior incidência solar, condição que favorece a operação conjunta da geração solar fotovoltaica com a geração hidrocinética (Brown *et al.*, 2022; Ileberi; Li, 2023).

2.2. Energia Solar Fotovoltaica

A conversão solar fotovoltaica transforma a radiação luminosa diretamente em corrente elétrica contínua por meio do efeito fotovoltaico em uma célula semicondutora (Pinho; Galdino, 2014). Para a determinação da energia solar disponível em uma superfície coletora inclinada, aplica-se a modelagem astronômica e radiométrica descrita por Duffie e Beckman (1991). Define-se o índice de clareza atmosférico (k_T) pela razão entre a radiação solar global horizontal média na superfície terrestre ($\bar{G}$) e a radiação horizontal extraterrestre no topo da atmosfera ($\bar{G}_o$), conforme a Equação 1:

	$$k_T = \frac{\bar{G}}{\bar{G}_o}$$	(1)

A radiação global horizontal na superfície terrestre corresponde à soma da radiação direta ($\bar{G}_b$) com a radiação difusa ($\bar{G}_d$), expressa por $\bar{G} = \bar{G}_b + \bar{G}_d$. Na ausência de medição separada dessas parcelas, a fração difusa horizontal é determinada em função do índice de clareza por meio da correlação empírica de Erbs, Klein e Duffie (1982), apresentada na Equação 2:

	$$\frac{\bar{G}_d}{\bar{G}} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T, & para\ k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4, & para\ 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165, & para\ k_T > 0,80 \end{cases}$$	

A transposição da radiação horizontal para a superfície inclinada do painel fotovoltaico ($\bar{G}_T$) é regida pelo modelo anisotrópico HDKR (Hay, Davies, Klucher e Reindl), o qual contabiliza a componente direta, as três componentes difusas (isotrópica, circunsolar e de brilho do horizonte) e a parcela refletida pelo solo, conforme a Equação 3:

	$\bar{G}_T = (\bar{G}_b + \bar{G}_d A_i) R_b + \bar{G}_d (1 - A_i)(\frac{1 + \cos\beta}{2})[1 + f \sin^3(\frac{\beta}{2})] + \bar{G}\rho_g (\frac{1 -$

Na Equação 3, $R_b = \cos\theta / \cos\theta_z$ representa a razão entre a radiação direta na superfície inclinada (ângulo de incidência θ) e na superfície horizontal (ângulo zenital θ_z), $A_i = \bar{G}_b / \bar{G}_o$ indica o índice de anisotropia da transmitância atmosférica, $f = \sqrt{\bar{G}_b / \bar{G}}$ corresponde ao fator de brilho do horizonte associado à nebulosidade, β é a inclinação do módulo em relação à horizontal e ρ_g refere-se à refletância do solo (albedo).

Sob incidência solar plena, a temperatura superficial do módulo fotovoltaico supera a temperatura ambiente, o que reduz a eficiência de conversão elétrica devido à variação térmica da tensão no semicondutor. Essa sensibilidade térmica é quantificada pelo coeficiente de temperatura da potência (α_P, em $\%/^\circ C$), cujo valor é negativo (situando-se em torno de $-0,48\%/^\circ C$ para o silício policristalino e $-0,46\%/^\circ C$ para o silício monocristalino). Quando se dispõe apenas do coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (μ_{Voc}, em $V/^\circ C$) e da tensão no ponto de máxima potência em condição padrão de teste (V_{mp}, em V), estima-se α_P pela aproximação de Duffie e Beckman (1991), expressa na Equação 4:

	$\alpha_P \approx \frac{\mu_{Voc}}{V_{mp}}$	(4)

Pela aplicação do balanço de energia térmica de Duffie e Beckman (1991) ($\tau\alpha G_T = \eta_c G_T + U_L(T_c - T_a)$, em que a radiação solar absorvida iguala a soma da potência elétrica gerada com a perda

térmica para o ambiente), deduz-se a temperatura operacional da célula fotovoltaica (T_c , em Kelvin) em função da Temperatura Nominal de Operação da Célula ($T_{c,NOCT}$, aferida sob irradiância $G_{T,NOCT} = 0,8\ kW/m^2$, temperatura ambiente $T_{a,NOCT} = 20\ ^\circ C$ e circuito aberto), conforme a Equação 5:

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}})[1 - \frac{\eta_{mp,STC}(1 - \alpha_P T_{c,STC})}{\tau\alpha}]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}})(\frac{\alpha_P \eta_{mp,STC}}{\tau\alpha})}$$

Na Equação 5, T_a é a temperatura ambiente, $\tau\alpha$ indica o produto transmitância-absortância efetivo (adotado como $0,9$), $\eta_{mp,STC}$ representa a eficiência do painel no ponto de máxima potência sob condição padrão de teste (STC) e $T_{c,STC}$ equivale à temperatura celular padrão ($25\ ^\circ C$). A potência elétrica fornecida pelo arranjo fotovoltaico (P_{PV} , em kW) em função da radiação incidente e da temperatura operacional é determinada pela Equação 6:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} (\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}})[1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (6)$$

Na Equação 6, Y_{PV} corresponde à potência nominal do arranjo sob condição padrão (kW), f_{PV} é o fator de redução (*derating factor*) que consolida perdas por sujidade, sombreamento, cabeamento e degradação, e $\bar{G}_{T,STC}$ representa a irradiância padrão de $1\ kW/m^2$.

2.3. Energia Hidrocinética e Uso de Difusor

A turbina hidrocinética é uma máquina hidráulica que realiza a conversão direta da energia cinética contida no escoamento livre de um curso d'água em trabalho mecânico de eixo e eletricidade, dispensando a construção de barragem ou reservatório de acumulação (Kusakana; Vermaak, 2013; Tiago Filho *et al.*, 2008; Vermaak; Kusakana; Koko, 2014). A ausência de represamento preserva a geomorfologia fluvial (Alves, 2015) e evita o alagamento florestal e a emissão biogênica de metano associada a reservatórios hidrelétricos na Amazônia (Condori; Santos; Silva, 2025; Fearnside, 2015). O equacionamento físico da conversão hidrocinética deriva das leis de conservação de massa, momento linear, momento angular e energia obtidas a partir do Teorema do Transporte de Reynolds (Burton *et al.*, 2011; Hansen, 2015).

Pela Teoria do Momento Axial Simples (Modelo do Disco Atuador de Rankine-Froude), o rotor é modelado como um disco permeável imerso em um escoamento axial livre de velocidade V_0, cuja absorção de energia cinética reduz a velocidade no plano do rotor para $V_2 = (1 - a)V_0$ e na esteira distante para $V_3 = (1 - 2a)V_0$, onde a representa o fator de indução axial (Hansen, 2015). A partir da aplicação da equação de conservação de momento linear e da equação de Bernoulli no volume de controle, define-se o coeficiente de empuxo (C_E) pela Equação 7 e o coeficiente de potência (C_P) pela Equação 8 (Hansen, 2015):

	$$C_E = \frac{E}{\frac{1}{2}\rho A V_0^2} = 4a(1 - a)$$	(7)
	$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A V_0^3} = 4a(1 - a)^2$$	(8)

Na Equação 7 e na Equação 8, E indica a força de empuxo axial sobre o disco, P é a potência mecânica extraída do fluido, ρ representa a massa específica da água (kg/m^3) e $A = \pi R^2$ corresponde à área transversal varrida pelo rotor de raio R (m^2). A condição de eficiência máxima para uma turbina livre ($dC_P/da = 0$) ocorre quando $a_{opt} = 1/3$, o que resulta em $C_{E,opt} = 8/9$ e no coeficiente de potência máximo $C_{P,opt} = 16/27 \approx 0,593$, limite teórico denominado Limite de Betz-Joukowsky (Burton *et al.*, 2011). Incorporando o rendimento global da transmissão mecânica e do gerador elétrico (η), a potência elétrica gerada pela turbina (P_{hidro}) é expressa pela Equação 9 (Aquino *et al.*, 2013; Hansen, 2015):

	$P_{hidro} = \frac{1}{2}\rho A V_0^3 C_P \eta$	(9)

Na modelagem de um rotor real com número finito de pás pela Teoria do Momentum do Elemento de Pá (BEM), acopla-se a teoria do momento axial (incluindo a velocidade induzida tangencial na esteira representada por a') à integração das forças de sustentação (L) e de arrasto (D) atuantes sobre cada elemento radial da pá, aplicando o fator de perda de ponta de Prandtl (F_P) ou a formulação de funções de pás finitas (F_u e F_w) e a correção pós-estol de Viterna e Corrigan (Hansen, 2015). Adicionalmente, avalia-se em hidrofólios a suscetibilidade à cavitação por meio do critério $c_{p\min} + \sigma_c \geq 0$ (em que $c_{p\min}$ é o coeficiente de pressão mínimo no extradorso da pá e σ_c é o número de cavitação de Thomas), embora em turbinas hidrocinéticas de pequeno porte a reduzida velocidade relativa na ponta da pá minimize a ocorrência de vaporização local (Silva *et al.*, 2017).

Em cursos d'água de planície na região amazônica (como o Igarapé Arapiranga-Açu), a velocidade natural da correnteza é baixa, o que restringe a potência disponível em razão da proporcionalidade cúbica com a velocidade (V_0^3) (Aquino *et al.*, 2013). Para ampliar a captação de energia cinética nesses ambientes, utiliza-se uma turbina encapsulada por um difusor (*Diffuser-Augmented Turbine* ou DAT) (Fletcher, 1981; Vaz; Wood, 2018). O difusor consiste em uma carenagem anular divergente ($A_3 > A$, definindo a razão de área $\beta = A / A_3 < 1$) posicionada ao redor do rotor, cuja geometria cria uma zona de subpressão na saída (expressa pelo coeficiente de pressão $c_{p3} = (p_3 - p_0) / (\frac{1}{2}\rho V_0^2)$) e desenvolve um empuxo axial adicional sobre a carenagem (T_d , adimensionalizado pelo coeficiente de empuxo do difusor C_{Td}) (Sørensen, 2016; Vaz; Wood, 2018).

Esse diferencial de pressão succiona uma maior vazão mássica para o interior do duto e eleva a razão de velocidade axial no plano do rotor ($\epsilon_1 = V_1 / V_0$). Considerando a perda de energia viscosa no escoamento interno por meio da eficiência do difusor (η_d), definida na Equação 10, o coeficiente de potência de uma turbina com difusor ($C_{P,dif}$) é determinado pela Equação 11 e pela Equação 12 (Fletcher, 1981; Vaz; Wood, 2018):

	$$\eta_d = \frac{p_3 - p_2}{\frac{1}{2}\rho(V_2^2 - V_3^2)}$$	
	$$C_{P,dif} = \epsilon_1[1 - \epsilon_4^2 - (1 - \eta_d)(1 - \beta^2)\epsilon_1^2]$$	
	$$C_{P,dif} = 2\epsilon_1^2[1 - \epsilon_1 + \sqrt{(1 - \epsilon_1)^2 + C_{Td} - \epsilon_1^2(1 - \beta^2)(1 - \eta_d)} - \frac{C_{Td}}{2\epsilon_1}]$$	

Na Equação 11, $\epsilon_4 = V_4 / V_0$ representa a velocidade adimensional na esteira distante. O incremento proporcionado pelo coeficiente de empuxo do difusor ($C_{Td} > 0$) aliado a uma elevada eficiência difusora (η_d) permite que o coeficiente de potência referido à área do rotor ($C_{P,dif}$) ultrapasse o Limite de Betz-Joukowsky ($0,593$), diminuindo a velocidade de partida e elevando a geração elétrica em escoamentos de baixa velocidade (Vaz; Wood, 2018).

2.4. Sistema de Armazenamento por Baterias de Lítio e Modelagem Cinética

Em sistemas híbridos isolados, o banco de baterias atua no amortecimento entre a geração intermitente e o perfil de consumo, armazenando o excedente energético e suprindo a carga nos períodos de déficit (Zoulias; Lymberopoulos, 2007). As baterias de íons de lítio baseadas na química de fosfato de ferro-lítio ($LiFePO_4$) apresentam elevada densidade energética, estabilidade térmica e maior eficiência de ciclo em comparação às tecnologias convencionais de chumbo-ácido.

A representação matemática da transferência de energia em baterias baseia-se no Modelo Cinético de Bateria (*Kinetic Battery Model* ou KiBaM), proposto por Manwell e McGowan (1993). O modelo divide a capacidade de armazenamento em dois tanques interligados por uma condutância de taxa de conversão (k , em h^{-1}): o primeiro tanque armazena a energia imediatamente disponível para conversão em corrente contínua (Q_1 , em kWh) e o segundo armazena a energia quimicamente ligada (Q_2 , em kWh), sendo a energia total no instante inicial do passo de tempo dada por $Q = Q_1 + Q_2$ e a razão de capacidade entre o primeiro tanque e a capacidade teórica máxima ($Q_{\max}$) expressa por c .

Ao longo de um intervalo de tempo (Δt), a potência máxima de descarga permitida pela cinética de dois tanques ($P_{batt,d\max,kbm}$) e a potência máxima de descarga útil na saída do banco de baterias ($P_{batt,d\max}$, descontada a perda pela eficiência de descarga $\eta_{batt,d}$) obedecem à Equação 13 e à Equação 14:

	$P_{batt,d\max,kbm} = \frac{-kcQ_{\max} + kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t}}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$	(13)
	$P_{batt,d\max} = \eta_{batt,d} P_{batt,d\max,kbm}$	(14)

De forma análoga, a potência máxima que o banco de baterias pode absorver durante a recarga é restringida por três fenômenos físicos: o limite cinético de absorção do sistema de dois tanques ($P_{batt,c\max,kbm}$, Equação 15), o limite imposto pela taxa máxima de carga (α_c , em A/Ah , expresso por $P_{batt,c\max,mcr}$ na Equação 16) e o limite imposto pela corrente elétrica máxima de carga ($I_{\max}$, para um banco com N_{batt} baterias de tensão nominal V_{nom} , expresso por $P_{batt,c\max,mcc}$ na Equação 17). A potência máxima de carga efetiva ($P_{batt,c\max}$) corresponde ao menor desses três limites dividido pela eficiência de carga ($\eta_{batt,c}$), conforme a Equação 18:

	$P_{batt,c\max,kbm} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$	(15)
	$P_{batt,c\max,mcr} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \Delta t})(Q_{\max} - Q)}{\Delta t}$	(16)

	$$P_{batt,c\max,mcc} = \frac{N_{batt} I_{\max} V_{nom}}{1000}$$	(17)
	$$P_{batt,c\max} = \frac{\min(P_{batt,c\max,kbm}, P_{batt,c\max,mcr}, P_{batt,c\ma}}{\eta_{batt,c}}$$	(18)

No Modelo Cinético Modificado, incorpora-se uma resistência elétrica em série (R_0), na qual a potência de saída segue a função quadrática $P_{out} = V_0 I - R_0 I^2$ (estabelecendo a corrente limite $I_{P_{out},\max} = V_0 / (2R_0)$) e a dissipação resistiva ($Q = I^2 R_0$) governa o balanço térmico interno da bateria ($mcT = Q - (T - T_a)h$). O envelhecimento da bateria é modelado pela evolução de duas variáveis independentes: a degradação de calendário dependente da temperatura absoluta T ($kt = Be^{-d/T}$) e a degradação acumulada por fadiga de ciclagem (D_{ciclo}), determinada pelo método de contagem de ciclos *Rainflow* em função da profundidade de descarga de cada ciclo (D_i), conforme a Equação 19:

	$$D_{ciclo} = \sum_{i=0}^{N} A D_i^{\beta}$$	(19)

Na Equação 19, A e β representam constantes ajustadas à curva de vida em ciclos versus profundidade de descarga (*Depth of Discharge* ou DOD) da bateria. Pela relação de potência D_i^{β} , observa-se que a imposição de um limite inferior para o Estado de Carga (*State of Charge* ou SOC) evita ciclos de descarga profunda e prolonga a integridade eletroquímica do banco de baterias.

2.5. Confiabilidade e Análise Econômica (NPC e LCOE)

O dimensionamento de uma microrrede isolada requer o equilíbrio matemático entre a confiabilidade de atendimento à demanda elétrica e o custo de ciclo de vida do empreendimento (Amutha; Rajini, 2016; Yang; Wei; Chengzhi, 2009). A confiabilidade técnica do suprimento é mensurada pela Probabilidade de Perda de Carga (LPSP, do inglês *Loss of Power Supply Probability*) ou fração de escassez de capacidade (*Capacity Shortage*), definida pela razão entre o déficit de energia elétrica acumulado no ano ($E_{déficit}$) e a demanda anual total requerida ($E_{demanda}$), conforme a Equação 20 (Yang; Wei; Chengzhi, 2009):

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{8760} E_{déficit}(t)}{\sum_{t=1}^{8760} E_{demanda}(t)} \quad (20)$$

Para representar o comportamento estocástico de uma curva de carga ao longo do tempo a partir de um perfil diário médio, aplica-se sobre a potência de cada passo de tempo um fator de perturbação aleatória (α), definido na Equação 21 pela soma da perturbação diária (δ_d) com a perturbação horária (δ_{ts}):

$$\alpha = 1 + \delta_d + \delta_{ts} \quad (21)$$

Na análise econômica de engenharia, a equivalência financeira de fluxos de caixa distribuídos ao longo do horizonte de vida útil do projeto (R_{proj} , em anos) é processada em moeda constante do ano zero por meio da taxa de desconto real anual (i), obtida a partir da taxa de desconto nominal (i') e da taxa de inflação esperada (f) pela relação de Fisher expressa na Equação 22:

	$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$	(22)

Para contabilizar o valor do dinheiro no tempo sobre cada despesa ou receita futura, define-se o fator de desconto (f_d) no ano t pela Equação 23:

	$$f_d = \frac{1}{(1 + i)^t}$$	(23)

O indicador econômico primário de avaliação de ciclo de vida é o Custo Presente Líquido Total ($C_{NPC,tot}$, do inglês *Total Net Present Cost*), definido pela soma do valor presente de todos os custos incorridos pelo sistema ao longo de sua vida útil (englobando capital inicial no ano zero, substituições periódicas de equipamentos, operação e manutenção e combustível), subtraída do valor presente das receitas auferidas, como o valor residual de sucateamento (*Salvage value*) ao término do projeto. A conversão do $C_{NPC,tot}$ em um fluxo anual uniforme equivalente fornece o Custo Anualizado Total do sistema ($C_{ann,tot}$, em unidades monetárias por ano), calculado por meio do Fator de Recuperação de Capital (CRF , do inglês *Capital Recovery Factor*), conforme a Equação 24 e a Equação 25:

	$$C_{ann,tot} = CRF(i, R_{proj}) \cdot C_{NPC,tot}$$	(24)
	$$CRF(i, R_{proj}) = \frac{i(1 + i)^{R_{proj}}}{(1 + i)^{R_{proj}} - 1}$$	(25)

A partir do custo anualizado, define-se o Custo Nivelado de Energia (COE ou $LCOE$, do inglês *Levelized Cost of Energy*) como o custo monetário médio por quilowatt-hora de energia elétrica útil produzida pelo sistema e efetivamente entregue à carga consumidora (E_{served} , em kWh/ano). Na formulação geral que contempla sistemas de cogeração (onde c_{boiler} é o custo marginal térmico e H_{served} é a demanda térmica anual atendida), o LCOE é dado pela Equação 26, reduzindo-se à Equação 27 em sistemas puramente elétricos ($H_{served} = 0$):

	$$LCOE = \frac{C_{ann,tot} - c_{boiler} H_{served}}{E_{served}}$$	(26)
	$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}}$$	(27)

3. METODOLOGIA

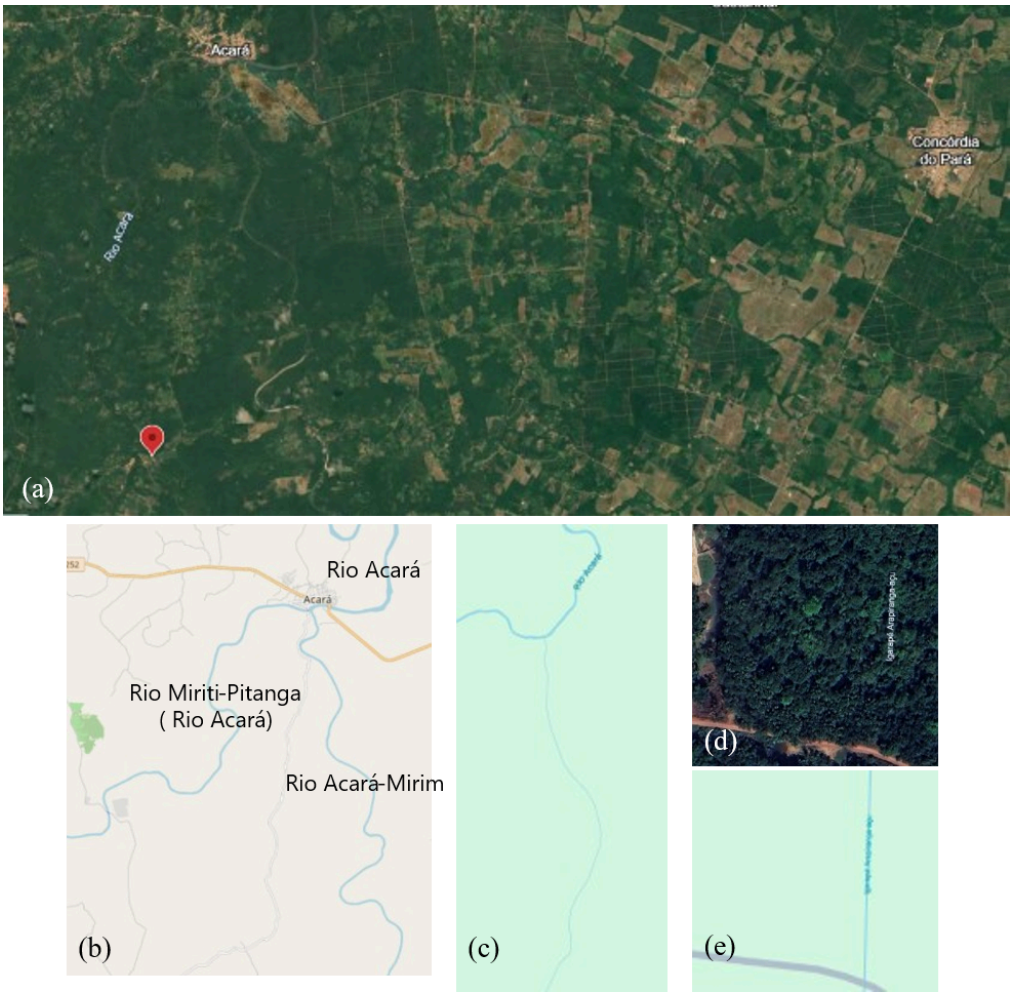
Neste capítulo, descreve-se o procedimento metodológico utilizado na condução da pesquisa. Apresenta-se a caracterização da área de estudo, o funcionamento computacional do *software* de simulação com a aplicação prática do equacionamento teórico, o método de estimativa do recurso hídrico e da curva de carga elétrica, e a configuração técnica e econômica dos cenários avaliados.

3.1. Caracterização da Área de Estudo e Funcionamento do *Software*

A pesquisa desenvolve-se por meio de modelagem matemática e simulação numérico-computacional aplicada ao dimensionamento técnico-econômico de uma microrrede isolada (*Off-Grid*). O estudo

tem como foco o atendimento energético de um sítio na Comunidade Mangará, situada na zona rural do município de Acará, na região Nordeste do estado do Pará. A localidade situa-se às margens do igarapé Arapiranga-Açu, curso d'água integrante da rede de drenagem da bacia hidrográfica do rio Acará. Nas proximidades da sede municipal de Acará, o rio apresenta uma configuração hidrográfica caracterizada pela bifurcação de seu curso, associada aos rios Acará-Miri e Miriti-Pitanga, conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1. Localização geográfica e hidrográfica da Comunidade Mangará no município de Acará-PA. Em (a), vista geral de satélite da região; em (b), rede fluvial adjacente aos rios Acará, Miriti-Pitanga e Acará-Mirim; e em (c), (d) e (e), recortes detalhados cartográficos e de satélite do Igarapé Arapiranga-Açu.



Fonte: Adaptado de Google Earth e Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (2026).

Para a execução do dimensionamento, utilizou-se o *software* HOMER Pro MicroGrid, estruturado nas rotinas de simulação, otimização e análise de sensibilidade. Na rotina de simulação, o programa divide o ano em 8.760 passos de tempo de 60 minutos e aplica sequencialmente o equacionamento descrito na Fundamentação Teórica para processar o balanço de potência em cada hora:

1. No subsistema fotovoltaico, o *software* utiliza a série de radiação global horizontal e aplica internamente a Equação 1, a Equação 2 e a Equação 3 para calcular a irradiância incidente no painel inclinado ($\bar{G}_T$), resolve a Equação 5 em conjunto com a temperatura ambiente para obter a temperatura da célula (T_c) e aplica a Equação 6 para determinar a potência

elétrica entregue pelo arranjo (P_{PV}) no respectivo passo de tempo.

2. No subsistema hidrocinético, em vez de integrar diretamente as equações analíticas de mecânica dos fluidos a cada hora, o *software* utiliza a curva de potência do fabricante da turbina com difusor (que já incorpora os efeitos hidrodinâmicos expressos da Equação 7 à Equação 12) e realiza uma interpolação linear direta a partir da velocidade da água naquele passo de tempo para determinar a potência gerada, anulando a saída caso a velocidade se situe fora da faixa operacional do equipamento.

3. No gerenciamento do banco de baterias e do despacho do sistema, o simulador confronta a soma da geração renovável com a demanda elétrica horária e avalia a capacidade instantânea de absorção ou fornecimento das baterias aplicando o modelo cinético da Equação 13 à Equação 18, enquanto monitora o desgaste cíclico pelo algoritmo *Rainflow* (Equação 19). O controle operacional no *software* permite avaliar a estratégia de Acompanhamento de Carga (*Load Following* ou LF, na qual geradores despacháveis atendem apenas à carga imediata) e a estratégia de Carregamento de Ciclo (*Cycle Charging* ou CC, na qual o excedente de potência carrega o banco de baterias até o estado de carga estipulado).

3.2. Estimativa dos Recursos Naturais e Síntese da Carga Elétrica

O levantamento climatológico do recurso solar utilizou as médias mensais de radiação global horizontal e temperatura superficial provenientes da base de dados da Agência Espacial Americana

(NASA) e do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) para as coordenadas de Acará, Pará. O recurso local registrou irradiação solar média anual de 4,91 $kWh/m^2/dia$ e temperatura média ambiente de 26,19 $°C$, com menor média mensal em fevereiro (4,53 $kWh/m^2/dia$) e maior média em setembro (5,43 $kWh/m^2/dia$). A partir da latitude local e das doze médias mensais inseridas na aba *Solar GHI Resource*, o HOMER Pro sintetizou os 8.760 valores horários de radiação solar por meio do algoritmo estatístico de V. A. Graham, o qual gera padrões estocásticos realistas de nebulosidade consecutiva entre horas e dias, mantendo margem de diferença inferior a 2% nos resultados econômicos ($C_{NPC,tot}$ e LCOE) frente a dados medidos.

O perfil de velocidade mensal do Igarapé Arapiranga-Açu foi modelado com base na literatura científica referente ao comportamento hidrodinâmico regional e nas aferições *in loco* disponíveis para o local. A estimativa reproduziu a sazonalidade hidrológica da bacia do rio Acará, caracterizada pela elevação das vazões fluviais durante o período chuvoso no primeiro semestre e pela redução do escoamento durante a estiagem no segundo semestre (Cruz; Blanco; Brasil Junior, 2020; Ferreira; Souza; Oliveira, 2020). O estudo de Aquino *et al.* (2013), que realizou medições experimentais no próprio igarapé utilizando o equipamento FlowTracker 3.7, foi utilizado para corroborar a ordem de grandeza da velocidade e o comportamento físico do escoamento. Nesse levantamento, foram aferidas as componentes de velocidade do fluxo e obtiveram-se velocidades resultantes variando entre 0,22 m/s e 0,72 m/s em diferentes pontos de uma seção transversal do curso d'água. O estudo destaca que a velocidade do igarapé varia, em geral, de 0 a 1,0 m/s, registrando elevações em determinadas épocas do ano devido à influência das marés altas. Com base nesse suporte

empírico e na dinâmica estacional da bacia, os extremos de velocidade no modelo foram definidos mediante correlação com a amplitude pluviométrica regional. Considerando que a velocidade de escoamento em canais naturais responde diretamente à variação da vazão (Cruz; Blanco; Brasil Junior, 2020), projetou-se uma curva anual alinhada proporcionalmente ao regime de precipitação (Ferreira; Souza; Oliveira, 2020). Dessa forma, o pico de 1,40 m/s alocado em março justifica-se pela sobreposição do ápice do período chuvoso às máximas elevações de nível d'água provocadas pelas marés de equinócio. A inserção desse valor atua metodologicamente como um limite de contorno superior, com o propósito de avaliar a capacidade máxima de conversão da turbina sob o cenário hidrodinâmico mais favorável do ano. Em contrapartida, o mínimo de 0,35 m/s nos meses de setembro e outubro reflete a escassez hídrica do período de estiagem. A adoção desse valor crítico, estabelecido próximo à velocidade mínima de partida da turbina, mantém a viabilidade operacional do equipamento no simulador e conduz o algoritmo a dimensionar a geração fotovoltaica e a capacidade do banco de baterias em níveis adequados para assegurar o suprimento energético nos meses de maior déficit hidrocinético. Conforme listado na Tabela 1, essa distribuição resultou em uma velocidade média anual de 0,77 m/s. Na janela *Hydrokinetic Resource* do *software*, selecionou-se a opção *Enter monthly averages*, por meio da qual o HOMER Pro construiu a série de 8.760 horas assumindo velocidade de escoamento constante durante todas as horas de cada respectivo mês e mantendo o parâmetro *Scaled Annual Average* igual à média adotada (0,77 m/s).

Tabela 1. Velocidade média mensal estimada para o escoamento no Igarapé Arapiranga-Açu.

Mês	Estação Climática	Velocidade Estimada (m/s)
Janeiro	Início do Inverno Amazônico	0,90
Fevereiro	Ascensão do Inverno Amazônico	1,15
Março	Inverno Amazônico (Pico Pluviométrico)	1,40
Abril	Inverno Amazônico (Pico Hidrológico)	1,30
Maio	Fim do Inverno Amazônico	1,05
Junho	Transição Estacional (Início do Verão)	0,75
Julho	Estabelecimento do Verão Amazônico	0,50
Agosto	Verão Amazônico	0,40
Setembro	Verão Amazônico (Aprofundamento da Seca)	0,35
Outubro	Verão Amazônico (Pico da Estiagem)	0,35
Novembro	Transição Estacional (Fim da Seca)	0,45
Dezembro	Retorno do Inverno Amazônico	0,65
Média Anual	-	**0,77**

Fonte: Autores (2026).

Com base nas informações coletadas sobre o consumo energético dos moradores do sítio, optou-se por construir uma curva de carga própria, em detrimento da utilização dos perfis genéricos disponíveis no *software* HOMER Pro. A demanda elétrica da

residência foi calculada ($P \times h$) a partir do levantamento *in loco* dos equipamentos elétricos utilizados na propriedade (potência nominal e tempo diário de uso), cujo padrão de consumo encontra-se em consonância com a literatura referente a unidades ribeirinhas no estado do Pará (Pinho, 2008; Rodrigues, 2014). O conjunto de aparelhos considerado na estimativa perfaz uma potência instalada de 1.510 W, gerando um consumo de linha de base de aproximadamente 6,97 kWh/dia, conforme detalhado na Tabela 2.

Tabela 2. Especificação dos equipamentos considerados para a estimativa da carga residencial.

Equipamento	Quantidade	Potência Nominal Total (W)	Uso Estimado (h/dia)	Consumo Diário (Wh)
Bomba d'água	1	736,0	1,5	1.104,0
Freezer	1	203,2	10,0	2.032,0
Geladeira	1	151,3	10,0	1.513,0
Lâmpada	10	200,0	5,0	1.000,0
Ventilador	1	140,0	6,0	840,0
Televisor (TV)	1	80,0	6,0	480,0
Total Estimado	**15**	**1.510,5 (adotado 1.510)**	**-**	**6.969,0**

Fonte: Autores (2026).

A partir das especificações da Tabela 2, estruturou-se a curva horária de demanda elétrica para as 24 horas do dia (Tabela 3), a qual compõe a linha de base (*Baseline*) inserida no programa. O ciclo de operação térmica dos equipamentos de refrigeração (geladeira e freezer, que somam 354,5 W nominais) foi distribuído conforme a variação térmica diária: 26,00% na madrugada (92,08 W entre 00h00 e 05h00), elevação gradual pela manhã e patamar máximo de 60,60% (214,85 W) entre 12h00 e 15h00. O bombeamento de água (736 W às 12h00 e 368 W às 13h00) foi alocado no horário de pico solar, a iluminação (200 W) e o televisor (80 W) foram posicionados das 18h00 às 22h00, e o ventilador (140 W) foi distribuído das 22h00 às 03h00.

Tabela 3. Curva horária estimada para a demanda elétrica na linha de base.

Período (Hora)	Demanda Total (kW)
00h	0,232
01h	0,232
02h	0,232
03h	0,232
04h	0,092
05h	0,092
06h	0,123
07h	0,138
08h	0,138
09h	0,153

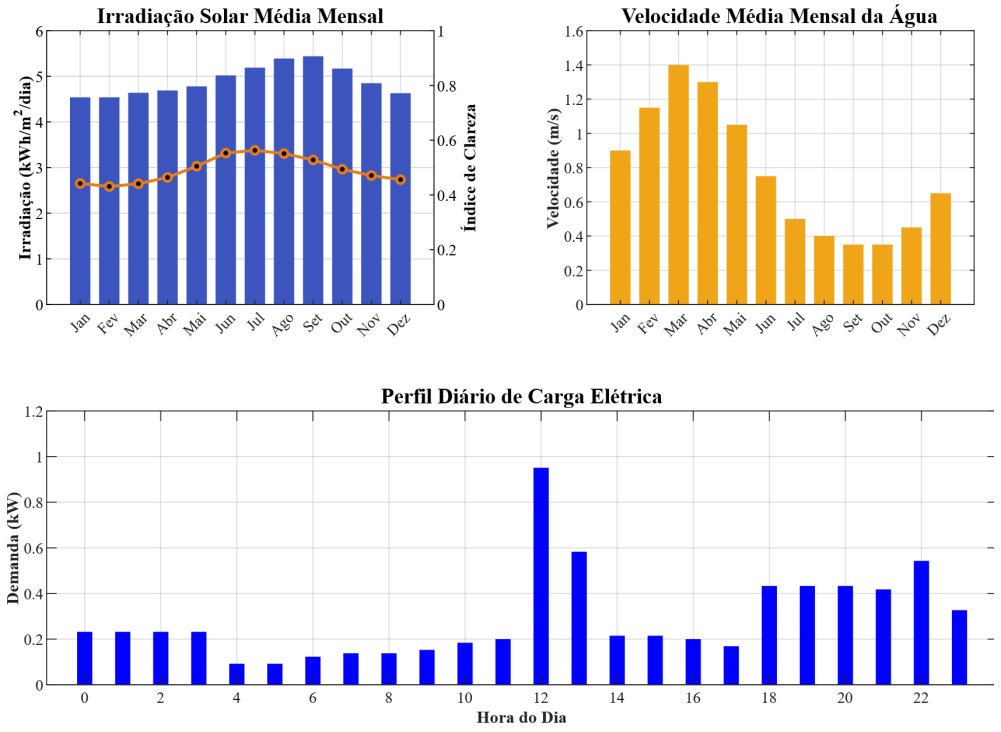
10h	0,184
11h	0,200
12h	0,951
13h	0,583
14h	0,215
15h	0,215
16h	0,200
17h	0,169
18h	0,433
19h	0,433
20h	0,433
21h	0,418
22h	0,543
23h	0,327

Fonte: Autores (2026).

Após a inserção do perfil diário da Tabela 3 no módulo de carga em corrente alternada (AC), o HOMER Pro montou a matriz anual de 8.760 horas e aplicou em cada passo de tempo a Equação 21 ($\alpha = 1 + \delta_d + \delta_{ts}$) para determinar a variabilidade aleatória do consumo. Parametrizou-se o desvio padrão da perturbação diária (*Day-to-day*, que altera o tamanho diário da curva sem mudar seu formato) em $\delta_d = 10\%$ e o desvio padrão da perturbação horária (*Timestep*, que altera o formato horário do perfil) em $\delta_{ts} = 20\%$. Com essa formulação estocástica, a linha de base registrou consumo

médio de 6,97 kWh/dia, potência média de 0,29 kW, pico de demanda de 1,41 kW e fator de carga de 0,21. Adicionalmente, considerando que a elevação do perfil de carga afeta o fluxo de caixa dos equipamentos de geração e armazenamento (Okedu; Uhunmwangho, 2014), aplicou-se um fator de expansão de 10% no campo de dimensionamento anual (*Scaled Annual Average*), elevando a demanda projetada da microrrede para 7,67 kWh/dia e o pico para 1,55 kW ao longo dos 25 anos do projeto. Os dados de entrada inseridos no simulador encontram-se dispostos na Figura 2.

Figura 2. Dados de entrada da simulação: disponibilidade sazonal dos recursos solar e hidrocinético e estimativa do perfil diário de carga elétrica.



Fonte: Autores (2026).

3.3. Parametrização Técnico-Econômica, Espaço de Busca e Sensibilidade

Na aba econômica do *software*, definiu-se o tempo de vida útil do projeto (R_{proj}) em 25 anos (Eler *et al.*, 2009; Silva; Rodrigues; Tapia, 2020), a taxa de desconto nominal (i') em 10% ao ano (compatível com o Plano Decenal de Expansão de Energia da Empresa de Pesquisa Energética, 2022, e com a linha de financiamento do Fundo Constitucional de Financiamento do Norte, FNO) e a taxa de inflação esperada (f) em $4,5\%$ ao ano (limite superior da meta estipulada pelo Conselho Monetário Nacional, Brasil, 2023). A partir desses dados, o HOMER Pro aplicou a Equação 22 para calcular a taxa de desconto real anual ($i = 5,26\%$) e utilizou a Equação 23 para descontar os fluxos de caixa nominais de cada ano para o ano zero. O custo anual de operação e manutenção (O&M) foi parametrizado em 5% da Despesa de Capital (CAPEX) para suprir os custos logísticos de deslocamento técnico até a comunidade isolada (Blasques; Vale, 2011). Com base nos fluxos descontados, o *software* determinou o $C_{\text{NPC, tot}}$ de cada configuração viável (ordenando a tabela de otimização estritamente pelo menor $C_{\text{NPC, tot}}$) e aplicou a Equação 24, a Equação 25 e a Equação 27 para calcular o custo anualizado e o $LCOE$.

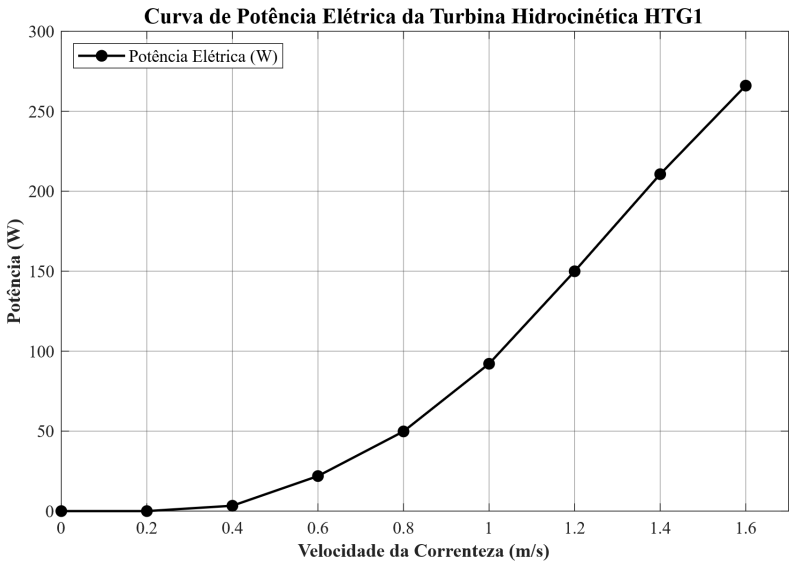
A configuração física, a tabela de custos e o método de dimensionamento (*Sizing*) dos componentes no *software* seguiram as especificações de um projeto físico local em implementação:

1. **Subsistema Fotovoltaico:** Selecionou-se na biblioteca do programa o módulo policristalino modelo YL245P-29b da Yingli Solar. O painel opera sob classe de aplicação A, com potência nominal de 245,0 W, tensão nominal de 29,6 V, corrente nominal de 8,28 A, tensão de circuito aberto de 37,5 V e corrente de curto-circuito de 8,83 A, em condição padrão de teste (STC). Conectado ao barramento DC e com vida útil

estipulada em 25 anos (custo de substituição nulo), habilitou-se a opção *Consider Effect of Temperature* (para aplicação da Equação 4, da Equação 5 e da Equação 6 a cada passo de tempo) e utilizou-se o otimizador contínuo (*HOMER Optimizer*) para dimensionar a capacidade do arranjo.

2. **Subsistema Hidrocinético:** Configurou-se na biblioteca hidrocinética (*Hydrokinetic Library*) a turbina axial com difusor modelo HTG1 (fabricante DCO Sustentável). O equipamento possui Nível de Maturidade Tecnológica (TRL) 7, diâmetro de rotor de 0,6 m e potência mecânica de 500 W, sendo aplicável em escoamentos a partir de 0,3 m/s. O conjunto opera acoplado a um alternador trifásico em estrela (modelo EN1, com tensão retificada de 12 Vcc, 550 rpm, 240 W da Enersud) instalado fora d'água, cuja eficiência de conversão elétrica foi integrada ao modelo para delimitar as curvas de potência mecânica e elétrica resultantes. No ambiente de simulação, o conjunto gerador foi representado conectado ao barramento AC, com capital inicial de R$ 15.000,00 e quantidade fixa de 1 unidade na tabela *Quantity Optimization*. O comportamento de conversão elétrica do conjunto (turbina acoplada ao alternador) em função da velocidade da correnteza, inserido no modelo de simulação, é apresentado na Figura 3.

Figura 3. Curva de potência elétrica da turbina hidrocinética HTG1 acoplada ao alternador.



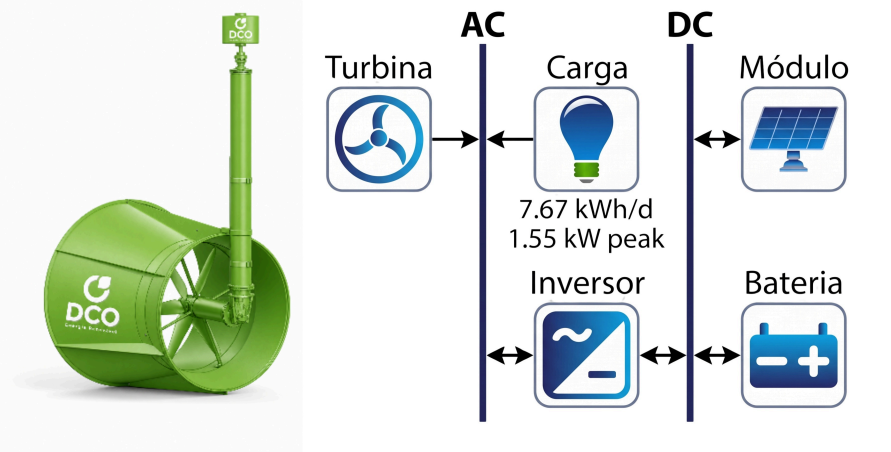
Fonte: Autores (2026), com base em especificações técnicas da DCO Sustentável e Enersud.

3. **Subsistema de Armazenamento:** Parametrizou-se a bateria estacionária de fosfato de ferro-lítio ($LiFePO_4$, modelo ZTS12.8-105P, marca Ztroon, com capacidade superior a 100 Ah). O equipamento (dimensões de 260 x 167 x 210 mm) fornece 12,8 V e suporta até 6.000 ciclos com profundidade de descarga (DOD) de 20%. O componente possui custo unitário de aquisição e de reposição de R$ 2.000,00 e vida útil estimada de 5,00 anos. No espaço de busca por fileiras (*Search Space with Strings*), fixou-se o tamanho da série (*String size*) igual a 1 unidade (estabelecendo a tensão do barramento DC em 12,8 V) e o Estado de Carga mínimo (*Minimum State of Charge*) em 40%, respeitando a limitação técnica da bateria, cujo circuito interno de gerenciamento permite a associação máxima de 4 unidades em série e de 4 unidades em paralelo por barramento.

4. **Subsistema de Condicionamento de Potência:** Dimensionou-se pela opção manual discreta (*Size your own*) um inversor bidirecional modelo ZT2000-11 Off Grid (marca Ztroon). O equipamento apresenta dimensões de 372 x 230 x

108 mm, frequência de 60 Hz e eficiência de conversão máxima de 87%. O componente dispõe de potência de funcionamento contínuo de 2.000 W e potência de surto de 4.000 W, com tensão de entrada de 12 V e saída de 127 V. O equipamento foi parametrizado com capital inicial de R$ 1.850,00, interligando os barramentos DC e AC com a hidroturbina (Figura 4a) conforme o diagrama esquemático da Figura 4b.

Figura 4. Componentes e topologia da microrrede: (a) Hidroturbina DCO modelo HTG1 de 0,50 kW; (b) Diagrama esquemático do arranjo híbrido nos barramentos AC e DC.



(b)(a)**Fonte:** Adaptado de DCO Sustentável e *software* HOMER Pro (2026).

Para assegurar a confiabilidade operacional, restringiu-se no *software* a margem máxima de escassez de capacidade anual (*Maximum Annual Capacity Shortage*) a 5% ($\mathrm{LPSP} \leq 5\%$ pela Equação 20). Adicionalmente, utilizou-se o recurso de variável de sensibilidade (*Sensitivity Variable*) do HOMER Pro para executar procedimentos de otimização independentes sob condições climáticas críticas (irradiação solar reduzida a $4,00\ \mathrm{kWh/m^2/dia}$ e velocidade fluvial reduzida a $0,40\ \mathrm{m/s}$).

Por fim, simulou-se um cenário base termelétrico composto exclusivamente por um gerador a diesel dimensionado automaticamente pelo *software* (*Autosize Genset* de $1,60\ \mathrm{kW}$) suprindo a linha de base de demanda ($6,97\ \mathrm{kWh/dia}$, sem o escalonamento de 10%). Nessa simulação fóssil, o HOMER Pro contabilizou a emissão anual de seis poluentes atmosféricos multiplicando o consumo anual de óleo diesel pelos fatores de emissão específicos (kg de poluente por litro de combustível) para monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos não queimados (UHC), material particulado (PM) e óxidos de nitrogênio ($\mathrm{NO_x}$), e aplicou o balanço de massa estequiométrico para os dois gases restantes: assumiu-se que todo o enxofre do combustível não emitido como material particulado converte-se em dióxido de enxofre ($\mathrm{SO_2}$) e que todo o carbono do óleo diesel não emitido como CO ou UHC é liberado na forma de dióxido de carbono ($\mathrm{CO_2}$).

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, apresentam-se os resultados obtidos a partir das simulações computacionais do sistema híbrido. Discute-se inicialmente o processo de dimensionamento e os critérios técnicos de engenharia adotados para a seleção da arquitetura definitiva. Na sequência, detalha-se o balanço elétrico, a participação de cada fonte na matriz energética e o desempenho operacional do banco de baterias. Por fim, realiza-se a comparação econômica e ambiental da microrrede renovável frente ao cenário termelétrico de referência a óleo diesel.

4.1. Dimensionamento e Critério de Seleção da Arquitetura

A simulação preliminar das combinações de componentes indica que uma configuração subdimensionada frente à carga escalonada (7,67 kWh/dia) apresenta déficit de atendimento superior ao limite de 5% de escassez de capacidade, sendo descartada pelo critério de confiabilidade operacional. Dentre o grupo de arquiteturas viáveis, o algoritmo de otimização do *software* apontou como solução de menor custo matemático o arranjo composto por 4,08 kW de potência fotovoltaica, uma turbina hidrocinética HTG1 de 0,50 kW, um banco com 6 baterias ZTS12.8-105P e o inversor de 2,00 kW, registrando Custo Presente Líquido (Total NPC) de R$ 97.345,15, capital inicial de R$ 37.183,33, custo operacional de R$ 4.381,91/ano, LCOE de R$ 2,65/kWh e autonomia de 15,1 horas. Avaliou-se também uma topologia orientada à maximização do armazenamento e redução da área solar, configurada com 2,68 kW fotovoltaicos e 10 baterias, a qual elevou a autonomia para 25,2 horas, porém aumentou o NPC para R$ 117.187,70, o capital inicial para R$ 42.313,44 e o LCOE para R$ 3,19/kWh.

Contudo, em alinhamento ao critério técnico descrito por Okedu e Uhunmwangho (2014) (segundo o qual a convergência para a solução adequada no HOMER requer a análise de engenharia do projetista sobre as restrições reais do sistema), constatou-se uma limitação física para o uso de 10 baterias. O documento de especificação técnica da bateria ZTS12.8-105P (12,8 V, 105 Ah) estabelece limites estruturais impostos pelo circuito interno de gerenciamento (*Battery Management System* ou BMS) para a expansão do banco: o limite máximo para conexão em série é de até 4 unidades e o limite máximo para conexão em paralelo é de até 4 unidades. Dessa forma, não é tecnicamente viável nem recomendado acoplar exatamente 10 baterias desse modelo a um único inversor.

Para respeitar o limite técnico de associação elétrica das baterias, ampliar a reserva de autonomia noturna e reduzir a ocupação espacial dos painéis solares na localidade, selecionou-se como arquitetura do projeto a configuração intermediária composta por 3,08 kW fotovoltaicos, uma turbina hidrocinética HTG1 de 0,50 kW, um banco com 8 baterias ZTS12.8-105P e o inversor de 2,00 kW. A escolha de 8 unidades (múltiplo exato do limite de 4 unidades do BMS) viabiliza a divisão simétrica do armazenamento em dois sub-bancos balanceados de 4 baterias em paralelo (2 x 1S4P) acoplados ao barramento principal de 12,8 V, ao passo que 10 baterias exigiriam um terceiro ramal assimétrico ou excederiam a capacidade de dois grupos. Em comparação ao arranjo de menor custo matemático (4,08 kW PV e 6 baterias), a arquitetura selecionada reduz em 24,5% a potência fotovoltaica instalada (diminuindo a área de suporte físico e a necessidade de desbaste vegetal no terreno) e eleva o armazenamento de 6 para 8 baterias.

Conforme apresentado na Tabela 4 e ilustrado na Figura 5, essa deliberação técnica resulta no Custo Presente Líquido (Total NPC) de R$ 105.828,73, com Custo Nivelado de Energia (LCOE) de R$ 2,88/kWh, despesa operacional anualizada de R$ 4.857,11 e capital inicial (CAPEX) de R$ 39.142,52. Na comparação financeira com a arquitetura sugerida pelo algoritmo (NPC de R$ 97.345,15), verifica-se uma diferença em valor presente (Present worth) de R$ 8.484,00 (equivalente a R$ 618,00/ano), acréscimo moderado que viabiliza a conformidade elétrica do banco de baterias e o aumento da autonomia do sistema.

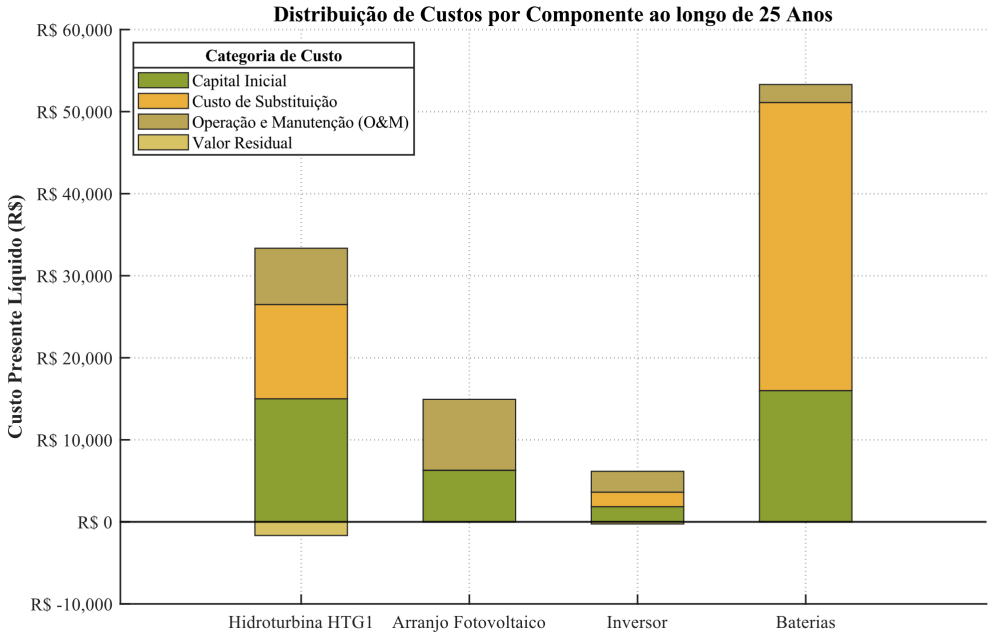
Tabela 4. Detalhamento dos custos em Valor Presente Líquido por componente da arquitetura selecionada.

Componente	Capital Inicial (R$)	Substituição (R$)	O&M (R$)	Valor Residual (R$)	Total N (R$)
Hidroturbina DCO Modelo HTG1 (0,50 kW)	15.000,00	11.486,67	6.864,80	-1.664,34	31.687
Módulo Solar	6.292,52	0,00	8.639,37	0,00	14.931,

⚠ Esta tabela possui muitas colunas e foi cortada para impressão. Para visualizá-la completa, acesse o artigo original em: https://revistatopicos.com.br/artigos/analise-numerica-de-um-sistema-off-grid-hibrido-solar-hidrocinetico-utilizando-o-software-homer-em-acara-pa?noblockage

Fonte: Autores (2026), com base nos resultados do HOMER Pro.

Figura 5. Distribuição do Custo Presente Líquido (*Net Present Cost*) por componente da arquitetura selecionada.



Fonte: Autores (2026), com base nos resultados do HOMER Pro.

Observa-se na Tabela 4 que o banco de baterias representa a maior fração individual do NPC da microrrede ($R\$\ 53.305,46$, ou $50,4\%$ do custo total), em razão da parcela de substituição periódica ($R\$\ 35.108,72$) decorrente da vida útil de $5,00\ anos$ do componente frente aos 25 anos do projeto. Esse resultado confirma o comportamento econômico descrito por Zoulias e Lymberopoulos (2007) para sistemas autônomos com armazenamento eletroquímico. A turbina hidrocinética HTG1 corresponde à segunda maior parcela de custo ($R\$\ 31.687,14$, ou $29,9\%$), seguida pelo conjunto fotovoltaico ($R\$\ 14.931,89$) e pelo inversor ($R\$\ 5.904,25$).

4.2. Balanço Elétrico e Participação na Matriz

A simulação do despacho energético anual da configuração selecionada indicou a produção elétrica total de $4.671\ kWh/ano$ para o suprimento do consumo primário em corrente alternada de $2.677\ kWh/ano$, atingindo fração renovável de 100% e penetração renovável máxima de 2.401% . O balanço anual apresentou a seguinte distribuição operacional:

- A produção do arranjo solar fotovoltaico atingiu $4.083\ kWh/ano$;
- O subsistema fotovoltaico respondeu por $87,4\%$ da geração elétrica total;
- A turbina hidrocinética HTG1 produziu $588\ kWh/ano$;
- A contribuição hidrocinética representou $12,6\%$ da matriz energética;

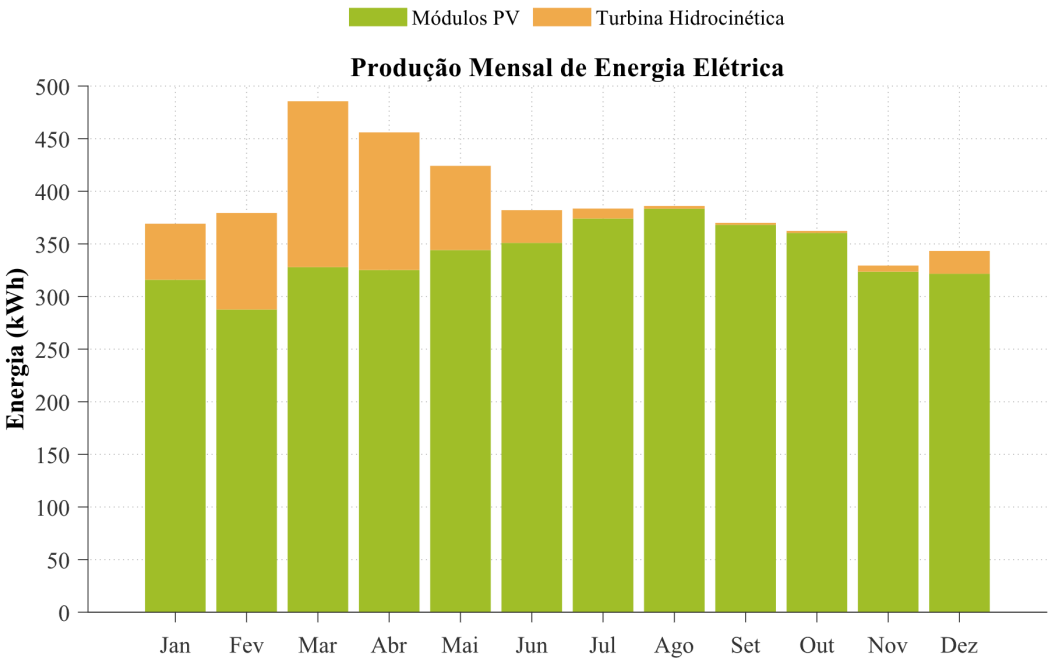
- O excesso de eletricidade (*Excess Electricity*) registrado foi de $1.628\ kWh/ano$, o equivalente a $34,9\%$ da produção total;

- A carga elétrica não atendida (*Unmet Electric Load*) situou-se em $123\ kWh/ano$ ($4,39\%$), e a escassez de capacidade (*Capacity Shortage*) foi de $142\ kWh/ano$ ($5,08\%$), mantendo aderência ao patamar de dimensionamento adotado.

Nota-se que a redução da potência fotovoltaica de $4,08\ kW$ para $3,08\ kW$, associada à ampliação do armazenamento para 8 baterias, reduziu a sobra de eletricidade não aproveitada de $2.950\ kWh/ano$ ($49,2\%$ no cenário de 6 baterias) para $1.628\ kWh/ano$ ($34,9\%$), elevando a eficiência de utilização da energia gerada na microrrede (Okedu; Uhunmwangho, 2014).

O perfil de geração mensal (Figura 6) evidencia o efeito prático da complementaridade sazonal entre o recurso solar e o escoamento fluvial estimado para a região amazônica (Brown *et al.*, 2022; Ileberi; Li, 2023). Durante o primeiro semestre (especialmente no trimestre chuvoso de fevereiro a abril), a maior velocidade estimada para o Igarapé Arapiranga-Açu ($1,15\ m/s$ a $1,40\ m/s$) eleva a produção mensal da turbina HTG1, fornecendo potência contínua na base de carga e compensando a atenuação da irradiação solar causada pela nebulosidade (Ferreira; Souza; Oliveira, 2020).

Figura 6. Perfil de produção mensal de energia elétrica discriminado entre geração fotovoltaica (Módulos PV) e geração hidrocinética (Turbina).



Fonte: Autores (2026), com base nos resultados do HOMER Pro.

De modo complementar, no segundo semestre do ano (período de estiagem entre julho e novembro), a queda na velocidade estimada do rio ($0,35\ m/s$ a $0,50\ m/s$) reduz a participação hidrocinética na matriz. Nessa janela sazonal, a maior incidência solar direta eleva a entrega do arranjo fotovoltaico de $3,08\ kW$, o qual mantém o atendimento da carga e o carregamento diário do banco de baterias. Adicionalmente, a avaliação estocástica da microrrede confirma a sensibilidade do sistema às condições climáticas: sob um cenário crítico simultâneo de baixa irradiação ($4,00\ kWh/m^2/dia$) e reduzido escoamento fluvial ($0,40\ m/s$), exige-se a ampliação de módulos fotovoltaicos e de baterias para evitar o aumento do déficit de capacidade.

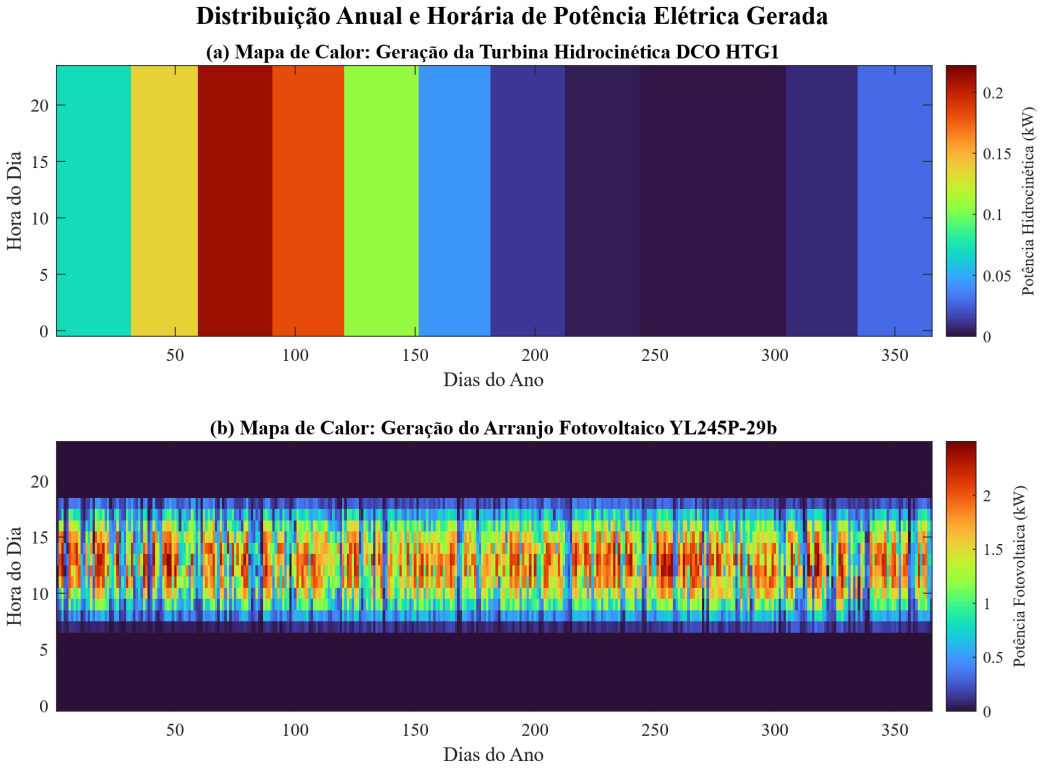
4.3. Desempenho Operacional das Fontes e Autonomia do Banco de Baterias

O diagnóstico operacional da turbina hidrocinética HTG1 (Figura 7a) indica o funcionamento contínuo durante as $8.760\ horas$ do ano, com fator de capacidade de $13,4\%$, potência média de $0,0671\ kW$, potência máxima de $0,212\ kW$ (registrada em março), penetração

hidrocinética de $21,0\%$ e custo nivelado específico de geração de $3,93\ R\$/kWh$. No mapa de calor da Figura 7a, verifica-se que entre os dias 210 e 330 do ano (agosto a novembro) a potência fornecida pela turbina aproxima-se do limite mínimo de $0,00253\ kW$, reflexo direto da relação cúbica entre a potência mecânica e a velocidade do escoamento fluvial (Aquino *et al.*, 2013; Kusakana; Vermaak, 2013; Vermaak; Kusakana; Koko, 2014).

Para suprir essa redução sazonal, o arranjo fotovoltaico de $3,08\ kW$ (Figura 7b) operou durante $4.380\ horas/ano$ com fator de capacidade de $15,1\%$, potência média de $0,466\ kW$ ($11,2\ kWh/dia$), potência máxima de $2,49\ kW$, penetração fotovoltaica de 146% e custo nivelado específico de $0,266\ R\$/kWh$.

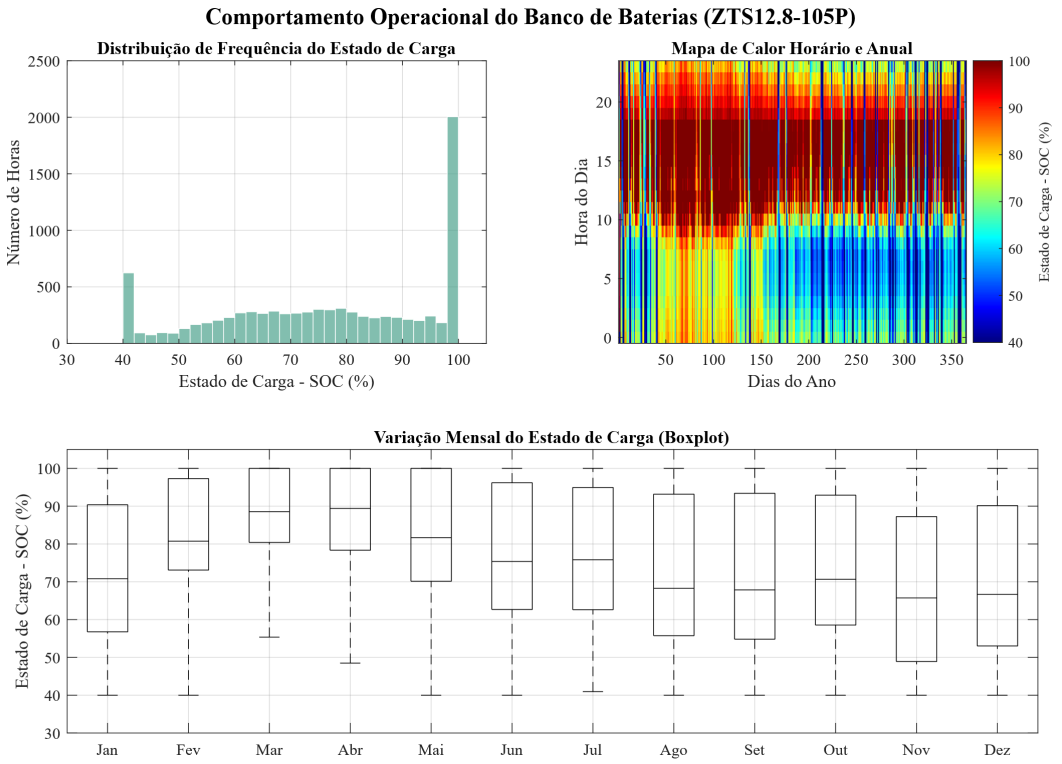
Figura 7. Mapas de calor (*heatmaps*) da distribuição anual e horária de potência gerada: (a) Turbina hidrocinética HTG1 de 0,50 kW; (b) Arranjo solar fotovoltaico de 3,08 kW.



Fonte: Autores (2026), com base nos resultados do HOMER Pro.

No subsistema de armazenamento, o banco composto por 8 baterias ZTS12.8-105P (associadas em barramento de $12,8\ V$) disponibilizou capacidade nominal total de $10,8\ kWh$ e capacidade nominal útil de $6,45\ kWh$, elevando a autonomia da microrrede para $20,2\ horas$ (acréscimo de $33,8\%$ em relação às $15,1\ horas$ do arranjo de 6 baterias). O banco de baterias registrou energia anual recebida de $1.401\ kWh/ano$, energia fornecida de $1.351\ kWh/ano$, perdas internas de $56,2\ kWh/ano$, processamento anual (*Annual Throughput*) de $1.379\ kWh/ano$, processamento total de vida útil (*Lifetime Throughput*) de $6.897\ kWh$ em $5,00\ anos$ e custo de desgaste de $0,441\ R\$/kWh$.

Figura 8. Comportamento operacional do banco de baterias ZTS12.8-105P (8 unidades): distribuição de frequência, mapa de calor anual e variação mensal do Estado de Carga (*State of Charge*).



Fonte: Autores (2026), com base nos resultados do HOMER Pro.

O comportamento do Estado de Carga (*State of Charge* ou SOC), ilustrado na Figura 8, demonstra a estabilidade operacional do banco de baterias: o histograma de frequência indica que a carga permanece acima de 95% em mais de 20% do tempo anual (concentrada no turno vespertino após o pico solar), enquanto os gráficos mensais (*boxplot*) mostram menor profundidade de descarga nos meses de março e abril devido à recarga noturna contínua da turbina hidrocinética. Ao longo de todo o ano, o descarregamento do banco de baterias manteve-se restrito acima do patamar mínimo de 40%, condição técnica que previne a degradação prematura das células de lítio e contribui para a sustentabilidade do sistema isolado (Blasques; Vale, 2011).

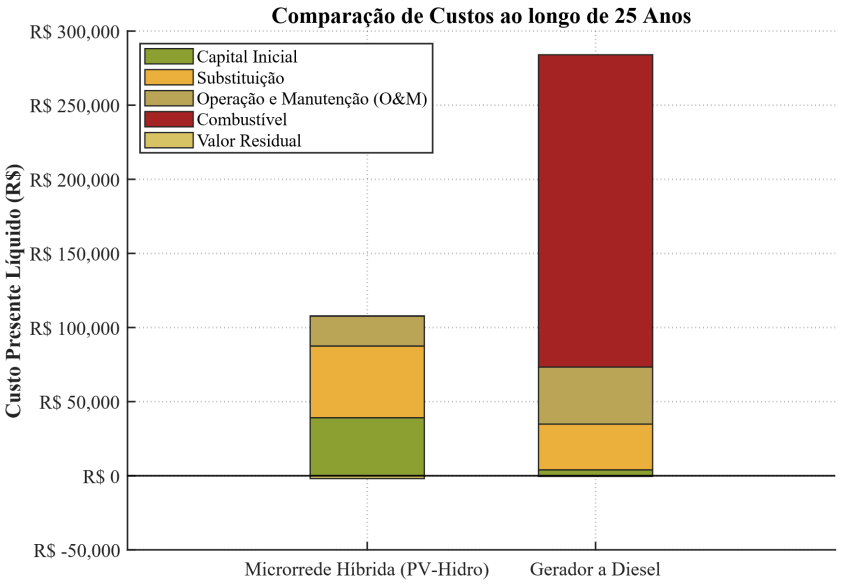
4.4. Cenário A Diesel e Impacto Ambiental Mitigado

A simulação do cenário comparativo alimentado exclusivamente por um gerador a diesel (de $1,60\ kW$), dimensionado sobre a linha de base da carga estimada ($6,97\ kWh/dia$, sem a aplicação do fator

de expansão), permitiu quantificar o custo financeiro e a emissão de poluentes da geração fóssil convencional. No aspecto econômico, o funcionamento ininterrupto do equipamento (8.760 horas por ano) limitou a sua vida útil operacional a apenas $1,71\ anos$, exigindo substituições frequentes ao longo do projeto. Somado ao consumo contínuo de $1.705\ litros$ de óleo diesel por ano, essas restrições operacionais elevaram o Custo Presente Líquido (NPC) para 283.570,90 reais, com despesa operacional anual de 20.362,64 reais e Custo Nivelado de Energia (LCOE) de 8,12 reais por quilowatt-hora. Além disso, a baixa eficiência energética do gerador resultou em um excesso de eletricidade de $1.362\ kWh/ano$, o que representa $34,9\%$ de toda a produção elétrica descartada por falta de armazenamento.

Em comparação direta, a arquitetura híbrida renovável selecionada (NPC de 105.828,73 reais e LCOE de 2,88 reais por quilowatt-hora) proporciona uma expressiva redução de $62,7\%$ no NPC (economia de 177.742,17 reais em valor presente) e uma queda de $64,5\%$ no LCOE. Essa vantagem financeira é ilustrada na Figura 9, que contrapõe a distribuição do Custo Presente Líquido entre o sistema convencional e a microrrede proposta. Essa transição elimina a dependência logística, a vulnerabilidade à flutuação de preços e os elevados custos embutidos no transporte fluvial de combustível até a Comunidade Mangará (Costa; Villalva, 2020; Tiago Filho *et al.*, 2008).

Figura 9. Comparação do Custo Presente Líquido (NPC) entre o cenário termelétrico de referência e a microrrede híbrida renovável proposta.



Fonte: Autores (2026), com base nos resultados do HOMER Pro.

No aspecto ambiental, a operação anual do gerador a diesel para suprir a carga básica estimada resultou na emissão de $4.463\ kg/ano$ de dióxido de carbono (CO_2), $28,1\ kg/ano$ de monóxido de carbono (CO), $26,4\ kg/ano$ de óxidos de nitrogênio (NO_x), $10,9\ kg/ano$ de dióxido de enxofre (SO_2), $1,23\ kg/ano$ de hidrocarbonetos não queimados e $0,171\ kg/ano$ de material particulado. Ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto, a implantação da matriz híbrida fotovoltaico-hidrocinética evita a emissão acumulada de 111,57 toneladas de CO_2 na atmosfera, corroborando o benefício de descarbonização verificado em sistemas híbridos isolados (Costa; Villalva, 2020; Zanoni; Schneider, 2018).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O dimensionamento técnico-econômico demonstra a viabilidade da implantação de uma microrrede híbrida fotovoltaico-hidrocinética para o suprimento elétrico de uma propriedade rural isolada. A análise computacional responde à questão de pesquisa e indica que os objetivos propostos são alcançados ao demonstrar que a

complementaridade entre a irradiação solar e o escoamento fluvial contorna a intermitência dos recursos naturais locais. Conclui-se que esta integração viabiliza a substituição da geração termelétrica a diesel, reduz o custo presente líquido e o custo nivelado de energia, além de mitigar as emissões de gases de efeito estufa.

Como contribuição teórica e prática, verifica-se que a adoção matemática do menor custo indicado por *softwares* de otimização requer intervenção analítica da engenharia. A configuração final selecionada demonstra que o cumprimento aos limites estruturais de associação dos bancos de baterias resulta em um sistema exequível. Adicionalmente, evidencia-se a viabilidade técnica do uso de uma tecnologia ainda pouco difundida na região: as turbinas hidrocinéticas de pequeno porte, fabricadas localmente com alumínio reciclado e capazes de operar sob baixas velocidades de correnteza. Esta escolha fomenta a inovação tecnológica regional e fortalece o pilar da sustentabilidade circular.

No âmbito das aplicações práticas, recomenda-se a adoção de cargas despacháveis, como o bombeamento de água, durante os picos de irradiação solar diurna, para minimizar a profundidade de descarga das baterias. Ressalta-se que a disponibilidade de rios na Amazônia e no Brasil, aliada às semelhanças hidrológicas entre áreas ribeirinhas, confere potencial de replicabilidade a este modelo de geração para outras propriedades isoladas. Indica-se também a padronização do uso de eletrodomésticos de alta eficiência energética para viabilizar os projetos nestas localidades.

Como limitação do estudo em relação ao problema, aponta-se que o perfil de velocidade do rio e a curva de carga elétrica derivam de estimativas, sem validação empírica local. Para investigações futuras,

sugere-se a realização de campanhas batimétricas e fluviométricas *in loco* para aferir o perfil hidrodinâmico sob efeito de maré. Recomenda-se também a análise do comportamento de geração destas fontes complementares em cursos d'água com maiores velocidades de escoamento, a fim de avaliar a escalabilidade tecnológica do sistema. Por fim, indica-se o monitoramento experimental da demanda após a instalação física e a avaliação do impacto de detritos sobre a integridade da turbina.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). **Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH).** Brasília, DF: ANA, 2026. Disponível em: https://www.snirh.gov.br. Acesso em: 15 out. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD).** Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd. Acesso em: 15 out. 2026.

ALVES, N. de S. **Mapeamento hidromorfodinâmico do complexo fluvial de Anavilhanas:** contribuição aos estudos de geomorfologia fluvial de rios amazônicos. 2015. Tese (Doutorado em Geografia Física) - Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

AMUTHA, W. M.; RAJINI, V. Cost benefit and technical analysis of rural electrification alternatives in southern India using HOMER. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** Amsterdam, v. 62, p. 236-246, set. 2016. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.042. Acesso em: 15 out. 2026.

AQUINO, P. A. S. de *et al*. Project of waterwheel to the Igarapé Arapiranga-Açu. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING (COBEM), 22., 2013, Ribeirão Preto. **Anais** [...]. Ribeirão Preto: ABCM, 2013. p. 5632-5639.

BLASQUES, L. C. M.; VALE, S. B. do. Alternativas para a sustentabilidade de sistemas de geração de energia com fontes renováveis em comunidades isoladas. In: ENCONTRO NACIONAL SOBRE EDIFICAÇÕES E COMUNIDADES SUSTENTÁVEIS (ELECS), 6., 2011, Vitória. **Anais** [...]. Vitória: ANTAC, 2011.

BRASIL. Ministério da Fazenda. Conselho Monetário Nacional. **Resolução CMN nº 5.095, de 29 de junho de 2023.** Define a meta para a inflação e seu intervalo de tolerância a partir do ano de 2026. Brasília, DF: Banco Central do Brasil, 2023. Disponível em: https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/exibenormativo?tipo=Resolu%C3%A7%C3%A3o%20CMN&numero=5095. Acesso em: 15 out. 2026.

BROWN, E. *et al*. Feasibility of hybrid in-stream generator–photovoltaic systems for Amazonian off-grid communities. **PNAS Nexus,** [S. l.], v. 1, n. 3, p. 1-9, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1093/pnasnexus/pgac077. Acesso em: 15 out. 2026.

BURTON, T. *et al*. **Wind Energy Handbook.** 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

CONDORI, V. R. H.; SANTOS, E. D. dos; SILVA, N. F. F. da. Turbinas submersas como alternativa energética sustentável nos rios da Amazônia: uma revisão. **Olam: Ciência & Tecnologia,** Rio Claro, v. 20, n. 1, p. 201-216, 2025.

COSTA, T. S.; VILLALVA, M. G. Technical evaluation of a PV-diesel hybrid system with energy storage: case study in the Tapajós-Arapiuns Extractive Reserve, Amazon, Brazil. **Energies,** Basel, v. 13, n. 11, p. 2969, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en13112969. Acesso em: 15 out. 2026.

CRUZ, J. S.; BLANCO, C. J. C.; BRASIL JUNIOR, A. C. P. Flow-velocity model for hydrokinetic energy availability assessment in the Amazon. **Acta Scientiarum. Technology,** Maringá, v. 42, e45703, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.4025/actascitechnol.v42i1.45703. Acesso em: 15 out. 2026.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes.** 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1991.

ELER, J. C. R. *et al.* **Análise da viabilidade de geração de energia a partir de um sistema híbrido em uma comunidade rural em Petrópolis:** estudo de caso utilizando o software HOMER. Petrópolis: Universidade Católica de Petrópolis, 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Brasília, DF: MME/EPE, 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031. Acesso em: 15 out. 2026.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy,** [S. l.], v. 28, n. 4, p. 293-302, 1982.

FEARNSIDE, P. M. (org.). **Hidrelétricas na Amazônia:** impactos ambientais e sociais na tomada de decisões sobre grandes obras. Manaus: Editora do INPA, 2015.

FERREIRA, D. B. da S.; SOUZA, E. B. de; OLIVEIRA, J. V. de. Identificação de extremos de precipitação em municípios do estado do Pará e sua relação com os modos climáticos atuantes nos oceanos Pacífico e Atlântico. **Revista Brasileira de Climatologia,** [S. l.], v. 27, p. 197-222, 2020.

FLETCHER, C. A. J. Computational analysis of diffuser-augmented wind turbines. **Energy Conversion and Management,** [S. l.], v. 21, n. 3, p. 175-184, 1981.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines.** 3. ed. Abingdon: Routledge, 2015.

ILEBERI, G. R.; LI, P. Integrating hydrokinetic energy into hybrid renewable energy system: optimal design and comparative analysis. **Energies,** [S. l.], v. 16, n. 8, p. 3403, 2023. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en16083403. Acesso em: 15 out. 2026.

KUSAKANA, K.; VERMAAK, H. J. Hydrokinetic power generation for rural electricity supply: case of South Africa. **Renewable Energy,** [S. l.], v. 55, p. 467-473, 2013.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. **Solar Energy,** [S. l.], v. 50, n. 5, p. 399-405, 1993.

MONTEIRO, A. L.; NETTO, U. C.; SOUZA, M. A. de. Utilização do software HOMER para análise da viabilidade econômica de um

sistema híbrido de geração na Ilha do Mel. **Revista Brasileira de Energia,** [S. l.], v. 24, n. 4, p. 58-69, 2018.

NFAH, E. M.; NGUNDAM, J. M. Feasibility of pico-hydro and photovoltaic hybrid power systems for remote villages in Cameroon. **Renewable Energy,** [S. l.], v. 34, n. 6, p. 1445-1450, 2009.

OKEDU, K. E.; UHUNMWANGHO, R. Optimization of renewable energy efficiency using HOMER. **International Journal of Renewable Energy Research,** [S. l.], v. 4, n. 2, p. 421-427, 2014.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Transformando Nosso Mundo:** A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável. Nova York: ONU, 2015. Disponível em: https://brasil.un.org/pt-br/91863-agenda-2030-para-o-desenvolvimento-sustentavel. Acesso em: 15 out. 2026.

PINHO, J. T. (coord.). **Manual de implantação de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel para geração de energia elétrica.** Belém: MME/PNUD/UFPA/FADESP, 2008.

PINHO, J. T. *et al*. **Sistemas Híbridos:** soluções energéticas para a Amazônia. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p. (Série Soluções Energéticas para a Amazônia).

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

RODRIGUES, M. de J. S. **Estudo, levantamento e dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico de geração de energia utilizando os softwares HOMER e PVSIZE na Ilha Nazaré, Rio**

Maracapucú, Abaetetuba-PA. 2014. 114 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Industrial) - Campus Universitário de Abaetetuba, Universidade Federal do Pará, Abaetetuba, 2014.

SILVA, J. V. L.; RODRIGUES, M. I.; TAPIA, G. I. M. Análise técnica e econômica de um sistema híbrido eólico-solar off-grid em uma região rural no estado do Rio Grande do Norte. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. **Anais** [...]. Fortaleza: ABENS, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.59627/cbens.2020.942. Acesso em: 15 out. 2026.

SILVA, P. A. S. F. da *et al*. Analysis of cavitation for the optimized design of hydrokinetic turbines using BEM. **Applied Energy,** [S. l.], v. 185, p. 1281-1291, 2017.

SØRENSEN, J. N. **General Momentum Theory for Horizontal Axis Wind Turbines.** Cham: Springer, 2016.

TIAGO FILHO, G. L. *et al*. **Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos:** soluções energéticas para a Amazônia. 1. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008. 216 p. (Série Soluções Energéticas para a Amazônia).

VAZ, J. R. P.; WOOD, D. H. Aerodynamic design of diffuser-augmented wind turbines using the blade element momentum theory. **Energy Conversion and Management,** [S. l.], v. 158, p. 301-309, 2018.

VERMAAK, H. J.; KUSAKANA, K.; KOKO, S. P. Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: a review of literature. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** [S. l.], v. 29, p. 625-633, 2014.

YANG, H.; WEI, L.; CHENGZHI, L. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. **Applied Energy,** London, v. 86, n. 2, p. 163-169, fev. 2009. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.03.008. Acesso em: 15 out. 2026.

ZANONI, N.; SCHNEIDER, V. E. Análise da viabilidade da implantação de um sistema híbrido para geração de energia elétrica. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE TECNOLOGIAS PARA O MEIO AMBIENTE, 6., 2018, Bento Gonçalves. **Anais** [...]. Caxias do Sul: Universidade de Caxias do Sul, 2018.

ZOULIAS, E. I.; LYMBEROPOULOS, N. Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. **Renewable Energy,** [S. l.], v. 32, n. 4, p. 680-696, 2007.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, gerido pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Brasil. Processo nº 2025/02635-0.

[1] Discente do Curso de Bacharelado em Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pará Campus Ananindeua. Endereço postal: Universidade Federal do Pará, Campus Universitário de Ananindeua, Faculdade de Engenharia de Energia. Estrada do Icuí, s/n, Bairro do Icuí-Guajará, CEP: 67125-118, Ananindeua, Pará, Brasil. Lattes: http://lattes.cnpq.br/0208543122286919. E-mail: acesse o artigo original para visualizar o e-mail.

[2] Doutor e Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA), Especialista em Aproveitamento de Energias Solar e Eólica (UFPA) e Graduado em Engenharia Química e em Licenciatura Plena em Ciências com habilitação em Química (UFPA). Professor Titular e Diretor da Faculdade de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pará Campus Ananindeua. Endereço postal: Universidade Federal do Pará, Campus Universitário de Ananindeua, Faculdade de Engenharia de Energia. Estrada do Icuí, s/n, Bairro do Icuí-Guajará, CEP: 67125-118, Ananindeua, Pará, Brasil. Lattes: http://lattes.cnpq.br/4884492375891611. E-mail: acesse o artigo original para visualizar o e-mail.

[3] Mestre em Engenharia Mecânica, Doutorando em Engenharia Mecânica e Graduado em Ciência e Tecnologia com ênfase em Mecânica pela Universidade Federal do Pará (UFPA), e Técnico em Informática pela Secretaria de Ciência, Tecnologia e Educação Superior, Profissional e Tecnológica do Estado do Pará (SECTET). Endereço postal: Universidade Federal do Pará, Campus Universitário de Ananindeua, Faculdade de Engenharia de Energia. Estrada do Icuí, s/n, Bairro do Icuí-Guajará, CEP: 67125-118, Ananindeua, Pará, Brasil. Lattes:

http://lattes.cnpq.br/7734211201557548. E-mail: acesse o artigo original para visualizar o e-mail.