

DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS EÓLICOS DE PEQUENO PORTE PARA ELETRIFICAÇÃO RURAL: FUNDAMENTOS TEÓRICOS E ANÁLISE PARAMÉTRICA

**SIZING OF SMALL-SCALE WIND POWER SYSTEMS FOR RURAL
ELECTRIFICATION: THEORETICAL FOUNDATIONS AND PARAMETRIC
ANALYSIS**

Ciências Exatas e da Terra, Engenharias • 16/07/2026

REGISTRO DOI: [10.70773/revistatopicos/783818667](https://doi.org/10.70773/revistatopicos/783818667)

João Paulo Carneiro Barbosa¹

Alexandre Boleira Lopo²

Eliane Maria de Souza Nogueira³

Claudemiro de Lima Júnior⁴

RESUMO

Este estudo apresenta, em caráter teórico e geral, os fundamentos e o procedimento de dimensionamento técnico-econômico de sistemas eólicos de pequeno porte destinados à eletrificação rural. A investigação parte da constatação de que avaliações preliminares tendem a adotar premissas simplificadoras, como o uso de dados de vento de camadas altas de atlas digitais, a conversão direta da potência nominal em energia e a omissão dos custos de armazenamento, as quais superestimam sistematicamente a viabilidade dos projetos. O método consiste na sistematização da literatura clássica de engenharia eólica, das normas da série IEC 61400 e do marco regulatório brasileiro da geração distribuída, seguida da formulação paramétrica das relações entre recurso eólico, demanda, fator de capacidade, porte da usina e retorno do investimento. Os resultados demonstram que a caracterização do vento na altura real de instalação, a adoção de fatores de capacidade realistas e a inclusão do balanço do sistema multiplicam por valores entre três e dez o porte e o custo estimados da instalação em relação às cotas teóricas. Conclui-se que a viabilidade de sistemas exclusivamente eólicos isolados é fortemente sensível às hipóteses de projeto e que as configurações híbridas e a geração distribuída conectada à rede constituem os arranjos comparativos de referência, cabendo conduzir a avaliação econômica por indicadores a valor presente que contemplem todos os custos do ciclo de vida.

Palavras-chave: energia eólica; aerogeradores de pequeno porte; eletrificação rural.

ABSTRACT

This study presents, in a theoretical and general manner, the fundamentals and the procedure for the technical and economic sizing of small wind energy systems intended for rural electrification.

The investigation stems from the observation that preliminary assessments tend to adopt simplifying assumptions, such as the use of wind data from the upper layers of digital atlases, the direct conversion of rated power into energy, and the omission of storage costs, which systematically overestimate project feasibility. The method consists of the systematization of the classical wind engineering literature, the IEC 61400 series of standards, and the Brazilian regulatory framework for distributed generation, followed by the parametric formulation of the relationships among wind resource, demand, capacity factor, plant size, and return on investment. The results demonstrate that characterizing the wind at the actual installation height, adopting realistic capacity factors, and including the balance of system multiply the estimated size and cost of the installation by factors between three and ten relative to theoretical bounds. The study concludes that the feasibility of stand-alone, exclusively wind-based small systems is highly sensitive to design assumptions and that hybrid configurations and grid-connected distributed generation constitute the reference comparative arrangements, with the economic evaluation to be conducted through present-value indicators encompassing all life-cycle costs.

Keywords: wind energy; small wind turbines; rural electrification.

1. INTRODUÇÃO

A transição energética constitui, hoje, um dos eixos centrais da agenda internacional de desenvolvimento. De um lado, os compromissos de mitigação da mudança do clima assumidos no Acordo de Paris exigem a descarbonização acelerada dos sistemas de energia; de outro, a Agenda 2030 das Nações Unidas estabelece, em seu Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 (ODS 7), a meta

de assegurar acesso universal a energia limpa, confiável e a preços acessíveis. O balanço mais recente desse esforço indica, porém, que a universalização permanece distante: 666 milhões de pessoas ainda viviam sem acesso à eletricidade em 2023, das quais a expressiva maioria em comunidades rurais de regiões de baixa renda, e, no ritmo atual, a meta de 2030 não será alcançada (IEA et al., 2025). O mesmo relatório destaca que as soluções descentralizadas de energia renovável - minirredes e sistemas isolados - têm respondido por parcela crescente das novas conexões justamente nas áreas em que a extensão da rede convencional é técnica ou economicamente inviável, o que recoloca a geração distribuída de pequeno porte no centro das estratégias de eletrificação rural.

Nesse cenário, a energia eólica consolidou-se como uma das tecnologias protagonistas da transição. A capacidade instalada mundial ultrapassou a marca de 1,1 TW, com recorde de 117 GW adicionados apenas em 2024, e o Brasil figura entre os cinco maiores mercados do mundo em capacidade acumulada (GWEC, 2025). No plano nacional, a fonte eólica responde por parcela expressiva e crescente da matriz elétrica - majoritariamente renovável -, com os melhores fatores de capacidade concentrados na região Nordeste (EPE, 2022; Pereira, 2016). Esse desempenho, contudo, refere-se à geração centralizada de grande porte: parques com torres de 100 a 120 m de altura, instalados em sítios criteriosamente selecionados após anos de medição anemométrica e submetidos a rigorosos processos de certificação e engenharia.

Paralelamente a essa trajetória, desenvolveu-se um segmento tecnológico distinto: os aerogeradores de pequeno porte, definidos pela norma IEC 61400-2:2013 como máquinas com área varrida de rotor de até 200 m² (IEC, 2013). A literatura internacional de revisão

aponta que esse segmento guarda especificidades que o afastam de uma simples miniaturização das grandes turbinas: números de Reynolds reduzidos nas pás, com perda de eficiência aerodinâmica; alturas de instalação baixas, imersas na camada de maior turbulência e cisalhamento do escoamento atmosférico; custo de energia por kWh sistematicamente superior ao das máquinas de grande porte, sobretudo em sítios de vento moderado; e forte dependência do desempenho declarado pelo fabricante, nem sempre verificado por ensaio independente (Tummala et al., 2016; Wood, 2011). No Brasil, estudos acadêmicos têm explorado o emprego dessas máquinas para atendimento de consumidores rurais e de baixa tensão, evidenciando tanto o interesse social da aplicação quanto a sensibilidade dos resultados às premissas de cálculo adotadas (Gnoatto, 2019; Ferreira, 2020; Carvalho et al., 2023).

É precisamente na passagem do dado de catálogo à energia efetivamente entregue que residem as principais preocupações e incertezas do tema. Três delas se destacam na literatura. A primeira é a caracterização do recurso eólico nas baixas alturas de instalação: atlas digitais de acesso público, como o Global Wind Atlas, democratizaram o acesso a estimativas de vento, mas suas camadas mais divulgadas referem-se a alturas de 100 a 200 m, incompatíveis com torres de 6 a 36 m sem a devida extrapolação (DTU Wind Energy; Banco Mundial, 2022; Custódio, 2013). A segunda é a conversão de potência nominal em energia gerada: o fator de capacidade de pequenas máquinas em condições reais situa-se tipicamente entre 10 e 30% (Gnoatto, 2019; Ferreira, 2020), de modo que estimativas que ignoram essa grandeza superestimam a produção por fator de 4 a 7. A terceira é o custo do armazenamento em configurações isoladas, componente que pode dominar o ciclo de vida do projeto e que, omitido, inverte conclusões de viabilidade.

Somam-se a incerteza sobre curvas de potência não certificadas e a necessidade de compatibilizar o projeto com o arcabouço normativo internacional (IEC, 2013; IEC, 2017) e com o marco regulatório brasileiro da geração distribuída (Brasil, 2022; ANEEL, 2023).

O afunilamento da contextualização conduz ao problema que orienta este estudo. Avaliações preliminares de viabilidade de sistemas eólicos de pequeno porte - frequentes em trabalhos acadêmicos, estudos exploratórios e propostas de eletrificação comunitária - tendem a adotar, por simplicidade ou por limitação de dados, três premissas de efeito não neutro: o uso direto de velocidades de vento de camadas altas de atlas digitais; a conversão da potência nominal em energia pela simples multiplicação pelas horas do período; e a exclusão do balanço do sistema (baterias, controladores, inversores) do cálculo econômico. Cada uma dessas simplificações distorce o resultado sempre no mesmo sentido - o da superestimação da viabilidade -, e seus efeitos se multiplicam quando combinadas. Formula-se, assim, o seguinte problema de pesquisa: em que medida as premissas simplificadoras usualmente adotadas em avaliações preliminares distorcem o porte e a viabilidade econômica estimados de sistemas eólicos de pequeno porte destinados à eletrificação rural, e como estruturar um procedimento teórico-paramétrico capaz de explicitar e corrigir essas distorções?

O problema assim delimitado atende aos requisitos usuais da metodologia científica: é instrumento para a obtenção de novos conhecimentos, na medida em que quantifica, de forma geral e parametrizada, o efeito de cada premissa sobre o resultado; é delimitado, restringindo-se a aerogeradores de pequeno porte na acepção da IEC 61400-2 e à aplicação em eletrificação rural; possui

aplicabilidade social direta, pois decisões de investimento equivocadas em contextos de vulnerabilidade comprometem recursos escassos de comunidades e do poder público; é claro e preciso, ao especificar as premissas investigadas e as grandezas de resposta (porte, geração, retorno do investimento); e reflete uma vivência concreta da prática de pesquisa e de projeto na área, na qual a discrepância sistemática entre estimativas preliminares e desempenho real de pequenos aerogeradores é constatação recorrente, documentada tanto na literatura internacional (Tummala et al., 2016) quanto em estudos nacionais (Gnoatto, 2019; Ferreira, 2020).

A justificativa do estudo articula três dimensões. Na dimensão social, a eletrificação rural por fontes renováveis descentralizadas é reconhecida como via prioritária para o fechamento da lacuna de acesso à energia (IEA et al., 2025); no Brasil, remanescentes de exclusão elétrica e atendimentos precários concentram-se exatamente nas áreas rurais dispersas em que sistemas de pequeno porte são cogitados. Um procedimento de dimensionamento rigoroso protege comunidades, gestores e financiadores de decisões fundadas em expectativas irrealistas de geração e retorno. Na dimensão acadêmico-metodológica, o trabalho preenche uma lacuna de sistematização: os fundamentos encontram-se dispersos entre a literatura clássica de engenharia eólica (Manwell, McGowan e Rogers, 2009; Burton et al., 2011; Hau, 2013), normas técnicas (IEC, 2013; IEC, 2017), atlas e notas técnicas estaduais (Camargo-Schubert, 2013; 2017) e estudos de caso, sem uma exposição unificada, em língua portuguesa e em forma paramétrica, orientada ao pequeno porte. Na dimensão regulatória e econômica, a vigência do marco legal da micro e minigeração distribuída (Brasil, 2022; ANEEL, 2023) alterou substancialmente o espaço de decisão entre configurações

isoladas e conectadas, tornando oportuna uma exposição que incorpore essa alternativa ao desenho de análise.

O objetivo geral do estudo é sistematizar, em caráter estritamente teórico e parametrizado, o procedimento de dimensionamento técnico-econômico de sistemas eólicos de pequeno porte destinados à eletrificação rural, quantificando o efeito das premissas de projeto sobre o porte e a viabilidade da instalação.

2. FUNDAMENTOS FÍSICOS DA CONVERSÃO EÓLICA

O ponto de partida de qualquer dimensionamento eólico é a potência disponível em um fluxo de ar de massa específica ρ que atravessa uma seção transversal de área A com velocidade v :

$$P_{\text{disp}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Essa potência não pode ser integralmente convertida. O limite de Betz, demonstrado em 1919 a partir da teoria do disco atuador, estabelece que a máxima fração extraível é $\frac{16}{27} \approx 59,3\%$. O resultado decorre de um compromisso físico elegante: a energia é extraída pela desaceleração do escoamento ao atravessar o rotor, mas a extração total exigiria a estagnação completa do ar a jusante, o que impediria a passagem contínua de novas massas de ar. A otimização conduz a um fator de indução axial de $\frac{1}{3}$ - isto é, o vento atravessa o plano do rotor a dois terços da velocidade não perturbada -, condição em que a potência captada é máxima (Manwell, McGowan e Rogers, 2009; Burton et al., 2011). Rotores comerciais de grande porte alcançam coeficientes de potência (C_p) máximos de 0,40 a 0,50; aerogeradores de pequeno porte operam tipicamente entre 0,25 e 0,40, em decorrência de números de Reynolds mais baixos nas pás - que elevam o arrasto relativo dos perfis -, de geometrias

mais simples e da ausência de controle ativo de passo (Custódio, 2013; Tummala et al., 2016).

O C_p de um rotor não é constante: varia com a razão de velocidade de ponta (*tip speed ratio*, λ), quociente entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento. Rotores de eixo horizontal de três pás atingem seu C_p máximo para λ entre 6 e 8, e o sistema de controle busca manter a operação próxima desse ótimo na região de carga parcial (Burton et al., 2011). A curva de potência real de um aerogerador reflete essas regiões de operação: abaixo da velocidade de partida (*cut-in*, tipicamente 2,5 a 4 m/s) não há geração; entre a partida e a velocidade nominal, a potência cresce aproximadamente com o cubo da velocidade; acima da nominal, o controle limita a potência ao valor de placa; e, na velocidade de corte (*cut-out*), a máquina é retirada de operação por segurança. A fração do tempo em que o vento local se situa em cada região - e não a potência de placa - é o que determina a energia anual gerada.

Incorporando o rendimento eletromecânico η do conjunto gerador-transmissão-conversão, a potência elétrica de projeto é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \cdot \eta \cdot C_p$$

A definição dos parâmetros exige atenção a uma questão de convenção que afeta diretamente os resultados: em parte da literatura, valores de eficiência da ordem de 35% (Gipe, 1995, apud Terciote, 2002) já representam a eficiência global de conversão - o produto $C_p \cdot \eta$ -, e não apenas o rendimento eletromecânico. A adoção simultânea de $C_p = 0,4$ (Castro, 2004) e $\eta = 0,35$ conduz a uma eficiência total de 14%, valor conservador porém defensável para máquinas de pequeno porte sem certificação; o essencial é explicitar a convenção adotada, evitando dupla contagem ou

omissão de perdas. Como contraponto, atlas eólicos estaduais brasileiros indicam C_p prático de até 0,45 combinado a η de 0,93 a 0,98 para o conjunto gerador e transmissões de máquinas comerciais certificadas (Camargo-Schubert, 2017), o que ilustra a amplitude dessas premissas na literatura técnica.

A dependência cúbica da velocidade é a propriedade dominante da equação (2): um erro de 10% na estimativa de v propaga-se como erro de aproximadamente 33% na potência, e um erro de 30% altera o resultado por fator superior a dois. É essa sensibilidade que torna a caracterização do recurso eólico a etapa mais determinante de todo o estudo de viabilidade (Dalmaz et al., 2008).

3. CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO EÓLICO

3.1. Distribuição de Weibull e Fator de Padrão de Energia

O uso da velocidade média anual como único parâmetro de entrada constitui simplificação relevante. Como a potência varia com o cubo da velocidade, a média dos cubos das velocidades horárias é sempre superior ao cubo da velocidade média - consequência da desigualdade de Jensen aplicada a uma função convexa. A prática consagrada é representar o regime de ventos pela função densidade de probabilidade de Weibull, com fator de forma k (adimensional, tipicamente entre 1,5 e 3,5) e fator de escala c (m/s):

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

O fator de forma k descreve a regularidade do regime: valores altos indicam ventos concentrados em torno da média (típicos de alísios constantes), enquanto valores baixos indicam grande dispersão, com calmarias e rajadas frequentes. Os parâmetros podem ser estimados

a partir de séries medidas por diferentes métodos - momentos estatísticos, mínimos quadrados sobre a distribuição acumulada linearizada ou máxima verossimilhança -, cabendo verificar a aderência do ajuste por testes apropriados (Manwell, McGowan e Rogers, 2009).

Quando apenas a velocidade média é conhecida, adota-se usualmente $k = 2$, caso particular que corresponde à distribuição de Rayleigh (Camargo-Schubert, 2017). Para essa distribuição, a razão entre a média dos cubos e o cubo da média - o fator de padrão de energia (*energy pattern factor*) - vale aproximadamente 1,91: estimativas baseadas na velocidade média pura subestimam o recurso disponível em quase um fator de dois. A produção anual de energia (AEP) deve, portanto, ser calculada pela integração do produto entre a distribuição de Weibull local e a curva de potência real do aerogerador:

$$AEP = 8760 \int f(v) \cdot P(v) dv$$

Essa é a metodologia adotada nos estudos de dimensionamento de pequenos aerogeradores (Gnoatto, 2019; Ferreira, 2020), utilizando a curva de potência declarada pelo fabricante - idealmente ensaiada conforme a IEC 61400-12-1 - em lugar da potência nominal. Note-se que a integração captura automaticamente os efeitos das regiões de operação discutidas na seção 2: horas de vento abaixo da partida não contribuem, e horas acima da nominal contribuem apenas com a potência de placa, jamais com o cubo da velocidade.

3.2. Extrapolação Vertical da Velocidade

Atlas eólicos digitais, como o Global Wind Atlas (DTU Wind Energy; Banco Mundial, 2022), disponibilizam dados de velocidade em

alturas padronizadas de 10 a 200 m acima do solo. Aerogeradores de pequeno porte, contudo, são instalados em torres de 6 a 36 m, o que torna indispensável referir o dado de vento à altura real do cubo. A velocidade cresce com a altura acima da superfície segundo o perfil logarítmico ou, em formulação prática equivalente, a lei de potência de Hellmann:

$$v(h) = v(h_{ref}) \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^a$$

O expoente de cisalhamento a varia de cerca de 0,10 (superfícies lisas) a 0,40 (terrenos com obstáculos), sendo $\frac{1}{7} \approx 0,143$ o valor de referência para campo aberto (Custódio, 2013; Manwell, McGowan e Rogers, 2009). O efeito é expressivo: tomando $a = 0,20$, típico de vegetação arbustiva de rugosidade moderada, a velocidade a 30 m corresponde a apenas 68% da velocidade a 200 m - e, pela dependência cúbica da equação (1), a densidade de potência disponível a 30 m reduz-se a cerca de 32% da existente a 200 m. Duas cautelas decorrem daí. Primeira: dados de camadas altas de atlas digitais não podem ser aplicados diretamente a torres baixas sem extrapolação, sob pena de superestimar o recurso em fator próximo de três. Segunda: a altitude do terreno em relação ao nível do mar e a altura do rotor em relação ao solo são grandezas independentes para fins de perfil de vento - os dados do atlas em cada camada já incorporam a orografia do sítio, e o que determina o desempenho da máquina é exclusivamente a altura da torre acima da superfície local.

Às baixas alturas somam-se os efeitos de obstáculos e turbulência. Edificações, árvores e acidentes do terreno geram esteiras turbulentas que reduzem a velocidade média e elevam a intensidade de turbulência - razão entre o desvio-padrão e a média

da velocidade em janelas curtas -, com dupla penalidade: menor energia captada e maior carregamento de fadiga sobre pás e estrutura (Wood, 2011). Regras práticas de *micrositing* recomendam que o rotor fique integralmente acima da altura dos obstáculos existentes em um raio amplo em torno da torre, e a intensidade de turbulência do sítio deve ser confrontada com a classe de projeto da máquina (seção 9). Em fases avançadas de projeto, recomenda-se campanha anemométrica local com duração mínima de 12 meses, capaz de capturar a sazonalidade do regime (IEC, 2017; Camargo-Schubert, 2013).

3.3. Correção da Massa Específica do Ar

O valor de referência $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ corresponde à atmosfera padrão ao nível do mar a 15 °C. Em sítios de altitude elevada e clima quente - caso frequente do interior semiárido -, a massa específica real pode situar-se entre 1,10 e 1,15 kg/m^3 , redução de 6 a 10% na potência disponível, uma vez que ρ decresce tanto com a pressão (altitude) quanto com o aumento da temperatura. As curvas de potência de fabricantes são fornecidas para condições padrão e devem ser corrigidas para a altitude e a temperatura locais (Camargo-Schubert, 2017).

4. ESTIMATIVA DA DEMANDA ENERGÉTICA

Na ausência de medição direta, a demanda de uma comunidade rural pode ser estimada a partir do consumo per capita regional de eletricidade C_m (kWh/hab·ano), disponível em anuários estatísticos oficiais (EPE, 2022), da ocupação média Q_m (moradores por residência, obtida de pesquisas domiciliares - IBGE, 2019) e do

número de residências Q_r . A demanda média contínua por residência é:

$$D_e = \frac{(C_m Q_m)}{8760} kW$$

e a da comunidade, $D_c = D_e \cdot Q_r$, à qual convém aplicar margem de segurança - usualmente de 10 a 20% - para absorver o crescimento vegetativo do consumo e as incertezas de estimativa. O crescimento merece atenção particular em contextos de eletrificação recente: a experiência internacional mostra que o consumo de comunidades recém-conectadas cresce à medida que se incorporam refrigeração, bombeamento de água e usos produtivos da energia, de modo que o dimensionamento pela fotografia atual do consumo tende a se revelar insuficiente em poucos anos (IEA et al., 2025).

Duas observações metodológicas são pertinentes. Primeira: a grandeza D_e é uma potência média contínua (kW), e não energia (kWh); a distinção evita inconsistências dimensionais na passagem entre demanda e potência instalada. Segunda: o dimensionamento pela potência média ignora a curva de carga. Em comunidades rurais, o consumo concentra-se no período noturno (iluminação, refrigeração, televisão), o que se traduz em fatores de carga baixos - razão entre a demanda média e a demanda máxima -, frequentemente inferiores a 0,5: a ponta de demanda pode ser o dobro ou o triplo da média.

A geração eólica, por sua vez, segue o regime local de ventos; a eventual complementaridade horária entre carga e recurso deve ser verificada com dados horários, e não presumida. Para sistemas isolados, o projeto exige o levantamento da demanda máxima coincidente, que define a potência do inversor, e do consumo diário,

que define o banco de baterias (Manwell, McGowan e Rogers, 2009; Terciote, 2002).

5. DO DADO DE PLACA À ENERGIA GERADA: O FATOR DE CAPACIDADE

A potência nominal de um aerogerador é especificada para uma velocidade de vento nominal - em máquinas de pequeno porte, usualmente 10 a 12 m/s - raramente sustentada nas alturas típicas de instalação. A grandeza que traduz o dado de placa em energia efetivamente gerada é o fator de capacidade (*FC*), definido como a razão entre a energia produzida em um ano e a que seria produzida em operação contínua na potência nominal (Hau, 2013; Camargo-Schubert, 2017):

$$FC = \frac{E_{\text{anual}}}{(P_{\text{nominal}} \cdot 8760)}$$

O *FC* condensa, em um único número, toda a interação entre o regime de ventos do sítio e a curva de potência da máquina: distribui-se o ano entre horas de calmaria, horas de carga parcial e horas - minoritárias - de operação plena. Parques eólicos de grande porte em sítios excepcionais, com torres de 100 a 120 m, atingem *FC* entre 40 e 55% - patamar observado nos melhores complexos do Nordeste brasileiro, entre os mais altos do mundo (Pereira, 2016). Aerogeradores de pequeno porte, com torres baixas e sítios não otimizados, apresentam *FC* reais de 10 a 30%, sendo comuns valores próximos de 15% (Gnoatto, 2019; Ferreira, 2020; Tummala et al., 2016).

Avaliações preliminares que convertem potência nominal em geração multiplicando-a pelas horas do período - procedimento equivalente a assumir *FC* = 100% - superestimam a produção anual

por fator de 4 a 7 nas condições típicas de instalação, com impacto proporcional sobre o número de máquinas e o retorno do investimento. Adicionalmente, para equipamentos sem certificação de curva de potência, a incerteza é maior: mesmo em máquinas certificadas de grande porte, a verificação em campo revela desvios de 2 a 6% entre a curva garantida e a medida (Pereira, 2016); em máquinas genéricas de procedência não certificada, desvios muito superiores são plausíveis.

6. ANÁLISE PARAMÉTRICA: PORTE DA USINA E RETORNO DO INVESTIMENTO

As relações fundamentais do dimensionamento admitem formulação paramétrica independente de qualquer sítio ou equipamento específico. A geração específica anual de uma máquina - energia por kW instalado - é $E_{esp} = 8.760 \times FC$ (kWh/kW·ano), e a potência total a instalar para atender uma demanda anual D_{anual} é:

$$P_{inst} = \frac{D_{anual}}{8760 \cdot FC}$$

A Tabela 1 apresenta essas grandezas para a faixa de fatores de capacidade relevante em pequeno porte, normalizadas por MWh anual de demanda. A leitura é direta: em relação à cota teórica de operação nominal contínua, um projeto real exige de 3,3 a 10 vezes mais potência instalada - e, aproximadamente, o mesmo fator multiplicativo de investimento em aerogeradores - para suprir a mesma demanda.

Tabela 1. Geração específica anual e porte da usina em função do fator de capacidade adotado.

<i>FC (%)</i>	Geração específica (kWh/kW·ano)	Potência instalada por MWh/ano de demanda (kW)	Fator multiplicativo do porte
100 (limite teórico)	8.760	0,114	1,0 (referência)
30	2.628	0,381	3,3
25	2.190	0,457	4,0
20	1.752	0,571	5,0
15	1.314	0,761	6,7
10	876	1,142	10,0

Fonte: elaboração própria a partir das equações (8) e (9). A linha de FC = 100% é fisicamente inalcançável e figura apenas como cota superior de referência.

O retorno do investimento acompanha a mesma escala. Definindo o *payback* simples como a razão entre o investimento total I e a economia anual proporcionada pela energia substituída (produto da demanda anual pelo custo unitário evitado da energia, t):

$$PB = \frac{I}{D_{\text{anual}} \cdot t}$$

e observando que I cresce linearmente com o número de máquinas - portanto, inversamente com o FC -, conclui-se que o *payback* estimado sob $FC = 100\%$ deve ser multiplicado pelo fator da última coluna da Tabela 1 para refletir condições realistas. Um retorno aparente de 2 anos calculado à cota teórica corresponde, com FC de 15 a 25%, a 8 a 13 anos; um retorno aparente de 6 anos ultrapassa a vida útil típica de 20 anos dos equipamentos. A escolha do fator de capacidade é, portanto, a premissa isoladamente mais determinante

do resultado da análise de viabilidade, devendo ser justificada a partir da distribuição de Weibull local, da curva de potência ensaiada e da altura real de instalação - nunca assumida implicitamente.

O *payback* simples, embora didático, ignora o valor do dinheiro no tempo e a distribuição dos custos ao longo da vida útil. Análises rigorosas devem empregar indicadores a valor presente - valor presente líquido (*VPL*) e taxa interna de retorno (*TIR*) - e, para comparação entre alternativas de geração, o custo nivelado de energia (*LCOE*, *levelized cost of energy*), definido como a razão entre a soma dos custos descontados do ciclo de vida (investimento, operação, manutenção e reposições) e a soma da energia gerada descontada no mesmo horizonte:

$$LCOE = \frac{\sum \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

onde C_t e E_t são, respectivamente, o custo e a energia do ano t , e r a taxa de desconto. O *LCOE* permite comparar diretamente a alternativa eólica de pequeno porte com a tarifa da concessionária, com sistemas fotovoltaicos e com arranjos híbridos, em base metodológica homogênea (Hau, 2013). A eventual escalada tarifária reduz os prazos de retorno em termos nominais, mas não altera a conclusão estrutural sobre o peso do fator de capacidade.

7. BALANÇO DO SISTEMA EM CONFIGURAÇÃO ISOLADA: O CUSTO DO ARMAZENAMENTO

Em operação isolada (*off grid*), o sistema requer banco de baterias, controladores de carga e inversores - componentes que representam de 30 a 60% do custo total do ciclo de vida e que, por isso, não podem ser omitidos da análise econômica. A capacidade

nominal do banco decorre do consumo diário E_{dia} , da autonomia desejada d (dias sem geração, usualmente 2 a 3), da profundidade de descarga admissível DoD (50% para chumbo-ácido; 80 a 90% para lítio) e da eficiência de ciclo η_c (~85% para chumbo-ácido):

$$C_{\text{banco}} = \frac{E_{\text{dia}} \cdot d}{DoD \cdot \eta_c}$$

Em termos paramétricos, cada 100 kWh/dia de consumo exige, com dois dias de autonomia e baterias de chumbo-ácido, banco da ordem de 470 kWh de capacidade nominal - magnitude que, a custos correntes de mercado, frequentemente iguala ou supera o investimento nos próprios aerogeradores. Acresce que baterias de chumbo-ácido exigem substituição a cada 4 a 6 anos, o que implica três a quatro trocas dentro de um horizonte de projeto de 20 anos, a serem lançadas no fluxo de caixa - baterias de lítio, de custo inicial superior, compensam parcialmente pela maior profundidade de descarga e vida cíclica mais longa, e a escolha entre as tecnologias deve ser resolvida pelo $LCOE$ do conjunto, não pelo preço de aquisição.

Somam-se inversores dimensionados pela demanda máxima coincidente - e não pela potência média -, controladores de carga compatíveis com a tensão e a corrente do gerador e, especificamente no caso eólico, carga de derivação (*dump load*): diferentemente de um módulo fotovoltaico, um aerogerador não pode ser simplesmente desconectado sob vento, pois dispararia em sobrevelocidade; o excedente de geração com baterias plenas precisa ser dissipado de forma controlada. Custos de operação e manutenção completam o quadro, tipicamente 2 a 3% do CAPEX ao ano para pequenos aerogeradores (Manwell, McGowan e Rogers, 2009; Gnoatto, 2019; Wood, 2011).

Esse quadro recomenda, em regiões que disponham também de bom recurso solar, a avaliação sistemática de configurações híbridas eólico-fotovoltaicas com banco de baterias compartilhado: a complementaridade horária e sazonal entre as fontes reduz a autonomia requerida do banco e, com ela, o principal custo recorrente da configuração isolada.

8. ALTERNATIVA CONECTADA À REDE: O MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Onde exista rede de distribuição acessível, a conexão sob o regime de micro e minigeração distribuída merece análise comparativa formal. No Brasil, a Lei nº 14.300/2022 instituiu o marco legal da microgeração (até 75 kW) e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023 (Brasil, 2022; ANEEL, 2023). A conexão à rede elimina o banco de baterias - o maior custo recorrente da configuração isolada -, utilizando a própria rede como reserva mediante compensação de créditos de energia, ainda que com a incidência progressiva da TUSD Fio B sobre a energia compensada prevista no período de transição da lei, que reduz gradualmente o valor econômico do crédito e deve ser incorporada ao fluxo de caixa do projeto.

A mesma lei instituiu o Programa de Energia Renovável Social (PERS), voltado a investimentos em geração distribuída para consumidores de baixa renda, dispositivo diretamente pertinente ao contexto da eletrificação rural. O desenho de análise que efetivamente responde à pergunta de viabilidade econômica é, assim, a comparação entre três arranjos: (i) sistema isolado com armazenamento; (ii) geração distribuída conectada; e (iii)

manutenção do fornecimento convencional - este último particularmente competitivo para consumidores enquadráveis em tarifas sociais.

9. ASPECTOS NORMATIVOS E DE CERTIFICAÇÃO

A seleção de aerogeradores de pequeno porte deve observar a norma IEC 61400-2:2013 (Wind turbines - Part 2: Small wind turbines), aplicável a máquinas com área varrida de até 200 m², que define requisitos de segurança estrutural, as classes de vento de projeto (SWT Classes I a IV, caracterizadas pela velocidade média anual e pela velocidade extrema de referência de 50 anos, além de uma classe S para condições especiais) e procedimentos de ensaio (IEC, 2013). A verificação de classe é indispensável: rajadas e intensidade de turbulência nas baixas alturas de instalação podem exceder os limites de projeto de máquinas de classe inferior, comprometendo a vida útil de 20 anos assumida na análise - e a norma admite, para o pequeno porte, métodos simplificados de cálculo de cargas cuja aplicabilidade depende justamente do enquadramento correto do sítio.

A medição de curva de potência segue a IEC 61400-12-1 (IEC, 2017), e esquemas como o ICC-SWCC - baseado na norma ACP 101-1 (2021) - certificam o desempenho declarado (ICC-SWCC, 2023). Equipamentos sem certificação dessa natureza introduzem risco técnico adicional, a ser precificado mediante fator de capacidade mais conservador ou margem de contingência de custos; a literatura de revisão registra que a lacuna entre desempenho anunciado e verificado é uma das causas recorrentes de frustração em instalações de pequeno porte (Tummala et al., 2016).

10. SÍNTESE DO PROCEDIMENTO METODOLÓGICO PROPOSTO

O roteiro de dimensionamento para aplicações desta natureza compreende as etapas a seguir.

1. Obter dados de vento na altura real do cubo - camadas baixas de atlas eólicos digitais ou, preferencialmente, campanha anemométrica local de no mínimo 12 meses.
2. Ajustar a distribuição de Weibull (parâmetros k e c) ao regime local, em substituição ao uso da velocidade média isolada, verificando a aderência do ajuste.
3. Corrigir a massa específica do ar para a altitude e a temperatura do sítio.
4. Levantar a curva de carga da comunidade, com demanda máxima coincidente e consumo diário, em vez de operar apenas com a demanda média, e prever o crescimento do consumo.
5. Selecionar aerogeradores com curva de potência ensaiada e classe de vento IEC compatível com o sítio, incluindo a intensidade de turbulência.
6. Calcular a produção anual de energia pela integração da distribuição de Weibull com a curva de potência, aplicando perdas de disponibilidade (95-97%), elétricas (2-3%) e de degradação das pás.
7. Dimensionar o balanço do sistema - banco de baterias, controladores, carga de derivação e inversores - e incluir no

fluxo de caixa as reposições de baterias e os custos de operação e manutenção.

8. Conduzir a análise econômica por valor presente líquido (*VPL*), taxa interna de retorno (*TIR*) e custo nivelado de energia (*LCOE*), com taxa de desconto explícita, além do *payback* simples, comparando as configurações isolada, híbrida e conectada à rede sob a Lei nº 14.300/2022.

11. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Retomando o problema de pesquisa formulado na introdução, a exposição demonstrou, em termos gerais e parametrizados, que as premissas simplificadoras usuais em avaliações preliminares distorcem o resultado da análise de viabilidade de forma sistemática e quantificável. Três fatores dominam essa distorção: a altura efetiva de instalação - cuja desconsideração, pelo uso direto de dados de vento de camadas altas de atlas digitais, superestima a densidade de potência disponível em fator próximo de três -; o fator de capacidade - cuja adoção em valores realistas (10 a 30%) multiplica por 3,3 a 10 o porte e o custo da usina em relação à cota teórica de operação nominal contínua, conforme a Tabela 1 -; e o custo do armazenamento em configurações isoladas, que pode igualar ou superar o investimento nos próprios aerogeradores e se repete ao longo da vida útil do projeto.

Os objetivos específicos foram, assim, atendidos: fundamentou-se a conversão eólica e suas convenções de eficiência; estabeleceu-se o método estatístico de caracterização do recurso na altura do cubo; formularam-se as relações paramétricas entre fator de capacidade, porte e retorno; dimensionou-se em forma geral o balanço do

sistema isolado; e situou-se o dimensionamento nos arcabouços normativo e regulatório vigentes.

Dessas relações decorre uma orientação geral de projeto: a viabilidade econômica de sistemas exclusivamente eólicos isolados de pequeno porte é fortemente sensível às hipóteses adotadas e tende a se deteriorar quando estas são substituídas por premissas realistas; configurações híbridas com armazenamento compartilhado e a geração distribuída conectada à rede, sob o marco legal vigente, constituem os arranjos comparativos de referência.

Em qualquer caso, o rigor do resultado depende da qualidade da caracterização do recurso - distribuição estatística ajustada a dados locais na altura do cubo -, da utilização de curvas de potência ensaiadas conforme as normas da série IEC 61400 e da avaliação econômica por indicadores a valor presente com todos os custos do ciclo de vida. Como desdobramentos naturais desta exposição teórica, indicam-se a aplicação do procedimento a estudos de caso com dados medidos, a análise de configurações híbridas por simulação horária e a investigação do impacto do Programa de Energia Renovável Social na viabilidade de projetos comunitários.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.** Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Diário Oficial da União: Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm.

BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook.** 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA; GOVERNO DO ESTADO DA BAHIA; CEPEL. **Atlas Eólico: Bahia.** Curitiba: Camargo-Schubert, 2013.

CAMARGO-SCHUBERT ENGENHARIA EÓLICA; GOVERNO DO ESTADO DA PARAÍBA. **Atlas Eólico da Paraíba** (apêndices técnicos: distribuição de Weibull, fator de capacidade e correção de densidade do ar). João Pessoa, 2017. Disponível em: <https://antigo.paraiba.pb.gov.br/formulas-e-mapas-uteis.html>.

CARVALHO, L. D.; CÂMARA, R. J. B.; SILVA, C. C. G.; SILVA, L. H. S. Análise da viabilidade técnica e econômica para implantação de aerogeradores na comunidade de Serra Barra do Vento, município de Serrinha – BA. In: **Brazil Windpower 2023 – Política industrial verde e transição energética justa: o protagonismo brasileiro.** 2023.

CASTRO, R. M. G. **Energias Renováveis, Produção Descentralizada: Introdução à energia eólica.** Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2004.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia; Eletrobrás, 2013.

DALMAZ, A. et al. Energia eólica para geração de eletricidade e a importância da previsão. **Revista ABCM – Engenharia**, v. 13, n. 1, p. 27-32, 2008.

DTU WIND ENERGY; BANCO MUNDIAL. **Global Wind Atlas 3.1**. 2022. Disponível em: <https://globalwindatlas.info>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022: ano base 2021**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022.

FERREIRA, W. O. **Potencial de aplicação de microgeradores eólicos para atendimento a unidades consumidoras do grupo tarifário B**. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), 2020. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/32422/4/potencialmicrogeradoreseolicos.pdf>.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global Wind Report 2025**. Bruxelas: GWEC, 2025. Disponível em: <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport/2025>.

GNOATTO, H. **Análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de aerogeradores de pequeno porte**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Cascavel, 2019. Disponível em: <https://tede.unioeste.br/bitstream/tede/3030/5/Henrique%20Gnoatto.pdf>.

HAU, E. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 3. ed. Berlin: Springer, 2013.

IBGE. **Pesquisa de Orçamentos Familiares 2017–2018**. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2019.

IEA; IRENA; UNSD; BANCO MUNDIAL; OMS. **Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2025**. Washington, DC: World Bank, 2025. Disponível em: <https://trackingsdg7.esmap.org>.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61400-12-1:2017 – Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. Genebra: IEC, 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61400-2:2013 – Wind turbines – Part 2: Small wind turbines**. 3. ed. Genebra: IEC, 2013. Disponível em: <https://webstore.iec.ch/en/publication/5433>.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2009.

PEREIRA, A. **As várias curvas de potência de um aerogerador**. Brazil Windpower 2016 – artigo técnico. ABEEólica, 2016. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/02/BWP-2016-Paper-Alexandre-Pereira.doc>.

SMALL WIND CERTIFICATION COUNCIL (ICC-SWCC). **Standards: ACP 101-1 (2021) – The Small Wind Turbine Standard; AWEA 9.1-**

2009.

2023.

Disponível

em:

<https://smallwindcertification.org/resources/standards/>.

TERCIOTE, R. Eficiência energética de um sistema eólico isolado.

Proceedings of the 4th Encontro de Energia no Meio Rural, 2002.

TUMMALA, A.; VELAMATI, R. K.; SINHA, D. K.; INDRAJA, V.; KRISHNA,

V. H. A review on small scale wind turbines. **Renewable and**

Sustainable Energy Reviews, v. 56, p. 1351-1371, 2016. DOI:

10.1016/j.rser.2015.12.027.

WOOD, D. **Small Wind Turbines: Analysis, Design, and**

Application. London: Springer, 2011.

¹ Discente do Curso de Doutorado em Agroecologia e Desenvolvimento Territorial da Universidade do Estado da Bahia, *Campus Juazeiro*. E-mail: [acesse o artigo original para visualizar o e-mail](#)

² Docente da Universidade do Estado da Bahia, *Campus Juazeiro*. E-mail: [acesse o artigo original para visualizar o e-mail](#)

³ Docente da Universidade do Estado da Bahia, *Campus Juazeiro*. E-mail: [acesse o artigo original para visualizar o e-mail](#)

⁴ Docente da Universidade de Pernambuco, *Campus Petrolina*. E-mail: [acesse o artigo original para visualizar o e-mail](#)